

CAMPO DE RIO DO BU, BACIA DO RECÔNCAVO: DESENVOLVIMENTO, ESTRATÉGIA DE PRODUÇÃO E ANÁLISE DA ZONA DE PRODUÇÃO II (FORMAÇÃO CANDEIAS/MEMBRO GOMO)

RIO DO BU OIL FIELD, RECÔNCAVO BASIN: DEVELOPMENT, PRODUCTION STRATEGY, AND ANALYSIS OF PRODUCTION ZONE II (CANDEIAS FORMATION/GOMO MEMBER)

Edson Meneses Sousa¹, Luiz Ferradans Mato² e Cristiane Formosinho Conde³

RESUMO – O Campo de Rio do Bu, localizado no extremo nordeste da Bacia do Recôncavo, encontra-se praticamente delimitado, contando com 65 poços perfurados. Possui uma área de 4,0 km² e um volume de óleo original explotável de 10,76 x 10⁶ m³ std. Suas principais acumulações de óleo estão contidas nos arenitos-reservatório do Membro Gomo da Formação Candeias. O campo encontra-se num estágio avançado de exploração primária, já apresentando algumas zonas de produção muito depletadas. Está em vias de ser implantado o projeto de recuperação secundária, com injeção de água na zona de óleo. Com este projeto, a expectativa é aumentar o fator de recuperação de 18% para 30%. Os dados disponíveis revelam que o mecanismo natural predominante dos reservatórios é gás em solução. Também existem evidências de segregação gravitacional como mecanismo atuante no compartimento norte do campo, onde as camadas possuem mergulho muito acentuado – em torno de 20^o para sudeste. Para a Zona de Produção II, os mapas indicam que os reservatórios de melhor qualidade situam-se nos eixos principais do sistema de leques turbidíticos e que a mesma torna-se inferior em direção às franjas dos leques. Este mapeamento visa a orientar a etapa final de desenvolvimento do campo e a implantação do projeto de recuperação secundária, pois, associado ao histórico de produção, permite um melhor entendimento do comportamento dos reservatórios (mecanismo de produção, produtividade dos poços, distribuição de pressões e áreas de drenagem), possibilitando a adequação das malhas de produção e injeção às heterogeneidades externas e internas presentes.

(Originais recebidos em 20-06-91).

ABSTRACT – Located in the far northeastern part of the Recôncavo basin, the Rio do Bu oil field has been almost entirely delineated. Covering an area of 4 km², the field contains sixty-five drilled wells and 10.76 x 10⁶ standard m³ of exploitable original oil in place. Its main oil accumulations are found in the reservoir sandstones of the Gomo member, Candeias formation. Primary exploitation of the field has advanced to where some zones are already quite depleted. A secondary recovery project will soon be implemented, with water injection programmed for the oil zone. It is expected that this will boost the recovery factor from 18% to 30%. Available data indicate that the predominant natural production mechanism in these reservoirs is gas in solution. There is also evidence that gravitational segregation is an acting mechanism in the northern compartment of the field, where beds dip southeastward sharply (about 20^o). Maps of production zone II indicate that the finest-quality reservoirs are found along the main axes of the turbidite fan system, while quality decreases toward the edges of the fan. This mapping is intended to guide the final stage of field development and implementation of the secondary recovery project; in conjunction with production records, it should yield a better understanding of reservoir behavior (i.e., production mechanisms, well productivity, pressure distribution, and drainage areas), thereby making it possible to tailor production networks and injection design to external and internal heterogeneities.

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

-
- 1 - Setor de Geologia de Desenvolvimento (SEGED), Divisão de Interpretação (DINTER), Distrito de Exploração do Norte (DEXNOR). Rodovia Artur Bernardes, 5511, Tapanã, CEP 66000, Belém, PA, Brasil.
 - 2 - Setor de Exploração e Exploração de Bacias Produtoras (SEBAP), Divisão Regional de Geologia de Exploração e Exploração (DIREX), Distrito de Exploração da Bahia (DEXBA). Av. Antonio Carlos Magalhães, 1113, 5^o andar, Pituba, CEP 41850, Salvador, BA, Brasil.
 - 3 - Setor de Acompanhamento e Controle de Reservatório (SECREV), Divisão de Avaliação e Reservatório (DIAREV), Região de Produção da Bahia (RPBA). Av. Beira-Mar, 220, 5^o andar, Calçada, CEP 40420, Salvador, BA, Brasil.

1 – INTRODUÇÃO

O Campo de Rio do Bu situa-se no extremo nordeste da Bacia do Recôncavo (fig. 1). Descoberto em maio de 1984 com a perfuração do poço 1-RBU-2-BA, suas principais acumulações de óleo estão contidas nos arenitos-reservatório do Membro Gomo da Formação Candeias (fig. 2), incluso no Andar Rio da Serra – Cretáceo Inferior (Viana *et al.* 1971), compreendendo 15 zonas de produção de óleo de 32º API (Sousa e Mato, 1988).

Até o momento (agosto/1991), foram perfurados 65 poços, sendo 58 produtores, 6 secos e 1 a ser utilizado como injetor de água. Os volumes originais de óleo explotáveis provado e provável são de $10,378 \times 10^6$ e $0,385 \times 10^6$ m³ std, respectivamente. A vazão média de óleo é de 506 m³/d, e a produção acumulada atinge 996 000 m³ de óleo (tabela I).

Objetiva-se, aqui, a análise específica da Zona de Produção II, do Campo de Rio do Bu (Sousa e Mato, 1988), do ponto de vista da geologia e engenharia de reservatórios, bem como discutir a evolução do desenvolvimento/exploração do campo. Esta zona de produção, posicionada entre 750 e 1 000 m de profundidade, é responsável por 42% e 39% das reservas

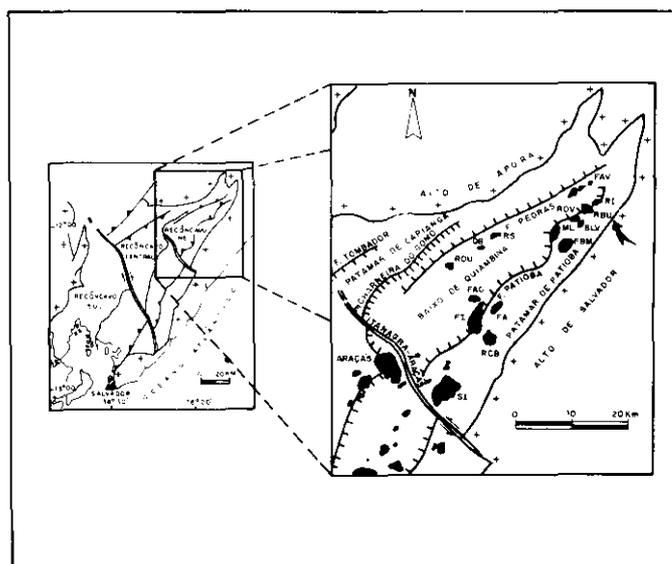


Fig. 1 - Mapa de localização do Campo de Rio do Bu (RBU) e arcabouço estrutural do compartimento nordeste da Bacia do Recôncavo (modificado de Netto *et al.* 1984), com suas principais acumulações de hidrocarbonetos.

Fig. 1 - Location map of Rio do Bu oil field (RBU) and structural framework of northeastern compartment of Recôncavo basin (modified from Netto *et al.* 1984), showing main hydrocarbon accumulations.

TABELA I/TABLE I
DADOS DE RESERVA E PRODUÇÃO DO CAMPO DE RIO DO BU
(RELATÓRIO DE RESERVAS, JUNHO/1991)
RESERVES AND PRODUCTION AT RIO DO BU FIELD
(RELATÓRIO DE RESERVAS, JUNE 1991)

Zona	Volume de Óleo Orig. Explot. (10 ⁶ m ³)	Fator de Recuperação (%)	Produção Óleo (m ³ /D)	Produção Acumulada (10 ⁶ m ³)	Recuperação %	Reserva Explotável (10 ⁶ m ³)	Volume de Gás Assoc. Orig. Explot. (10 ⁶ m ³)
I	1,660	30	56	0,094	5,7	0,404	53,61
II	3,994	30	193	0,388	9,7	0,810	120,62
III	1,913	30	96	0,224	11,7	0,350	57,77
IV	0,927	30	33	0,058	6,4	0,214	27,99
V	0,129	9	4	0,005	3,9	0,007	4,35
VI	0,440	20	35	0,061	13,9	0,027	13,38
VII	1,542	17	88	0,148	9,6	0,114	41,86
VIII	0,085	6	2	0,004	4,7	0,001	2,57
Sergi	0,093	12	—	0,008	8,6	0,003	2,14
Total	10,763	27,1	506	0,996	9,3	1,930	324,29

e da produção acumulada de óleo do campo, respectivamente.

2 – ASPECTOS GEOLÓGICOS DO CAMPO DE RIO DO BU

Estruturalmente, o Campo de Rio do Bu está dividido em dois compartimentos, norte e sul, separados pelo Sistema de Falhas de Patioba, e que se localizam, respectivamente, nos blocos alto e baixo deste sistema (Sousa e Mato, 1988, fig. 1).

O compartimento norte é uma feição do tipo homoclinal, com mergulhos para sudeste (fig. 3) e as acumulações, neste bloco, têm forte controle estratigráfico (figs. de 4 a 6). No compartimento sul, a estrutura das acumulações tem forma dômica, ligeiramente alongada na direção nordeste (fig. 3).

O arcabouço tectônico é constituído por sistemas de falhas normais de direção nordeste-sudoeste e noroeste-sudeste, ativos durante os andares Rio da Serra e Buracica-Jiquiá, respectivamente (fig. 3).

A coluna estratigráfica do campo está representada pelo Grupo Estância e pelas formações Aliança, Sergi, Itaparica, Candeias, Salvador e Barreiras. Estão

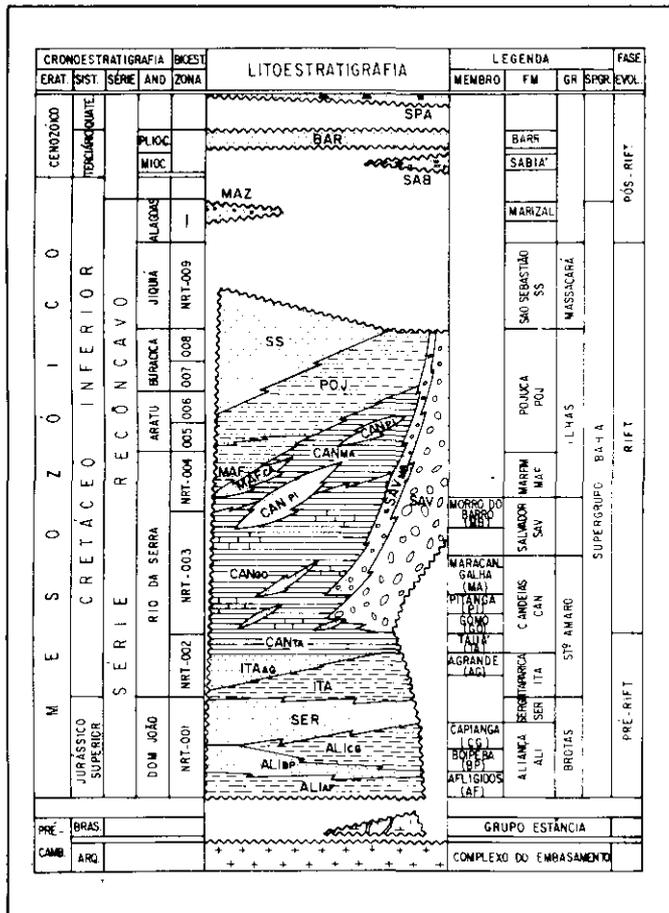


Fig. 2 - Coluna estratigráfica da Bacia do Recôncavo (modificada de Viana *et al.* 1971).

Fig. 2 - Stratigraphic column of Recôncavo basin (modified from Viana *et al.* 1971).

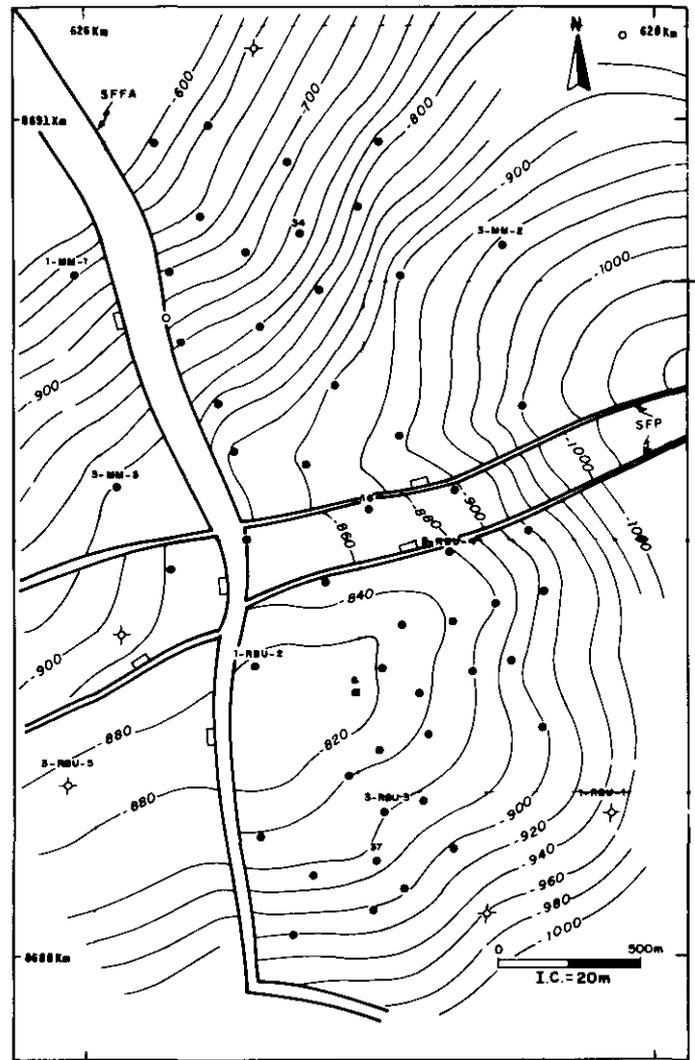


Fig. 3 - Mapa estrutural ao nível do topo do marco 50A do Membro Gomo da Formação Candeias, Campo de Rio do Bu. No compartimento norte (bloco baixo), as camadas apresentam mergulho de 20° para sudeste. (SFP: Sistemas de Falhas de Patioba. SFFA: Sistema de Falhas de Fazenda Alvorada).

Fig. 3 - Structural map at top level of Marker 50A, Gomo member, Candeias formation, Rio do Bu oil field. Layers in lower block of northern compartment display 20° southeastward dip. (SFP: Patioba fault system; SFFA: Fazenda Alvorada fault system).

ausentes, por erosão, cerca de 1750 m de seção correspondente às formações Marizal, São Sebastião, Pojuca, Marfim e parte da Formação Candeias – Membro Maracangalha (Daniel *et al.* 1989). Segundo estes autores os pelitos dos membros Tauá e Gomo, da Formação Candeias, são as principais rochas geradoras de hidrocarbonetos da área.

Os principais arenitos-reservatório deste campo estão incluídos no Membro Gomo da Formação Candeias, que representa a porção basal do registro da sedimentação lacustre depositado durante a evolução da fase *rift* da Bacia do Recôncavo. Estes arenitos situam-se entre os marcos 50 e 58 (Sousa *et al.* 1989), sendo que a zona de produção II está posicionada entre os marcos 50A e 51 (Sousa e Mato, 1988).

Sousa e Mato (1988) propõem, para estes arenitos, um modelo de leques turbidíticos caracterizado pelo registro de lobos não-canalizados, sobre os quais encontram-se implantados, ou não, canais distributários. Em direção às bordas do leque, desenvolve-se, transicionalmente, a zona de franja. A superposição e a coalescência de leques turbidíticos originados por correntes sucessivas formam espessos depósitos arenosos com boa continuidade lateral, envoltos em folhelhos, e a geometria dos leques é influenciada pelos falhamentos sindeposicionais e pela compactação diferencial.

Ao longo da seção vertical, nota-se uma variação composicional significativa nos arenitos (Mato e Sousa, 1988): na porção inferior, sotoposta ao marco 54, predominam subarcósios e sublitoarenitos, ao passo que na porção sobreposta ao referido marco ocorrem arcósios líticos e litoarenitos feldspáticos. Dentre os minerais autigênicos, destacam-se o crescimento secundário de quartzo e feldspato, os cimentos carbonáticos (calcita, dolomita e anquerita), a argila autigênica (clorita ferrífera) e, em quantidades menores, barita, pirita e anatásio.

3 – HISTÓRICO DO CAMPO: GEOLOGIA E ENGENHARIA DE RESERVATÓRIOS

Neste item, será abordada a evolução da geologia e engenharia de reservatórios do Campo de Rio do Bu, enfatizando-se o conhecimento adquirido sobre os reservatórios, bem como o dimensionamento da malha de drenagem.

3.1 – Primeira Fase (1972-1984)

O primeiro poço perfurado na área foi o 1-RBU-1-BA (Rio do Bu nº 1), em maio de 1972 e tinha, como finalidade, testar uma estrutura dômica, mapeada pela sísmica, em um nível da Formação Candeias e ao nível do topo do embasamento (Campos, 1971). Os objetivos eram os arenitos das formações Candeias, Itaparica e Sergi. O poço resultou seco, e os arenitos foram encontrados com baixas porosidades e saturados com água salgada.

A partir de 1980, novo levantamento sísmico foi efetuado na área, obtendo-se resultados bastante expressivos em termos de qualidade. A integração dos dados sísmicos e geológicos possibilitou a perfuração, em 1984, do poço 1-RBU-2-BA, descobridor do campo. O prospecto deste poço tinha como base o mapeamento sísmico (Medrado, 1983), que postulava uma estrutura dômica ao nível da Formação Itaparica, e tinha como objetivos principais os arenitos das formações Itaparica e Sergi, e, secundariamente, os arenitos da Formação Candeias. Os objetivos principais foram encontrados com baixas permeabilidades, e os secundários apresentaram *net pay* de 12 m.

3.2 – Segunda Fase (1985-1987)

A fase de desenvolvimento do campo teve início em junho de 1985, com a perfuração do poço 7-RBU-6-BA. A primeira interpretação estrutural feita pela geologia de desenvolvimento, com base em mapa sísmico (Medrado, 1983), postulava, ao nível das acumulações, uma estrutura dômica no compartimento sul do campo, bloco alto do Sistema de Falhas de Patioba, com fechamento essencialmente estrutural. A perfuração dos poços 1-MM-1-BA (Mata da Macuca nº 1) e 7-RBU-10-BA ampliou significativamente a área do campo na direção norte, bloco baixo do Sistema de Falhas de Patioba, e acrescentou o controle estratigráfico (acunhamento deposicional) como um segundo fator no controle das acumulações.

Durante todo este período, adotou-se o critério de completação seletiva e utilização sistemática dos dados de pressão a cabo nos vários horizontes produtores. Estes procedimentos possibilitaram a individualização e o rastreamento dos reservatórios, o estabelecimento de um adequado histórico de produção e de pressão, e a compreensão do relacionamento entre os vários blocos que constituem o campo.

Nesta fase, os reservatórios foram divididos em duas seqüências, denominadas: seqüência inferior posicionada entre os marcos 58 e 54, e superior, balizada pelos marcos 54 e 50 (Scarton *et al.*, 1987).

Com base no zoneamento proposto por Scarton *et al.* (1987), Resurreição e Santos (1987) definiram três malhas de produção, com espaçamento de 300 m: duas para os reservatórios da seqüência superior (defasadas em 150 m), e uma para os da inferior, gêmea de uma das malhas da seqüência superior.

Esses autores postularam um fator de recuperação primária de 18%, considerando um declínio exponencial com um coeficiente médio (a_0) de 0,282 ano⁻¹ para o campo, obtido ponderando-se os coeficientes dos reservatórios da seqüência superior ($a_0 = 0,263$ ano⁻¹) e inferior ($a_0 = 0,440$ ano⁻¹), com o número de poços a perfurar. Vale ressaltar que os reservatórios inclusos na seqüência inferior, com volumes de óleo menores, estão sendo depletados rapidamente, possuindo taxa de declínio acentuada. Os reservatórios da seqüência superior, com volume de óleo conectado maior, apresentam melhor manutenção de pressão e declínio de produção suave. O fator de recuperação previsto indica um volume de óleo recuperável de $1,8 \times 10^6$ m³ std.

O comportamento de pressão e produção dos reservatórios nessa fase sugeria que o mecanismo natural de produção predominante seria o de gás em solução. Observava-se uma acentuada queda de pressão nos reservatórios mais drenados, atingindo, em alguns casos, valores inferiores à pressão de saturação, tornando-se necessária a elaboração de um projeto de recuperação secundária, a fim de repressurizá-los.

O esquema de recuperação secundária proposto previa injeção de água na zona de óleo (em malha

five-spot invertida), em função da heterogeneidade dos reservatórios e das características do óleo. A água injetada seria uma mistura da água captada da Formação Candeias com a água doce da Formação Barreiras do Campo de Fazenda Balsamo, em proporções tais que se obtivesse uma salinidade final média de 40 000 ppm.

O método de elevação artificial escolhido, em função da razão de solubilidade, viscosidade do óleo, profundidade dos reservatórios e outros parâmetros, foi o bombeio mecânico.

3.3 — Terceira Fase (1987-1988)

Continuou sendo aplicada a sistemática utilizada na segunda fase. O estágio evolutivo do conhecimento adquirido no período de 1984 a 1988 foi apresentado por Sousa e Mato (1988). Dentre os pontos ali abordados, salientam-se:

- a) a configuração do arcabouço estratigráfico e estrutural do campo;
- b) a definição e o mapeamento de 15 zonas de produção distintas em todo o campo, situadas entre 750 e 1 300 m de profundidade, que foram denominadas, do topo para a base, de zonas I, II, III, IV, V, VI, (A, B), VII (A, B, C, D, E, F, G) e VIII. As zonas de I a IV contêm cerca de 80% do volume total de óleo do campo;
- c) o estabelecimento do *cut-off* de porosidade e permeabilidade em 9% e 1,2 mD, respectivamente, com alto coeficiente de correlação ($r = 0,8$) entre a porosidade e o logaritmo da permeabilidade horizontal ao nitrogênio.

Em decorrência do novo zoneamento proposto por Sousa e Mato (1988), foi efetuado um estudo de expectativa de produção e dos resultados econômicos, utilizando-se o programa ESPOT (De Rossi, 1988), o qual objetiva estabelecer malhas de produção mais adequadas à recuperação primária, em função de critérios técnicos e econômicos. Este programa considera as características do reservatório (área, espessura, porosidade, saturação de água, heterogeneidade, ambiente deposicional, PVT), dados de produção (vazões, fator de recuperação) e o aspecto econômico (custos de produção, completação, perfuração e fator de sucesso).

A análise realizada resultou na reformulação da estratégia de exploração do campo, sendo os pontos mais importantes:

- a) decidiu-se que a zona II, com 37% do volume de óleo *in place* (VOIP) do campo, teria uma malha de produção e injeção exclusiva, com espaçamento entre poços produtores de 300 m, mantendo-se o esquema de injeção previsto inicialmente;
- b) as zonas I, III e IV, correspondendo a 43% do VOIP, seriam drenadas por uma outra malha de produção e injeção, com espaçamento de 220 m. Apesar de terem comportamentos de pressões diferentes, foi possível agrupar essas zonas, pois a principal área de ocorrência da Zona I fica no

compartimento sul do campo (bloco alto), ao passo que a Zona III ocorre principalmente no compartimento norte do campo (bloco baixo);

- c) a Zona IV possui um volume de óleo pouco expressivo (9%). Por isso, e pela sua proximidade com a Zona III, optou-se pela produção conjunta, desde que existisse nível de pressão compatível;
- d) analisando a seqüência inferior (20% do VOIP), concluiu-se que os volumes de óleo dos reservatórios não viabilizariam uma seletividade de produção, nem um projeto de recuperação secundária, sendo sua área de ocorrência pequena, restrita aos poços situados em posição estrutural mais elevada no compartimento sul do campo. Decidiu-se produzir em conjunto as zonas V, VI, VII e VIII, sendo, este agrupamento, analisado poço a poço. A drenagem destas zonas seria realizada através dos poços que integrariam as malhas de drenagem dos reservatórios das zonas de produção de I a IV (seqüência superior), até a época em que esses poços passassem a compor o sistema de injeção de água. Neste período, seria avaliada a conveniência de se perfurarem novos poços para o conjunto de zonas de V a VIII.
- e) o projeto de injeção de água continuou sendo análogo àquele proposto por Resurreição e Santos (1987), sendo que alguns poços fariam parte da malha de injeção da Zona II e da malha das Zonas I, III e IV.

3.4 — Fase Atual

Com a finalidade de reconhecer e representar as heterogeneidades internas e externas inerentes à evolução geológica, como sistema deposicional, estrutura, regime hidrológico, entre outros, existentes nas várias zonas de produção do Campo de Rio do Bu, efetuou-se análise detalhada destas unidades de produção, a fim de obter subsídios, que orientassem a adequação da malha de produção e a implantação do projeto de recuperação secundária.

4 — CARACTERIZAÇÃO GEOLÓGICA DOS ARENITOS-RESERVATÓRIO DA ZONA DE PRODUÇÃO II

Neste tópico, é apresentada a análise da Zona de Produção II, a qual ilustra a sistemática utilizada atualmente no estudo das várias zonas de produção deste campo.

4.1 — Estrutura

A configuração da área em estudo pode ser observada no mapa estrutural ao nível do marco 50A (fig. 3) e nas seções geológicas (figs. de 4 a 6). O Sistema de Falhas de Patioba, de direção nordeste-sudoeste, divide o campo nos compartimentos sul (bloco alto) e norte (bloco baixo), ao passo que a Falha de Fazenda Alvorada secciona-o na direção noroeste-sudeste.

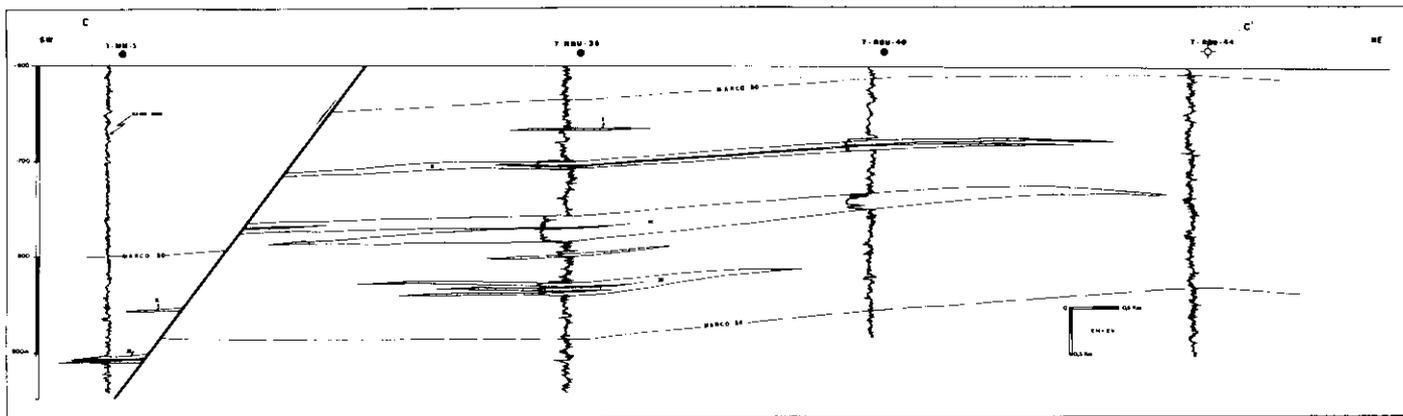


Fig. 6 - Seção geológica C-C', Membro Gomo da Formação candeias. Os algarismos romanos indicam as zonas de produção. Observa-se o acunhamento deposicional dos arenitos para nordeste e sudoeste. (Localização da seção na figura 4.).

Fig. 6 - Geologic section C-C', Gomo member, Candeias formation, Rio do Bu oil field. Roman numerals indicate production zones. Observe depositional pinching-out of sandstones toward northeast and southwest. (Location of section show in fig. 4.).

te (fig. 3). As camadas têm mergulhos suaves, exceto no compartimento norte (figs. 3 e 4), onde elas apresentam mergulhos da ordem de 20° para sudoeste.

4.2 – Geometria dos Reservatórios

Observa-se, no mapa de isólitais de arenito da Zona II (fig. 7), que o estaqueamento principal de arenitos define os vários eixos, de direção noroeste-sudeste, do sistema de lobos turbidíticos não-canalizados, sobre os quais encontram-se implantados, ou não, canais distributários (Sousa e Mato, 1988). Em direção às bordas dos lobos, desenvolve-se a zona de franja.

Os arenitos desta unidade de produção têm boa continuidade lateral e apresentam geometria externa lobada – base e topo convexo (fig. 8).

A seção geológica apresentada na figura 4 mostra as variações laterais e verticais das zonas de produção de I a IV na direção noroeste-sudeste, ressaltando o acunhamento deposicional dos reservatórios na direção norte, e a intercomunicação das zonas nos vários blocos que constituem o campo. As figuras 5 e 6 apresentam as seções geológicas B-B' e C-C', perpendiculares à direção de transporte de sedimentos, e mostram o acunhamento deposicional dos reservatórios para nordeste e sudoeste.

Internamente, ocorrem heterogeneidades que influem no comportamento dos reservatórios. As macroheterogeneidades verticais, presentes nesta unidade, estão relacionadas às camadas de folhelhos, as quais compartimentam, verticalmente, a Zona II em algumas áreas do campo. Observa-se, nas figuras 5 (RBU-36 e RBU-14) e 6 (RBU-35 e RBU-40), a ocorrência de camadas espessas de folhelho dentro da Zona II. Os diagramas em cerca (figs. 9 e 10) mostram em três dimensões, a distribuição destas descontinuidades.

As zonas I e II possuem áreas de estaqueamento principal diferentes, ressaltando a migração do eixo de deposição dos arenitos no espaço e no tempo. A

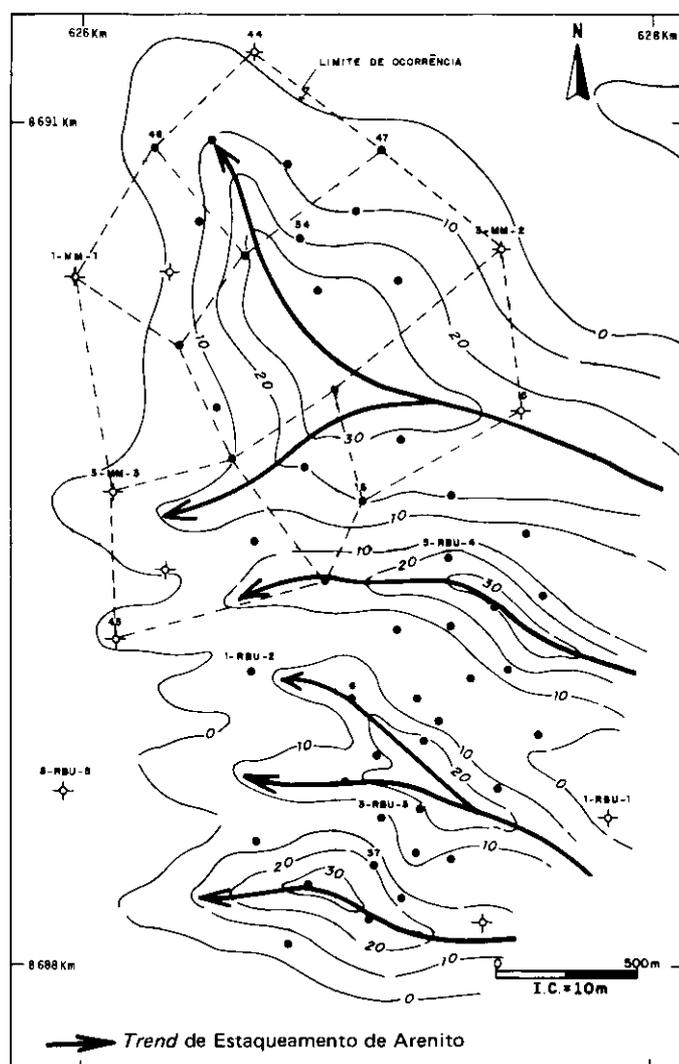


Fig. 7 - Mapa de isólitais de arenito da Zona de Produção II, Membro Gomo, Formação Candeias, Campo de Rio do Bu. As linhas tracejadas indicam a posição do diagrama em cerca, apresentado na figura 9.

Fig. 7 - Map of sandstone isoliths in production zone II, Gomo member, Candeias formation, Rio do Bu oil field. Dashed lines indicate position of fence diagram shown in fig. 9.

$\log k \text{ (mD)} = -1,13 + 0,22 \phi_E \text{ (\%)}$, com $r = 0,66$, onde $k = \text{IKM}$.

Esse volume de dados quantitativos e qualitativos, obtidos por poço, para cada zona de produção, permitiu a confecção dos mapas de espessura porosa (fig. 11), saturação de água (fig. 12), espessura porosa com óleo (fig. 13), bem como os de porosidade média (fig. 14) e índice de permeabilidade (fig. 15). Elaborou-se, também, um mapa de índice de transmissibilidade (fig. 16). A avaliação da transmissibilidade (T) de um intervalo com permeabilidade média (k), espessura porosa (h) preenchida por óleo, que nas condições de reservatório possui viscosidade (v), baseia-se na fórmula $T = kh/v$, onde $k = \text{IKM}$ (índice de permeabilidade médio), h é a espessura porosa acima do *cut-off* de 9%, e $v = 4,3 \text{ cP}$.

De uma maneira geral, existe coincidência entre os eixos de estaqueamento principal de arenitos (fig. 7) e os *trends* de melhores porosidade, permeabilidade e transmissibilidade (figs. de 14 a 16).

A espessura total das camadas de arenito é um dos parâmetros de controle nas variações da permoporosidade dos reservatórios. Nas áreas em que as camadas são mais delgadas (fig. 7) — franjas do leque —,

tem-se queda acentuada na porosidade e permeabilidade (figs. 14 e 15). Como regra geral, Mato e Sousa (1988) apontam que camadas de arenito com menos de 1,5 – 2,0 m de espessura, em particular aquelas geneticamente relacionadas aos depósitos de leque externo, bem como as zonas de contato de espessas camadas de arenito com os folhelhos sobrejacentes e sotopostos, apresentam sistema poroso totalmente obliterado pelo cimento carbonático.

A natureza do fluido contido na rocha parece influir na intensidade da cimentação carbonática e, conseqüentemente, na preservação do sistema poroso. Em áreas situadas acima do contato óleo/água, onde a Zona II apresenta espessuras reduzidas, a mesma possui valores elevados de porosidade. Nas figuras 11 e 14, os poços RBU-47 e RBU-30 mostram espessura porosa da ordem de 2 a 3 m e porosidades médias de 15 e 18%, respectivamente.

A porosidade e a permeabilidade dos arenitos diminuem em direção às porções proximais do sistema de leques turbidíticos, ou seja, em direção à borda leste do campo. Nesta direção, os arenitos interdigitam-se com os conglomerados da Formação Salvador, os quais apresentam, em seu arcabouço, carbonatos

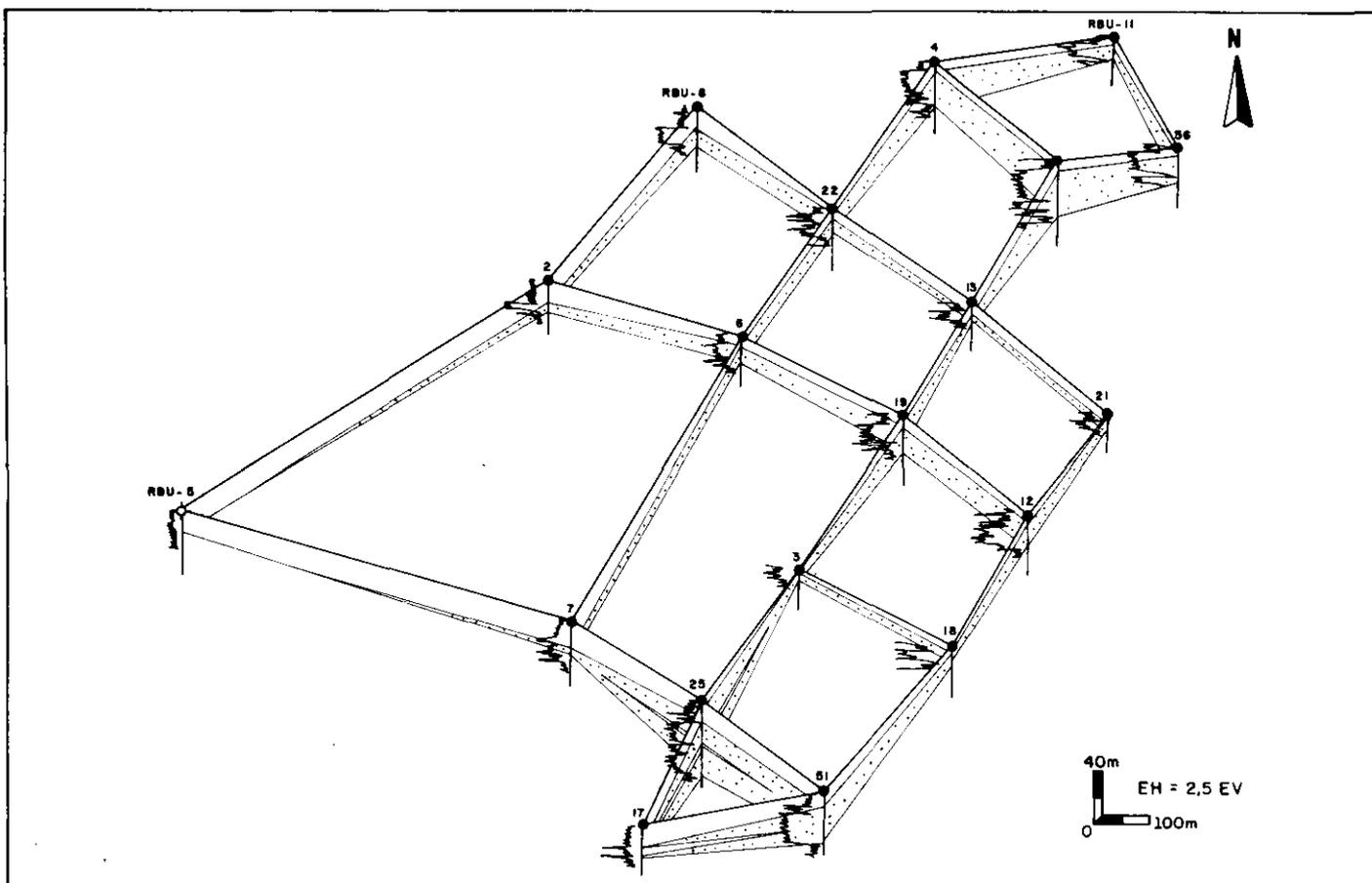


Fig. 10 - Diagrama em cerca, compartimento sul (bloco alto) do Campo de Rio do Bu, Zona de Produção II, Membro Gomo da Formação Candeias. Observam-se os vários eixos deposicionais de arenitos de direção noroeste-sudeste. (Localização do diagrama na figura 11.)

Fig. 10 - Fence diagram, southern compartment (upper block) of Rio do Bu oil field, production zone II, Gomo member, Candeias formation. Observe the various NW-SE-trending depositional axes of the sandstones. (Location of diagram chart indicated in fig. 11).

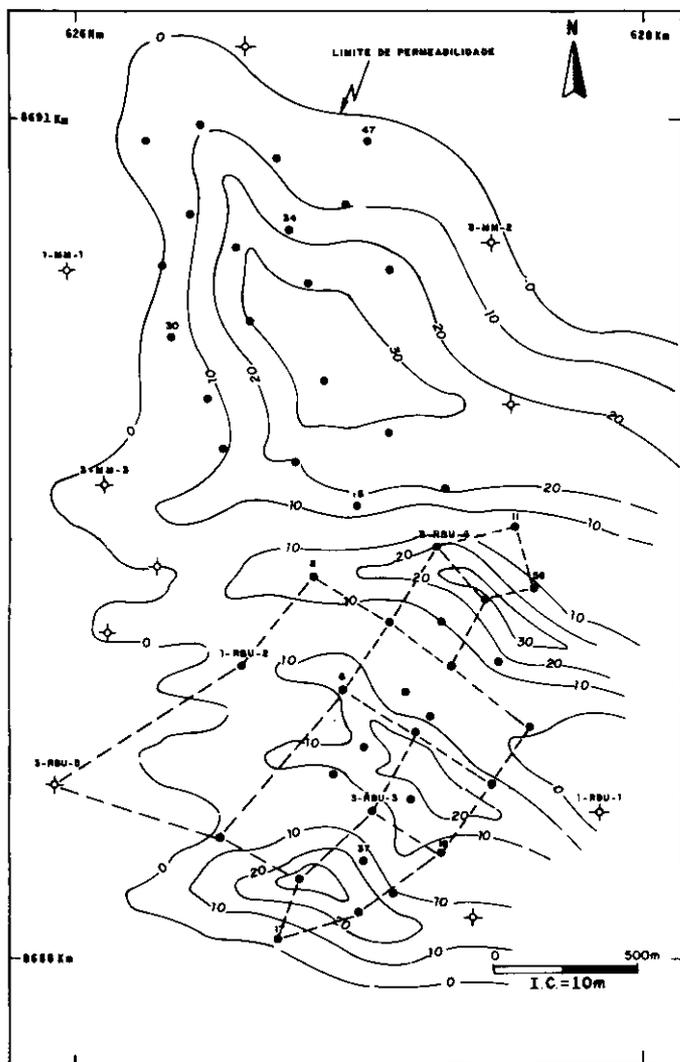


Fig. 11 - Mapa de espessura porosa total ($\phi_E > 9\%$) da Zona de Produção II, Membro Gomo da Formação Candeias, Campo de Rio do Bu. As linhas tracejadas indicam a posição do diagrama em cerca apresentado na figura 10.

Fig. 11 - Total porous thickness ($\phi_E > 9\%$) in production zone II, Gomo member, Candeias formation, Rio do Bu oil field. (Broken lines indicate position of fence diagram shown in fig. 10).

do Grupo Estância, que seriam importantes fontes de íons de cálcio para o desenvolvimento da cimentação carbonática.

5 – DINÂMICA DE FLUIDOS

5.1 – Comportamento de Produção

O Campo de Rio do Bu produz atualmente $506 \text{ m}^3/\text{d}$ de óleo, sendo a unidade II responsável por $193 \text{ m}^3/\text{d}$, com 21 poços produtores, e uma acumulada de $388\,114 \text{ m}^3$, que representa 39% da recuperação atual (junho/1991).

Analisando-se a produtividade da Zona II, observa-se que os melhores poços produtores estão situados nos eixos de estaqueamento principal de arenitos. Isso está ilustrado na superposição dos mapas de índi-

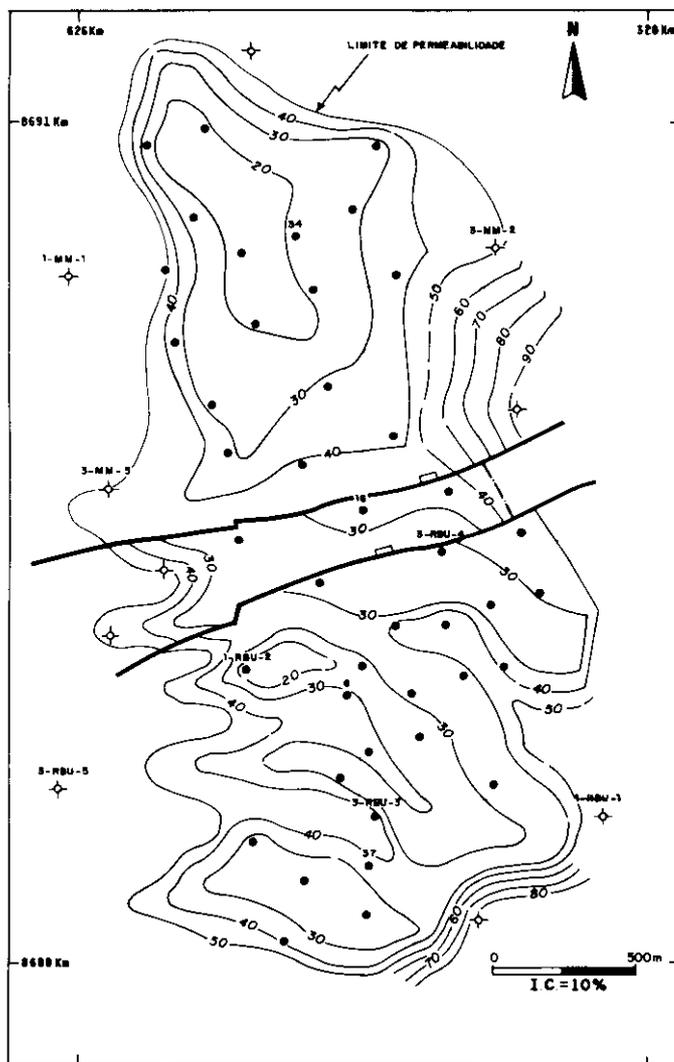


Fig. 12 - Mapa de isossaturação de água da Zona de Produção II, Membro Gomo da Formação Candeias, Campo de Rio do Bu.

Fig. 12 - Water iso-saturation in production zone II, Gomo member, Candeias formation, Rio do Bu oil field.

ces de produtividade (IP) e transmissibilidade (fig. 17), que mostra boa correlação entre os índices, estando, entretanto, a produtividade, fortemente influenciada pelas características permoporosas.

Esse mapa (fig. 17) foi elaborado com o objetivo de comparar os mapas de qualidade com os dados de produção. O índice de produtividade (IP) é calculado pela expressão $IP = q/\Delta P$, onde q = vazão (m^3/dia) e ΔP (kgf/cm^2) é o diferencial entre pressão estática e pressão de fluxo.

5.2 – Comportamento de Pressão

O histórico de pressões da Zona II mostra, no compartimento norte, uma distribuição homogênea de pressões, atualmente em torno de $50 \text{ kgf}/\text{cm}^2$ a -900 m , ao passo que, no compartimento sul, o comportamento é mais heterogêneo, com pressões que variam de $28 \text{ kgf}/\text{cm}^2$ (área dos poços RBU-25 e

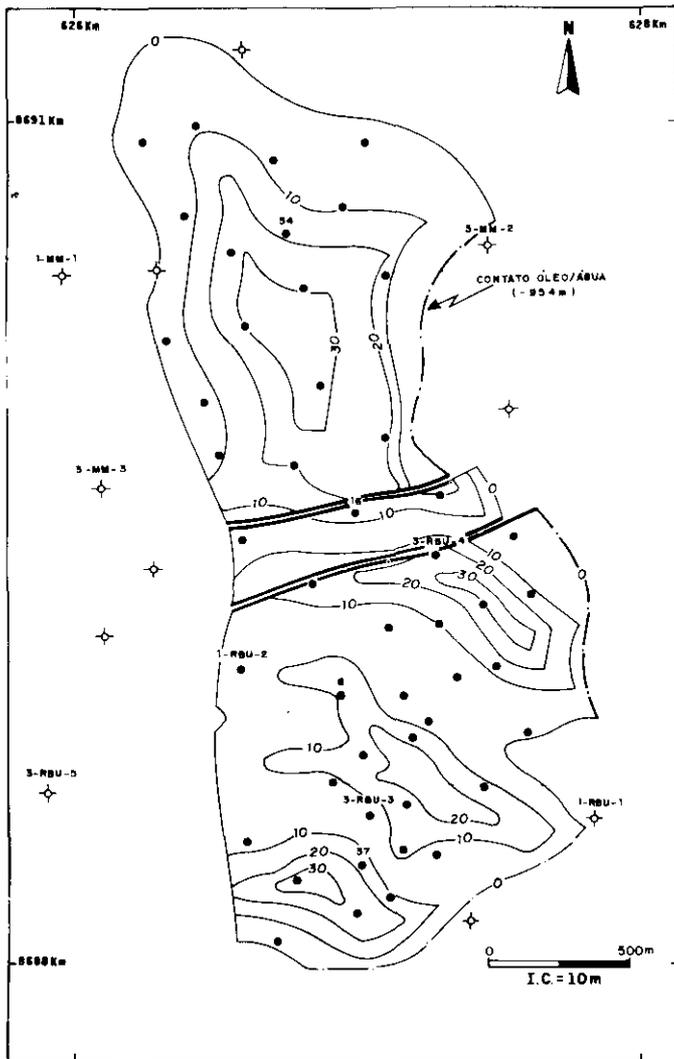


Fig. 13 - Mapa de espessura porosa com óleo da Zona de Produção II, Membro Gomo da Formação Candeias, Campo de Rio do Bu.
 Fig. 13 - Oil net pay in production zone II, Gomo member, Candeias formation, Rio do Bu oil field.

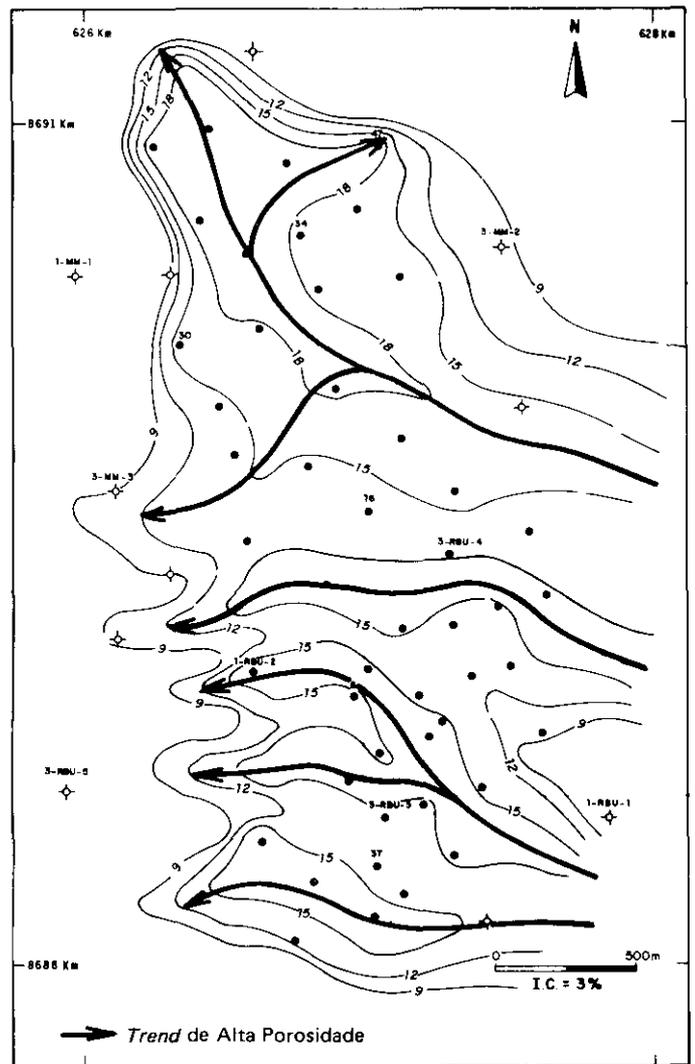


Fig. 14 - Mapa de isoporosidade média ($\phi_E > 9\%$) da Zona de Produção II, Membro Gomo da Formação Candeias, Campo de Rio do Bu.
 Fig. 14 - Average iso-porosity ($\phi_E > 9\%$) in production zone II, Gomo member, Candeias formation, Rio do Bu oil field.

RBU-37) a 59 kgf/cm^2 (área dos poços RBU-58 e RBU-59) (fig. 16). Essa diferenciação deve estar relacionada às barreiras de permeabilidade inerentes ao sistema deposicional (franjas do leque – fig. 16) e às falhas que separam os dois compartimentos (fig. 3), que são locais de restrições à transmissão de fluido e pressão. O Sistema de Falhas de Patioba, que compartimenta o campo em três blocos (fig. 4), também desempenha papel importante na distribuição de pressões e na intercomunicação entre zonas nos vários blocos que constituem o campo.

A figura 18 ilustra a influência da comunicação da Zona III, através do plano do Sistema de Falhas de Patioba (SFP), na distribuição de pressões no compartimento sul do campo, localizado no bloco alto do SFP. O primeiro poço a produzir na Zona III foi o 7-RBU-16, localizado no bloco baixo do primeiro degrau do SFP (fig. 4). Os poços perfurados posteriormente no bloco alto do referido sistema (fig. 4) en-

contraram a Zona III com níveis de pressões sucessivamente mais baixos que o original, ressaltando a continuidade hidráulica desta zona nos dois compartimentos que constituem o campo.

5.3 – Mecanismo de Produção

Durante os três primeiros anos de exploração do campo, a Zona de Produção II apresentou depleção inicial acentuada, tendendo a estabilizar-se em torno da pressão de saturação, quando atingiu uma produção acumulada de $50,0 \times 10^3 \text{ m}^3$ de óleo, e essa queda tornou-se, então, mais suave (fig. 19). Esse comportamento sugeria um mecanismo de gás em solução.

Observou-se, nos últimos anos, que os poços situados estruturalmente mais altos no campo apresentaram aumento significativo da razão gás/óleo. Este comportamento é mais evidente no compartimento norte, onde as camadas apresentam mergulho mais

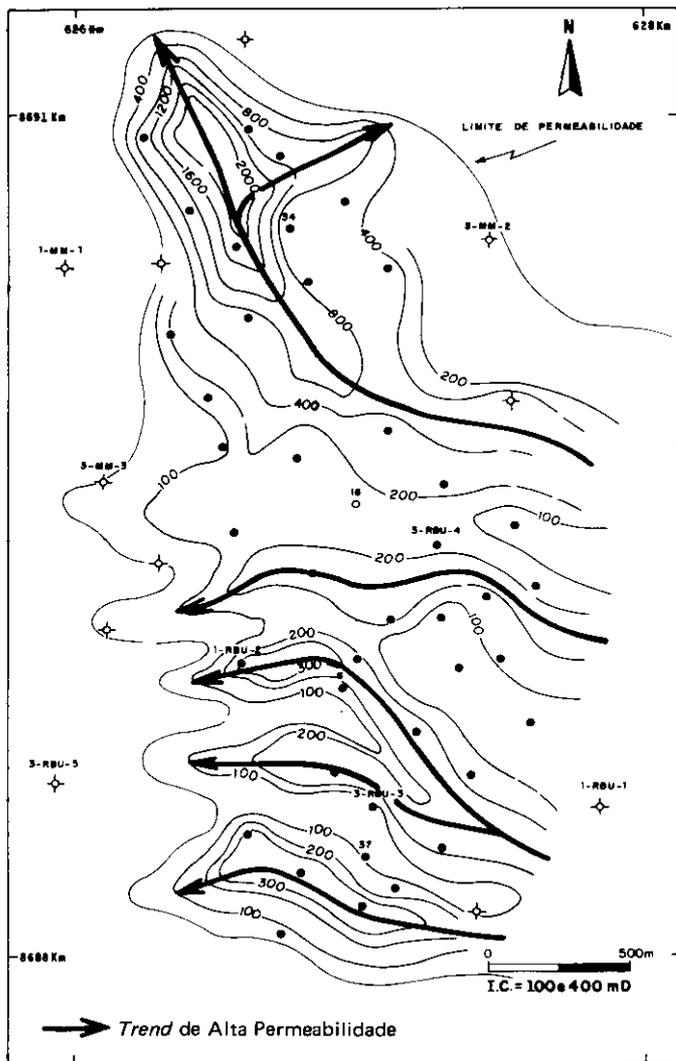


Fig. 15 - Mapa de índice de permeabilidade da Zona de Produção II, Membro Gomo da Formação Candeias, Campo de Rio do Bu.
 Fig. 15 - Permeability index in production zone II, Gomo member, Candeias formation, Rio do Bu oil field.

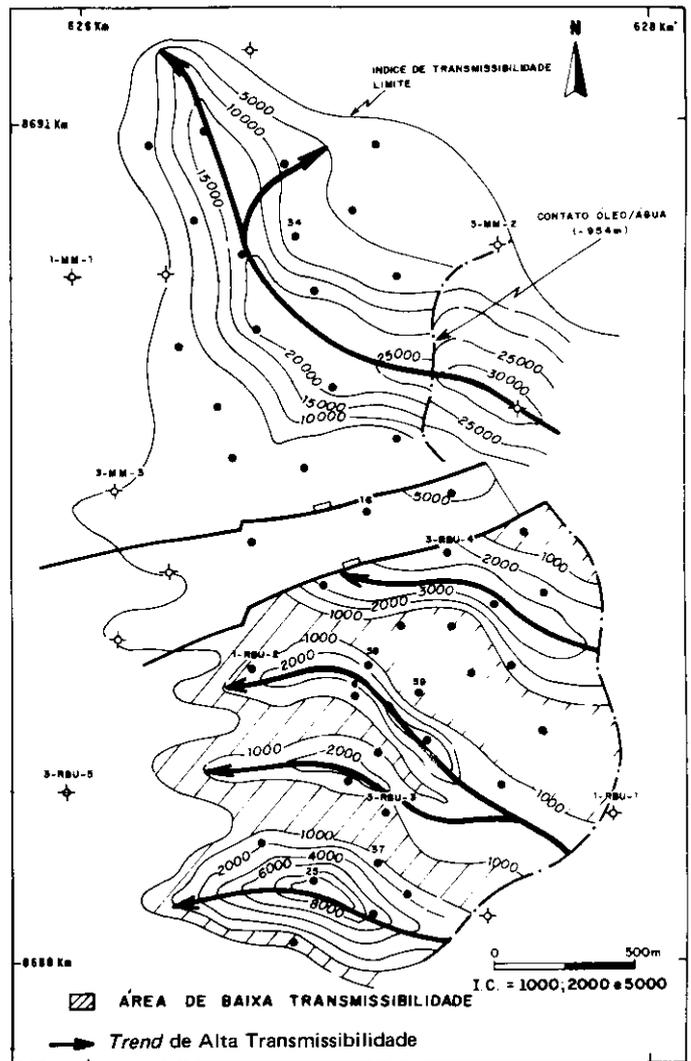


Fig. 16 - Mapa de índice de transmissibilidade ao óleo e à água da Zona de Produção II, Membro Gomo da Formação Candeias, Campo de Rio do Bu.
 Fig. 16 - Oil - and water-transmissibility index map in production zone II, Gomo member, Candeias formation, Rio do Bu oil field.

acentuado (figs. 3 e 4). Analisando-se a distribuição da razão gás/óleo neste compartimento (fig. 20), evidencia-se uma diminuição gradativa desta em direção à parte mais baixa da estrutura, ao longo do eixo de melhor transmissibilidade. Em direção às franjas do leque — regiões com valores menores de transmissibilidade —, também ocorre aumento da razão gás/óleo, mas independentemente da posição estrutural. Esse comportamento pode ser explicado a partir das seguintes hipóteses:

- na parte central, onde os reservatórios têm melhores características de transmissibilidade, o gás está migrando para o topo da estrutura, tendendo a formar uma capa de gás secundária, o que evidencia comportamento típico de segregação gravitacional;
- em direção às franjas do leque, áreas com menores transmissibilidades, a migração do gás é menos eficiente, tendendo o mesmo a ser produzido pelo

próprio poço que drena a região. Assim, as características permoporosas prevalecem sobre as forças gravitacionais, passando a predominar o mecanismo de gás em solução.

No compartimento sul, onde o mergulho das camadas é mais suave e as heterogeneidades mais acentuadas, a distribuição da razão gás/óleo é mais heterogênea, apesar de ainda ocorrer tendência a maiores valores nos pontos mais altos da estrutura. Não foi possível notar, até o momento, uma predominância clara da segregação gravitacional sobre o mecanismo de gás em solução.

5.4 — Projeto de Exploração (Produção e Injeção)

O projeto de exploração previsto está sendo revisado atualmente, já que alguns fatores técnicos e econômicos foram alterados.

Com a crise nos investimentos da PETROBRÁS, e o aumento dos custos verificados no segmento EXPROPER na Bahia, passa-se a questionar a viabilidade econômica do projeto de exploração inicialmente proposto para o campo, já que este fora feito sob outra realidade.

A delimitação de áreas com características permoporosas e mecanismos de produção distintos determina esquemas de produção e injeção diferentes, compatíveis com as características de cada área, de modo a se obter maior eficiência na recuperação secundária.

Nas áreas de baixas permoporosidades e transmissibilidades, a injeção deverá ainda ser implantada na zona de óleo. Como não se espera obter boas inje-

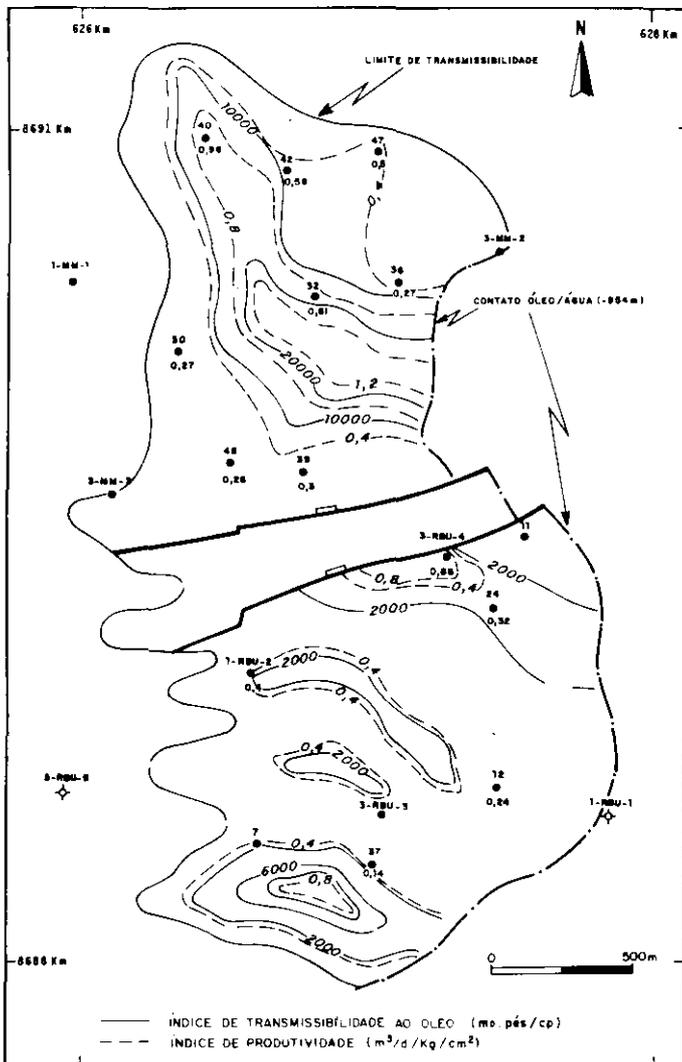


Fig. 17 - Superposição dos mapas de índices de produtividade ($IP=q/(PE-Pf)$) e de transmissibilidade ao óleo ($T=K.h/v$), Zona de Produção II, Membro Gomo da Formação Candeias, Campo de Rio do Bu.

Fig. 17 - Superimposition of maps showing productivity index ($IP=q/(PE-Pf)$) and oil transmissibility ($T=K.h/v$) in production zone II, Gomo member, Candeias formation, Rio do Bu oil field.

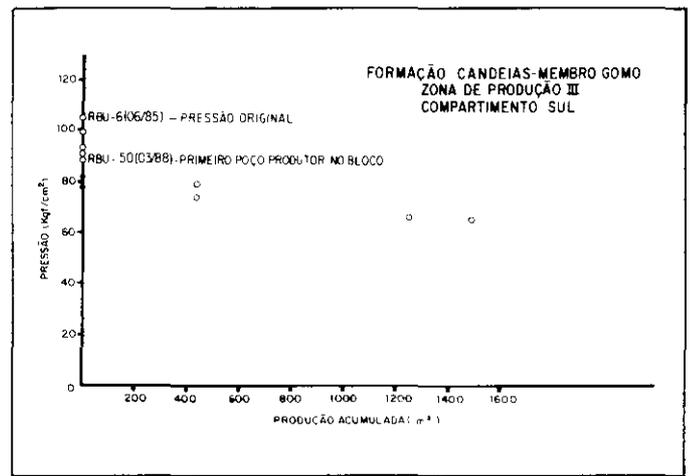


Fig. 18 - Variação de pressão em relação à produção acumulada da Zona de Produção III, Membro Gomo da Formação Candeias, no compartimento sul do Campo de Rio do Bu. Observa-se diminuição de pressão na Zona III, sem produção acumulada, devido à intercomunicação desta zona através do Sistema de Falhas de Patioba. Datum - 900m.

Fig. 18 - Pressure variation in relation to accumulated production in zone III, Gomo member, Candeias formation, southern compartment of Rio do Bu oil field. Observe drop-off in pressure in zone III, without cumulative production owing to intercommunication of this zone via Patioba fault system (datum - 900m).

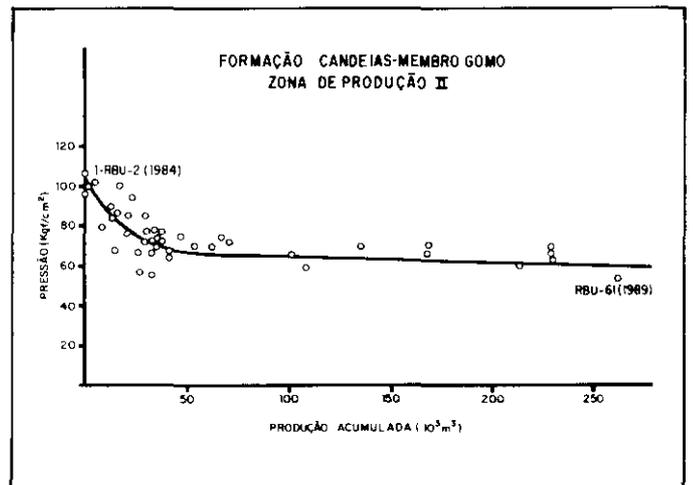


Fig. 19 - Variação da pressão em relação à produção acumulada da Zona de Produção II, Membro Gomo da Formação Candeias, Campo de Rio do Bu. Datum - 900m.

Fig. 19 - Pressure variation in relation to accumulated production in zone II, Gomo member, Candeias formation, Rio do Bu oil field (datum - 900 m).

tividades nessas regiões sem fraturamento, está sendo estudada uma tentativa de definir uma direção preferencial de fraturas na borda nordeste.

Nas áreas com altas permeabilidades e transmissibilidades, cuidados especiais devem ser tomados em relação à malha e às cotas de injeção, para evitar o surgimento precoce de água, que resultaria em baixa eficiência de recuperação.

Atualmente, estão sendo realizados estudos de reservatório que, compatibilizando as características

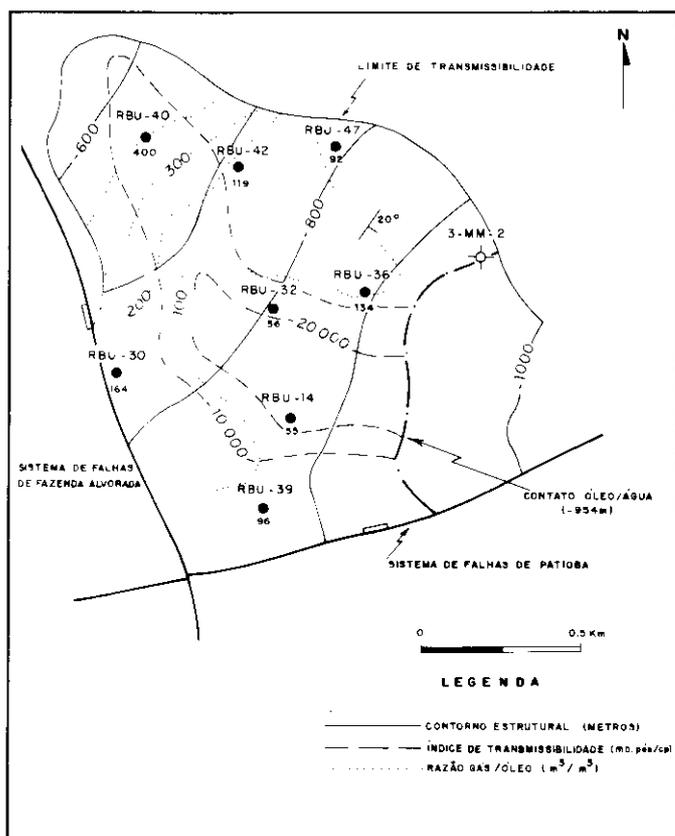


Fig. 20 - Superposição dos mapas estrutural, de índice de transmissibilidade ao óleo e de razão gás/óleo da Zona de Produção II, Membro Gomo da Formação Candeias, compartimento norte (bloco baixo) do Campo de Rio do Bu. Observa-se a diminuição da razão gás/óleo mergulho abaixo, ao longo do eixo de maior transmissibilidade.

Fig. 20 - Superimposition of structural, oil-transmissibility index and gas/oil-ratio maps in production zone II, Gomo member, Candeias formation, northern compartment (lower block) of Rio do Bu oil field. Observe drop-off in gas-oil ratio down dip, along axes of greater transmissivity.

das rochas produtoras aos dados econômicos, estabelecerão as diretrizes para a revisão e implantação do sistema final de produção e injeção para o Campo de Rio do Bu.

6 - CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

A melhor caracterização dos arenitos-reservatório está sendo fundamental na revisão do projeto de exploração do Campo de Rio do Bu.

A predominância do mecanismo de segregação gravitacional e a formação de capa de gás no compartimento norte do campo favorecem o aumento da recuperação secundária.

É evidente a correlação entre as áreas de baixas permeabilidades e transmissibilidades com aquelas de baixas produtividades, sendo necessário adequar as malhas de produção e de injeção às heterogeneidades dos reservatórios, de modo a obter drenagem homogênea e boa eficiência de recuperação.

O fato de os poços produzirem por bombeio

mecânico determina algumas dificuldades na obtenção de pressões, pois esta operação envolve, não só a interrupção da produção de poços, como o utilização de sonda de produção. Entretanto, na estratégia de acompanhamento do campo, deve ser priorizado um programa de registro sistemático de pressões, com a finalidade de aperfeiçoar o modelo geológico e identificar, com mais precisão, a continuidade das fases fluidas.

O acompanhamento criterioso da razão gás/óleo e de BSW também deve ser feito, a fim de melhor definir os mecanismos de produção atuantes e o modelo hidrológico do campo.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- CAMPOS, N. R. *Mapas estruturais sísmicos ao nível do topo do Candeias Inferior e do Embasamento, Bacia do Recôncavo*. Salvador: PETROBRÁS/DEXPRO/DIVEX, 1971 (Pasta do Poço 1-RBU-1-BA).
- CUNHA, N. R. *Interpretação quantitativa de perfis - Rio do Bu*. Salvador: PETROBRÁS/DEXBA/DIRGEO, 1989. 52 p. Relatório interno.
- DANIEL, L. M. F., SOUSA, E. M., MATO, L. F. Geoquímica e modelos de migração de hidrocarbonetos no Campo de Rio do Bu - integração com o compartimento nordeste da Bacia do Recôncavo. *Boletim de Geociências da PETROBRÁS*, Rio de Janeiro, v. 3, n. 3, p. 201-214, 1989.
- DE ROSSI, N. V. M. *Determinação do espaçamento ótimo entre poços considerando as heterogeneidades do reservatório*. Ouro Preto: Universidade Federal de Ouro Preto, 1988. Tese-Mestrado.
- MATO, L. F., SOUSA, E. M. 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, v. 2, n. 2/4, p. 277-289, 1988.
- MEDRADO, T. Mapa estrutural sísmico, topo do Membro Água Grande, Bacia do Recôncavo. Salvador: PETROBRÁS/DEXBA/DINTER, 1983. (Pasta do poço 1-RBU-2-BA).
- NETTO, A. S. T., BRAGA, J. A. E., BRUHN, C. H. L., MAGNAVITA, L. P., OLIVEIRA, J. J., AGLE, H. M., RIBEIRO, J. C. *Prospectos estratigráficos do Recôncavo: arcabouço estrutural, análise estratigráfica e potencialidade exploratória dos andares Rio do Serra e Aratu*. Salvador: PETROBRÁS/DEXBA, 1984. 83 p. Relatório interno.
- RESURREIÇÃO, C. E. M. S., SANTOS, R. N. M. *Acompanhamento do Campo de Rio do Bu*. Salvador: PETROBRÁS/RPBA, 1987. 109 p. Relatório I.
- SCARTON, J. C., SOUSA, E. M., MATO, L. F. *Análise de paleocorrentes nos arenitos (turbiditos) da Formação Candeias/Membro Gomo na área de Rio do Bu/Mata da Macuca/Rio Itariri, Bacia do Recôncavo*. Salvador: PETROBRÁS/DEXBA, 1987. 14 p. Relatório interno.
- SOUSA, E. M., MATO, L. F. Campo de Rio do Bu: zoneamento e caracterização dos arenitos-reservatório da Formação Candeias in: SEMINÁRIO DE GEOLOGIA DE DESENVOLVIMENTO E RESERVATÓRIO, 3, 1988. Salvador. *Anais...* Salvador: PETROBRÁS/DEPEX/SEIDER, 1988. p. 176-90.
- SOUSA, E. M., SANCHES, C. P., MATO, L. F. Eventos lacus-

tres transgressivos: origem dos marcos elétricos/radioativos da Formação Candeias (Cretáceo inferior), Compartimento Nordeste da Bacia do Recôncavo, Bahia. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE PALEONTOLOGIA, 11, 1989. Curitiba. Anais... Curitiba: Sociedade Brasileira de Paleontologia,

1989. v. 2 p. 984-999.

VIANA, C. F., GAMA JR., E., SIMÕES, I. A., MOURA, J. A., FONSECA, J. R., ALVES, R. S. Revisão estratigráfica da Bacia do Recôncavo/Tucano. *Boletim Técnico da PETROBRÁS*, Rio de Janeiro, v. 14, n. 3/4, p. 157-192, 1971.

EXPANDED ABSTRACT

The article focuses on the discovery phase and evolution of reservoir geology and reservoir engineering in the Rio do Bu oil field, with special emphasis on the knowledge of reservoir sandstones acquired since commencement of field development and exploitation. A specific analysis is made of production zone II, which is found at a depth of 750 to 1 000 meters and contains some 40% of the volume of oil in place.

Located in the far northeastern part of the Recôncavo basin, the Rio do Bu field has been almost entirely delineated. Covering an area of 4 km², the field contains sixty-five drilled wells and 10.76 x 10⁶ standard m³ of exploitable oil in place.

Structurally, Rio do Bu is divided into a northern and southern compartment, separated by the NE-SW-trending Patioba fault system, active during the Rio da Serra Stage. The northern compartment is a SE-dipping homocline. The accumulations in this block display strong stratigraphic control, owing to the depositional pinching-out of the sandstones toward the northeast, northwest, and southwest. Southern-compartment accumulations display a dome structure, slightly elongated to the northeast and southwest.

The main reservoir sandstones lie in the Gomo member of the Candeias formation, which corresponds to the basal portion of the record of lacustrine sedimentation deposited during the rift-phase evolution of the Recôncavo basin. The vertical successions found in these sandstones are indicative of a turbidite fan system characterized by a record of non-channelized lobes, at times overlain by distributary channels. Sandstone composition varies significantly along the vertical section. Subarkoses and sublitharenites predominate in the portion lying below Marker 54, whereas lithic arkoses and feldspathic litharenites predominate above

this marker. The most notable of the authigenic minerals are secondary quartz and feldspar; carbonate cements (calcite, dolomite, and ankerite); authigenic clay (ferriferous chlorite); and, in smaller amounts, barite, pyrite, and anatase.

The observed macro-heterogeneities are related to the shale layers that vertically compartmentalize the reservoirs in some areas of the field.

Maps of production zone II indicate that the finest-quality reservoirs are found along the main axes of the turbidite fan system and that permoporosity falls off sharply toward the edges of the fan, since grain size and reservoir pressure drop.

Mapping is intended to guide the final stage of field development and implementation of the secondary recovery project; in conjunction with production records, it should yield a better understanding of reservoir behavior (i.e., production mechanisms, well productivity, pressure distribution, and drainage areas), thereby making it possible to tailor production networks and injection design to external and internal heterogeneities.

Available data indicate that the predominant natural production mechanism in these reservoirs is gas in solution. There is also evidence that gravitational segregation is an acting mechanism in the northern compartment of the field, where beds dip southeastward sharply (about 20°).

Primary exploitation of the field has advanced to where some zones are already quite depleted. A secondary recovery project will soon be implemented, with water injection programmed for the oil zone. It is expected that this will boost the recovery factor from 18% to 30%.