

FORMAÇÃO SERGI: EVOLUÇÃO DE CONCEITOS E TENDÊNCIAS NA GEOLOGIA DE RESERVATÓRIOS

Carlos Henrique Lima Bruhn⁽¹⁾ e Luiz Fernando De Ros⁽²⁾

RESUMO — Os arenitos e conglomerados da Formação Sergi (Jurássico Superior) são reconhecidos como principais reservatórios da Bacia do Recôncavo desde o início de sua exploração. Em função disso, mereceram a atenção de estudos sucessivos, sob enfoques e metodologias que refletem a evolução de conceitos na geologia de reservatório desde a década de 60, quando predominavam estudos baseados em análises granulométricas e zoneamentos calcados essencialmente em perfis elétricos, até a década de 80, com projetos multidisciplinares de grandes dimensões. Na visão mais atual, a Formação Sergi é descrita como uma seqüência predominantemente arenosa, regionalmente contínua e acunhada para leste. Mostra um padrão geral granocrescente ascendente, gerado pela progradação de um complexo aluvial anastomosado, cuja dinâmica deposicional promoveu a íntima amalgamação das unidades arenosas e a escassez de compartimentações deposicionais efetivas. A complexa divisão atualmente mostrada pelos reservatórios na escala de campo de petróleo é resultado de processos diagenéticos de atuação e distribuição tridimensionalmente heterogêneas, em especial a infiltração mecânica de argilas detriticas, a cimentação por calcita e a subsequente geração de porosidade secundária pela dissolução parcial deste carbonato. Análises de regressão linear multivariada com dados petrográficos, petrofísicos e de produção salientam o estreito controle exercido pelos processos e componentes diagenéticos sobre a porosidade, a permeabilidade e sobre o fator de recuperação da unidade em diversos campos. Trabalhos futuros deverão ter um sólido apoio na calibração composicional dos perfis e na análise da disposição e geometria da porosidade.

(Originais recebidos em 11-XII-85.)

1 - INTRODUÇÃO

A Formação Sergi, composta essencialmente por arenitos que integram uma grande seqüência *coarsening-upward*, apresenta uma extensa e contínua distribuição areal, estando presente nas bacias do Jatobá, Tucano, Recôncavo, Camamu e Almada (fig. 1). Em Camamu, registra suas maiores espessuras, superiores a 500 m, acunha-se de uma maneira geral de oeste para leste, e está mesmo ausente, por não deposição, na borda nordeste da Bacia do Recôncavo. Juntamente com os *red-beds* da Formação Aliança, constitui o Grupo Brotas, correspondente ao Andar Oom João, depositado no Jurássico Superior (fig. 2).

A Formação Sergi foi depositada por um sistema de leques aluviais, sob clima árido, francamente progradantes e provindos de W e SW, que gradavam à jusante para planícies aluviais (NETTO *et alii*, 1982). A Bacia Sergi, intracratônica e platiforme, estendia-se para além dos limites atuais das bacias *rift*, individualizadas no Cretáceo inferior, onde



Fig. 1 - Localização das bacias de ocorrência da Formação Sergi.

hoje estão registrados os arenitos da unidade. Assim, permanecem preservadas nessas bacias mais jovens essencialmente as fácies fluviais do conjunto.

Desde os primórdios da exploração de petróleo no Brasil a Formação Sergi é reconhecida como importante reservatório. O relatório de reservas da PETRO-

1 - Setor de Integração de Geologia de Desenvolvimento e de Reservatório, Departamento de Exploração.
2 - Setor de Geologia para Exploração, Divisão de Geologia e Engenharia de Reservatório, Centro de Pesquisas.

Em 1958 o Arenito Sergi é formalizado na categoria de formação (PETROBRÁS, 1958). Nos anos 60, são realizados importantes trabalhos de zoneamento da unidade em diferentes campos de petróleo. Esses trabalhos partiam essencialmente das características litológicas conforme definidas em perfis elétricos, sendo os dados de testemunhos meramente critérios auxiliares (MIURA, 1962; ANDRADE, 1964; BAUMGARTEN, 1969; entre outros).

No final da década de 60 e no início dos anos 70, seguindo uma forte tendência da época, foram realizados estudos sedimentológicos da Formação Sergi calçados quase que exclusivamente em análises granulométricas. Entretanto, FONSECA & JOBIM (1967), indo além da sedimentologia clássica, analisam com difratometria de raios-X a "matriz" argilosa dos reservatórios Sergi no Campo de Dom João e apontam esse material intersticial como o principal fator de controle da permoporosidade dessas rochas. Além de parâmetros granulométricos, uma descrição ainda incipiente de estruturas sedimentares permitiu a esses mesmos autores que interpretassem pela primeira vez a Formação Sergi como o registro de um sistema fluvial. Por sua vez, BOA NOVA *et alii* (1971), com base em centenas de curvas granulométricas de amostras coletadas em duas testemunhagens contínuas, identificaram duas seqüências importantes: a primeira, lacustre-fluvial, integrada pela Formação Aliança e camadas inferiores de Sergi; e a segunda, fluvial-lacustre, constituída pelos estratos superiores do Sergi e pela Formação Itaparica. Embora falhassem na sua tentativa de estabelecer seqüências *fining-upward* na Formação Sergi, a matriz de dados granulométricos de BOA NOVA *et alii* (*op. cit.*) já indicava o caráter *coarsening-upward* da unidade, amplamente reconhecido nas duas décadas que se seguiram.

Em 1966, MOREIRA DA SILVA publicou os resultados de um exaustivo levantamento de paleocorrentes deposicionais da Formação Sergi, medidas na faixa de afloramentos situada na margem oeste da Bacia do Recôncavo. Os dados apresentados por esse autor indicam uma inversão na polaridade deposicional da unidade, sendo sua porção inferior depositada a partir de SSE, e sua parte superior, a partir de NNE. Por outro lado, MUNNE *et alii* (1972), mapeando as isópacas da Formação Sergi nas bacias do Recôncavo e de Tucano Sul, postularam um transporte preferencial de sedi-

mentos a partir de W e de SW. Também foram MUNNE *et alii* (*op. cit.*) que interpretaram pela primeira vez a Formação Sergi como o registro de um complexo de leques aluviais coalescidos.

Na década de 70, evidencia-se uma maior preocupação com o registro das rochas. ANDRADE (1975) subdivide a Zona "E" do Campo de Dom João, utilizando parte das idéias de BOA NOVA *et alii* (*op. cit.*): assim, cada uma das suas subzonas corresponde a um único — ou mais raramente a dois — ciclo fluvial *fining-upward*. Esses ciclos fluviais são bem discriminados pelos padrões das curvas de potencial espontâneo. BAUMGARTEN *et alii* (1979), ao mapearem níveis com diferentes permoporosidades dentro da zona "G" do mesmo campo, usam para a calibração dos perfis informações extraídas de testemunhos e lâminas delgadas (ABREU, 1979). Pela primeira vez são observadas a influência dos minerais potássicos do arcabouço (feldspatos e micas) sobre as respostas dos perfis de raios-gama, bem como a redução da permeabilidade e da resistividade dos reservatórios pelas quase onipresentes cutículas de argila em torno dos grãos, mesmo quando as rochas apresentam elevadas porosidades e saturações de óleo. O trabalho de ABREU (*op. cit.*) é particularmente importante por representar o primeiro estudo da Formação Sergi em microscópio petrográfico. São enfatizados não apenas aspectos texturais e composicionais, mas também o sistema poroso e produtos diagenéticos. ABREU, também responsável pela primeira referência escrita a depósitos eólicos entre os arenitos do Sergi, propõe, inclusive, critérios para a separação destes depósitos daqueles de origem fluvial.

No final da década de 70, os estudos do sistema poroso dos reservatórios Sergi tornaram-se mais sofisticados com a introdução do uso não só do microscópio eletrônico de varredura (BANDEIRA *et alii*, 1980) como também — a partir da iniciativa de CESERO (1980) — das lâminas delgadas com os poros impregnados com resina colorida.

Nos anos 80, os zoneamentos dos intervalos produtores na Formação Sergi são produto de estudos multidisciplinares, cujos resultados são expressos em relatórios muito mais volumosos que os produzidos anteriormente. Há um esforço no sentido de criar um sinergismo entre geólogos de desenvolvimento e engenheiros de reservatório. Passa a ser evi-

dente que a geometria externa dos reservatórios é moldada pelos seus processos deposicionais e que a geometria do seu espaço poroso é controlada pela evolução diagenética, pelos atributos de fábrica e pela textura dos arenitos. A análise de testemunhos e lâminas delgadas e o uso de microscópio eletrônico de varredura e da difratometria de raios-X passam, então, a ser uma rotina obrigatória (BEICIP/FANLAB, 1979; NASCIMENTO *et alii*, 1982; NETTO *et alii*, 1982; PASSOS *et alii*, 1983; ZABALAGA *et alii*, 1983). Todos esses trabalhos já salientam a importância dos processos de geração de porosidade secundária, apresentando capítulos destinados a descrever os eventos diagenéticos nos seus reservatórios.

NETTO *et alii* (*op. cit.*) reconhecem três grandes fácies de caráter regional na Formação Sergi, as quais praticamente coincidem com as três seqüências identificadas pioneiramente por BARNES & LUZ (1949). No trabalho mais recente de NETTO (*op. cit.*), porém, são também utilizados como critérios para a divisão da formação, além da cor e granulometria, as estruturas sedimentares e a geometria dos corpos arenosos. Assim, são definidas, da base para o topo, as fácies Sergi Distal, Sergi Mediano e Sergi Proximal, interpretadas respectivamente como o registro de sistemas fluvial meandrante de alta energia, fluvial anastomosado e fluvial anastomosado de alta energia. Adicionalmente, NETTO *et alii* discriminam no topo do Sergi um delgado, porém persistente, pacote de origem eólica, além de intercalações bastante descontínuas de sedimentos retrabalhados e acumulados pelo vento entre os arenitos fluviais das demais fácies.

Também foi desenvolvido por NETTO *et alii* (*op. cit.*), um estudo petrográfico quantitativo, de amplitude regional, que propõe uma metodologia de definição de fácies-reservatório a partir da associação de fácies sedimentares (controladoras da geometria externa) e de fácies diagenéticas (modeladoras da geometria do espaço poroso). Tal prática viria a ser aplicada por ZABALAGA *et alii* (*op. cit.*) no Campo de Sesmaria (fig. 3) e hoje é utilizada rotineiramente pelo grupo de sedimentólogos do Distrito de Exploração da Bahia.

3 — VISÃO ATUAL

O panorama que emerge dos trabalhos mais recentes para a Formação Sergi é o

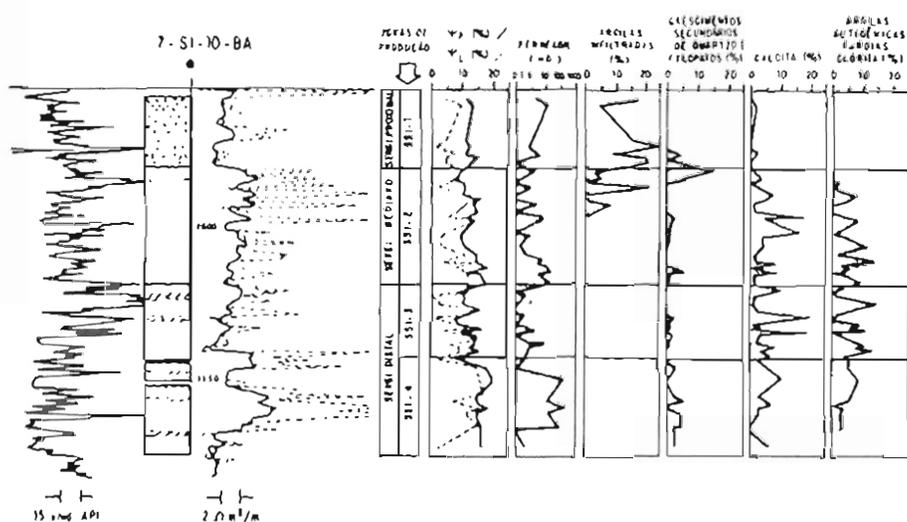


Fig. 3 - Compartmentação deposicional e diagenética da Formação Sergi no Campo de Sesmaria (adaptado de ZABALAGA *et alii*, 1983).

de um corpo tabular suavemente acunhado para leste, essencialmente arenoso e gerado pela dinâmica de contínuo retrabalhamento do sistema fluvial anastomosado, que fez com que as unidades deposicionais lenticulares, cada uma re-

presentando um ciclo, fossem amalgamadas em um corpo único. Intervalos de retrabalhamento eólico na parte média e no topo da formação igualmente colaboraram para a grande continuidade deposicional das areias. Salvo escassas e

descontínuas intercalações de sedimentos finos, acumulados em canais abandonados e em níveis de extravasamento e/ou exposição, as partes média e superior do Sergi podem ser consideradas como um corpo arenoso contínuo. Apenas na base da unidade, marcada por uma maior implantação dos canais e pela interação com o sistema lacustre Aliança, este panorama é quebrado por folhelhos de continuidade suficiente para se constituírem em elementos de compartimentação deposicional efetiva dos arenitos (tab. I). Este último intervalo, entretanto, carece da importância do corpo principal, essencialmente contínuo, dado o seu posicionamento abaixo do contato óleo/água em mais de 90% das acumulações.

O ambiente deposicional dos arenitos é também responsável pela escassez de matriz sindeposicional, enquanto a notável homogeneidade de composição, caracteristicamente subarcosiana (tab. I), sugere nitidamente os efeitos de um retrabalhamento prolongado de sedimentos provenientes de fontes plutônicas

TABELA I

CARACTERIZAÇÃO GEOMÉTRICA, TEXTURAL, COMPOSICIONAL, DIAGENÉTICA E PETROFÍSICA DAS FÁCIES SEDIMENTARES COM EXPRESSÃO REGIONAL DA FORMAÇÃO SERGI

Fácies	Litologia Dominante	Razão a/f (r)	Extensão Lateral*	Extensão Vertical*	Interpretação (NETTO <i>et alii</i> , 1982)	%C	%A	%L	ϕ_{50}	σ_{ϕ}
Eólico	Arn médio (bimodal)	$r \rightarrow \infty$	>100 m	< 10 m	Eólico	TR	97,5	2,5	1,2	1,0
Proximal	Arn. gros./cgl. gran.	$r > 30$	> 50 m	> 5 m	Fluvial anastomosado de alta energia	8,7	89,4	1,9	0,7	1,3
Mediano	Arn. médio	$r > 20$	>100 m	> 5 m	Fluvial anastomosado	0,7	96,0	3,3	1,6	0,9
Distal	Arn. fino/Arn. médio	$2 \leq r \leq 10$	< 100 m	< 10 m	Fluvial meandrante	0,7	95,4	3,9	1,9	0,8

Fácies	Quartzo (%)	Feldsp. (%)	Frag. de Rocha (%)	Intracl. (%)	Argilas Infil. (%)	Cresc. 2. ^{os} Silicatos (%)	Calcita (%)	Argilas Autig. (%)	$\bar{\phi}$ (%)	\bar{K} (mD)
Eólico	95,5	3,8	0,7	TR	2,4	1,0	0,7	3,1	16,2	89,1
Proximal	86,9	13,0	0,1	0,5	7,6	1,0	1,1	0,7	16,4	47,4
Mediano	85,9	13,8	0,3	1,1	5,1	1,1	3,2	1,0	17,0	16,9
Distal	82,3	17,1	0,6	1,8	1,7	2,1	3,4	2,6	16,4	7,8

OBS.: - Tabelas construídas com dados de 337 lâminas delgadas. Petrografia quantificada feita por A. S. Barroso, C.H.L. Bruhn, J.M. Caixeta, L.F. De Ros e M.A.S. Moraes.
- * Medidas em afloramentos para camadas texturalmente homogêneas.

e/ou metamórficas de alto grau da Província Migmatito-Granulítica da Bahia (INDA & BARBOSA, 1978), sob condições essencialmente cratônicas.

A visão da Formação Sergi como um corpo deposicionalmente contínuo fica bastante evidenciada nos afloramentos da unidade, sendo importante salientar o quanto esse modelo se afasta do modelo multiestratificado *bolo de camadas*, com consistente compartimentação vertical em zonas de grande continuidade horizontal, adotado na maioria dos zoneamentos de reservatório anteriormente definidos. Os resultados erráticos das injeções de água e o comportamento das pressões nos reservatórios Sergi confirmam a pequena eficiência do modelo multiestratificado. Por outro lado, as quedas abruptas de pressão, a ineficácia da injeção de água, e as variações radicais de permeabilidade e de produtividade registradas em alguns campos, são diagnósticas de uma compartimentação interna complexa e intensa, em discordância com as características esperadas pelo enfoque deposicional. De fato, a compartimentação desenvolvida nos reservatórios Sergi é decorrente da atuação heterogênea de processos diagenéticos superpostos, que controlam desde a distribuição de zonas porosas e fechadas até as características petrofísicas pontuais (DE ROS, 1985).

Uma análise realista dos reservatórios Sergi deve, portanto, apoiar-se essencialmente no estudo aprofundado e integrado da diagênese e nos efeitos desta sobre a distribuição e geometria da porosidade. NETTO *et alii* (1982) e PASSOS *et alii* (1983) analisaram a seqüência de fases e processos diagenéticos na Formação Sergi. DE ROS (1985) reconheceu basicamente nove fases principais, desenvolvidas desde as pequenas profundidades, sob influência deposicional e pedogênica (eodiagênese), até aquelas sob condições de soterramento efetivo, em subsuperfície (mesodiagênese), num intervalo de profundidade de 4 000 m e de temperatura de 150°C (fig. 4). A sucessão de fases é consistentemente a mesma em todas as áreas amostradas, mas algumas delas se desenvolveram e/ou preservaram melhor em determinados campos ou fácies:

a) *Precipitados eodiagenéticos*. Desenvolvidos como reflexo da aridez das condições climáticas sob as quais depositou-se a Formação Sergi, ocorrem como nódulos e níveis de calcita (caliche ou calcretas), sílica micro ou

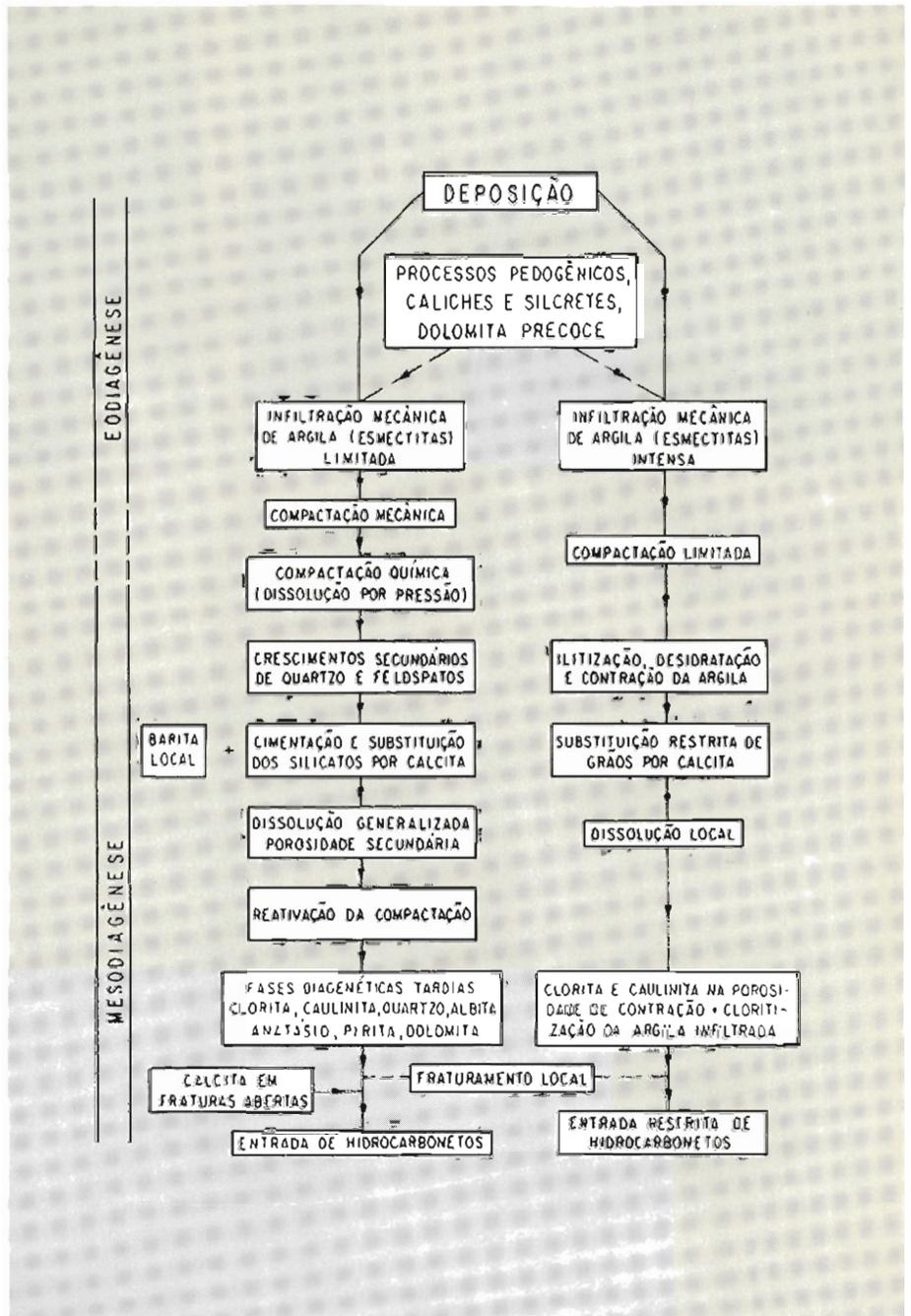


Fig. 4 - Fluxograma da seqüência diagenética dos arenitos e conglomerados da Formação Sergi (adaptado de DE ROS, 1985).

criptocristalina (silcretas) ou dolomita, comumente associados a paleossolos estabelecidos no topo dos ciclos deposicionais. Essas fases diagenéticas de exposição subaérea são normalmente descontínuas e pouco importantes, com exceção dos níveis gerados pela coalescência de nódulos de caliche em horizontes de relativa continuidade horizontal (ex. Campo de Buracica), e de alguns paleossolos argilosos (ex. Campo de Sesmaria), que podem constituir-se em barreiras lo-

cais ao fluxo vertical nos reservatórios.

b) *Infiltração mecânica de argila*. Por esse processo, grandes volumes de argila, carregados pelas enxurradas episódicas características das condições climáticas descritas, foram introduzidos nos sedimentos aluvionares grosseiros pouco após a sua deposição. A introdução e concentração da argila procedeu-se através da infiltração ativa das águas argilosas que, percolan-

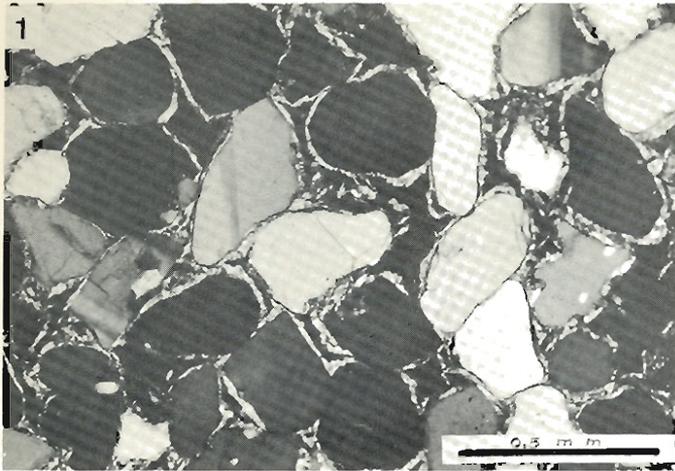


Foto 1 - Cutículas (*coatings*) de argila mecanicamente infiltrada que envolvem grãos e reduzem amplamente a permeabilidade. Poço 7-DJ-695-BA, 226,1 m.

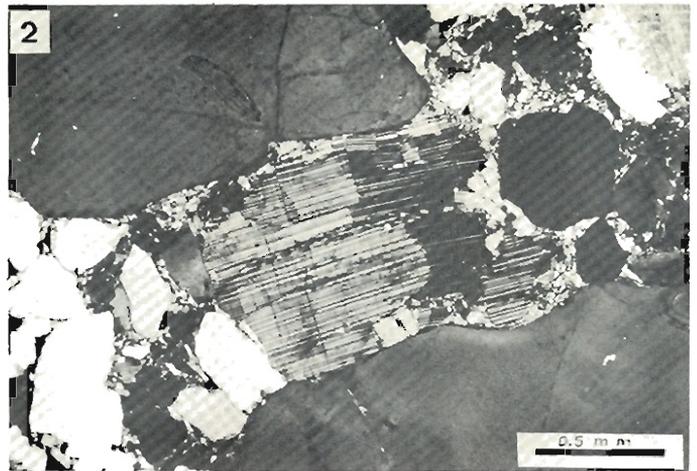


Foto 2 - Grão de plagioclásio fraturado na compactação pela concentração de esforços. Poço 7-SI-10-BA, 2 257,2 m.

do a zona vadosa deixada pelo rebaixamento do lençol freático nos longos períodos de estiagem, decantaram os argilo-minerais como cutículas (*coatings*) de lamelas tangenciais aos grãos (foto 1) ou como massas compactas de lamelas que obliteraram os poros. Na Formação Sergi, as argilas infiltradas concentram-se nas suas porções superiores, com granulometria mais grosseira: as fácies Sergi Proximal e Sergi Mediano apresentam teores médios de, respectivamente, 7,6 e 5,1%, significativamente elevados quando comparados aos 1,6% registrados pelo Sergi Distal. No Sergi Proximal e Mediano, as argilas precocemente introduzidas controlaram a evolução diagenética posterior, inibindo e mesmo abortando o desenvolvimento de outras fases (fig. 4).

Como as argilas de infiltração foram introduzidas nos arenitos imediatamente após a sua deposição, elas sofreram transformações com o progressivo aumento do soterramento e temperatura a que foram submetidos os sedimentos durante a sua evolução diagenética. De fato, a transformação de esmectitas detriticas em illitas, através de interestratificados, é bem documentada quando se comparam análises difratométricas de raios-X feitas em reservatórios hoje situados em diferentes profundidades. Assim, nos arenitos do Campo de Dom João, a uma profundidade média de 300 m, as argilas de infiltração são predominantemente esmectitas (BANDEIRA *et alii*, 1980). Entretanto, no Campo de Buracica, a 750 m, predominam os in-

terestratificados illita/esmectita com 40% de illita em média (PASSOS *et alii*, 1983); enquanto no Campo de Araçás, a 2 700 m, também destacam-se os interestratificados illita/esmectita, porém com 80% de illita (NASCIMENTO *et alii*, 1982). A transformação de esmectita em illita envolve desidratação e contração, o que promoveu o desenvolvimento de porosidade secundária de contração (*shrinkage*), tipo predominante em alguns intervalos da Formação Sergi.

As principais zonas de concentração de argila infiltrada correspondem às faixas de implantação mais continuada dos canais anastomosados, em especial no Sergi Proximal, onde essa situação é rastreável pelas zonas de maiores espessuras. A compartimentação promovida pela infiltração de argila é lateralmente descontínua e heterogênea, e sua real extensão deve ser motivo de estudos mais aprofundados.

c) *Compactação mecânica.* O principal processo de redução da porosidade primária em arenitos com pequenos teores de fases diagenéticas precoces é a compactação mecânica. A intensidade da compactação mecânica depende diretamente da composição, da granulometria e da forma dos grãos. Clastos rígidos, como grãos de quartzo e feldspatos, reagem à sobrecarga inicialmente por rearranjos relativos e, se houver concentração de esforços, por fratura (foto 2). Clastos dúcteis, como intraclastos de material argiloso e fragmentos líticos, são deformados entre os grãos rígidos adjacentes, fluindo plasticamente

para os espaços intersticiais onde constituem a denominada pseudomatrix. Cerca de 50% de clastos dúcteis são suficientes para a total obliteração da porosidade por compactação mecânica. Na Formação Sergi, níveis conglomeráticos intraclásticos na base das seqüências de canal mostram comumente uma redução acentuada da porosidade dessa forma.

d) *Compactação química.* A chamada dissolução por pressão atua a maiores profundidades, na passagem às condições de soterramento efetivo (mesodiagenese). Esse processo desenvolve-se ao longo dos contatos intergranulares — que se tornam gradativamente retos, côncavo-convexos e, finalmente, suturados — e, abaixo dos 1 000 m, predomina sobre os processos mecânicos. Aparentemente, a presença de finas películas de argila na superfície dos grãos acentua sua atuação, enquanto cutículas mais espessas o inibem. A compactação química ocorre, de maneira geral, disseminada homogênea na formação, exceto em alguns níveis mais finos, e seu efeito é mais sensível na diagenese avançada.

e) *Crescimentos secundários de quartzo e feldspatos.* O desenvolvimento de crescimentos secundários de quartzo e feldspatos sobre núcleos terrígenos de composição igual ou similar representa o primeiro evento mesodiagenético de importância nos arenitos da Formação Sergi. Tais crescimentos tendem a se desenvolver em continuidade óptica com os grãos hospedeiros e, havendo espaço suficiente para o seu desenvolvimento, cons-

troem faces cristalinas bem formadas em torno desses grãos, reduzindo a porosidade primária remanescente e modelando um sistema poroso poliédrico conectado por finas gargantas lamelares. A distribuição desses cimentos é bastante uniforme pelas fácies da formação (tab. I). No Sergi como um todo, o teor médio é de 1,3%, ocorrendo, porém, valores máximos de 16% em alguns níveis delgados, muito cimentados, que constituem barreiras localizadas ao fluxo vertical. Mesmo em teores baixos, entretanto, os crescimentos secundários são extremamente danosos à permeabilidade, pois sua morfologia implica a obliteração preferencial das gargantas dos poros. Para DE ROS (1985) a calcitização mesogenética generalizada, que será comentada a seguir, é a fonte principal de sílica em solução para a precipitação dos crescimentos.

f) **Calcita.** A fase mesodiagenética mais intensa e notável na Formação Sergi consiste na generalizada precipitação de calcita na forma de um mosaico grosseiro ou como grandes cristais poiquilótópicos, que não apenas ocuparam a porosidade intergranular remanescente, mas também substituíram os grãos e crescimentos secundários de silicatos (foto 3). Estima-se em cerca de 20% o volume original de calcita nos reservatórios. A dissolução subsequente (fig. 4) reduziu esses teores a 2,7% em média, embora sejam registrados volumes de até 35%. A calcita nitidamente ocupou as zonas que apresentavam melhor permoporosidade remanescente — em

especial aquelas com escassa ou nenhuma argila infiltrada — precipitando-se a partir de soluções provenientes dos folhelhos associados, com elevada pCO_2 , mas com pH tamponado por ácidos orgânicos (DE ROS, *op. cit.*).

g) **Porosidade secundária.** Soluções ácidas ligadas à maturação da matéria orgânica nos folhelhos adjacentes são invocadas igualmente para aplicar a geração de porosidade secundária nos reservatórios Sergi. Essa geração se processou essencialmente pela dissolução do cimento calcítico e dos grãos de feldspatos. A dissolução foi bastante heterogênea, deixando zonas com calcita remanescente que constituem a principal causa da compartimentação interna nos reservatórios pobres em argilas infiltradas. Os níveis de conglomerados intraformacionais (com intraclastos lamosos e fragmentos de caliche), em especial, mostram nítida tendência à manutenção da calcita. Nos arenitos com laminação granulométrica, as lâminas grosseiras mantiveram mais a calcita do que as mais finas, uma vez que o processo de dissolução inicia-se nas interfaces grão/cimento e, nos níveis mais finos, existe uma área superficial específica disponível muito maior, o que favorece o início e a propagação da reação.

Um amplo conjunto de critérios petrográficos evidencia o desenvolvimento de porosidade secundária nos arenitos da Formação Sergi. Nesse conjunto se incluem, basicamente, dissolução parcial do cimento calcítico, moldes de grãos

de silicatos, grãos corroídos, poros intragranulares (foto 4), heterogeneidades de empacotamento, poros agigantados, poros alongados, grãos fraturados e porosidade de encolhimento de argilas infiltradas. Entretanto, o melhor critério quantitativo para indicar a intensidade de geração de porosidade secundária é a percentagem de porosidade intragranular sobre a porosidade total dos arenitos (ambas quantificadas em lâmina delgada). Esse parâmetro só pode ser comparado adequadamente entre arenitos com composição e granulometria bastante similares.

Quando são analisados os dados de diversos campos produtores na Formação Sergi situados em diferentes profundidades, é bastante evidente que o desenvolvimento de porosidade secundária foi muito mais importante nas áreas mais profundas (fig. 5). Em campos como os de Dom João e Buracica, provavelmente grande parte — ou talvez mesmo a maior parte — da porosidade é ainda primária remanescente, enquanto nos campos de Sesmária e Araçás a porosidade é essencialmente secundária (fig. 5). Tal constatação, associada ao fato de as argilas infiltradas mostrarem-se menos "ilitizadas" em Dom João e Buracica que em Sesmária e Araçás, sugere que os campos atualmente mais rasos sempre estiveram submetidos a um menor soterramento e temperatura. Na verdade, o *rift* do Recôncavo mostrou-se assimétrico durante toda a sua evolução tectono-sedimentar, e os solventes orgânicos que geraram a porosidade secundária nos reservatórios Sergi devem ter ascendido a partir de níveis mais profundos, a exemplo dos

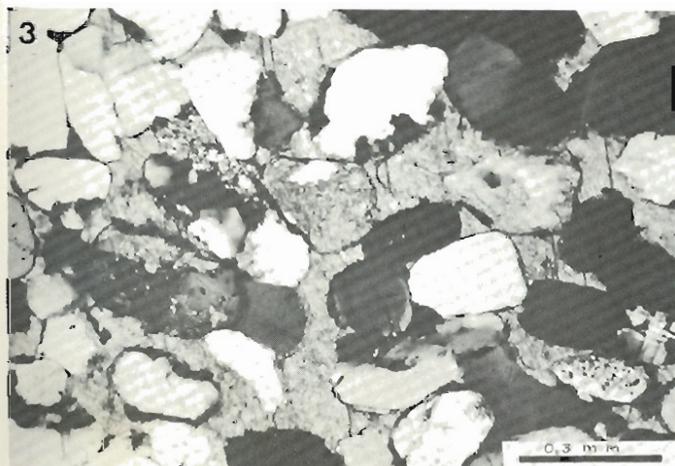


Foto 3 - Arenito cimentado por calcita poiquilótópica que, além de obliterar a porosidade, substituiu parcialmente grãos do arcabouço. Poço 7-SI-10-BA, 2 328,9 m.

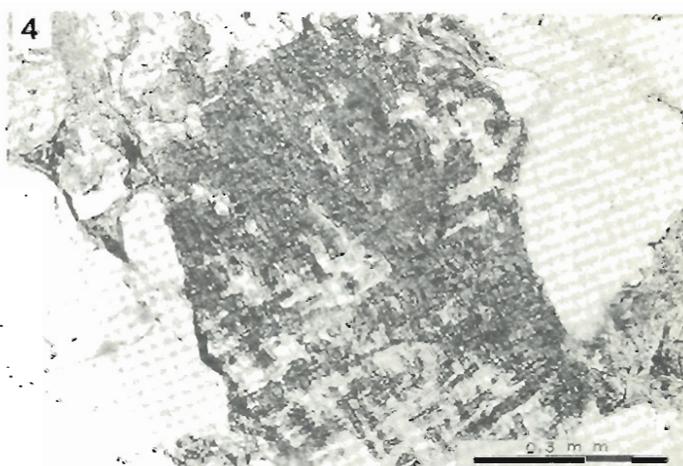


Foto 4 - Grão de feldspato intensamente dissolvido segundo direções cristalográficas. Feição diagnóstica da natureza secundária da porosidade. Poço 1-BAS-36, 2 125,8 m.

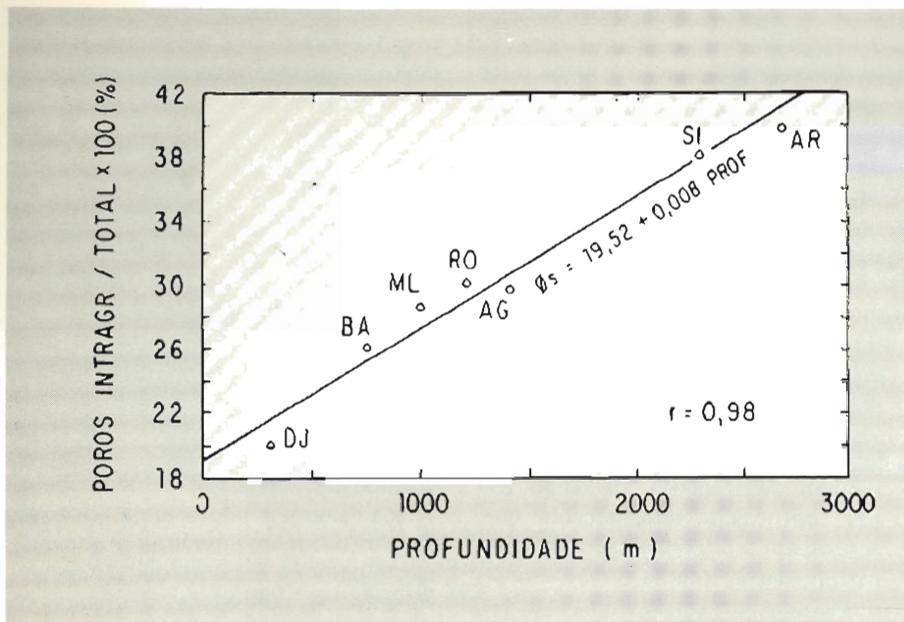


Fig. 5 - Gráfico indicando um acréscimo na porosidade secundária (ϕ_s) com a profundidade (PROF.), nos reservatórios da Formação Sergi. O parâmetro escolhido para indicar quantitativamente a porosidade secundária foi a porcentagem de porosidade intragranular sobre a porosidade total dos reservatórios, ambas medidas em lâminas delgadas. Esse parâmetro foi calculado apenas para amostras de arenitos médios, com composição $Q_{81-87} F_{13-18} L_{0-1}$, com objetivo de normalização. Campos representados: Água Grande (AG), Araçás (AR), Buracica (BA), Dom João (DJ), Malombê (ML), Remanso (RO) e Sesmaria (SI).

hidrocarbonetos. Ambos teriam migrado em tempos distintos, porém provavelmente das mesmas rochas geradoras os folhelhos dos membros Gomo e Tauá da Formação Candeias.

h) *Reativação da compactação.* A geração de porosidade secundária modificou sensivelmente a distribuição de esforços no arcabouço dos arenitos,

tornando-os suscetíveis a uma retomada da compactação mecânica (visível principalmente no colapso de grãos com porosidade intragranular) e química (atuante principalmente nos reservatórios mais profundos). O efeito da profundidade sobre esta recompactação e, conseqüentemente, sobre a própria porosidade, é nitidamente visível na figura 6. Embora

para uma mesma profundidade corresponda um amplo intervalo de porosidade - resultado direto das variações em nível de campo na distribuição, intensidade e preservação dos produtos diagenéticos - define-se claramente uma tendência geral de redução média na porosidade de 4,4% para cada 1 000 m adicionais de soterramento (fig. 6).

i) *Fases diagenéticas tardias.* O fator mais ativo de redução final da permeabilidade em diversos reservatórios foi a precipitação de argilo-minerais autigênicos e outras fases minerais, precedendo a entrada de hidrocarbonetos. As fases mais importantes na Formação Sergi foram agregados discretos e disseminados de caulinita (foto 5) e franjas de lamelas perpendiculares aos grãos de clorita (foto 6). Estas argilas apresentam um teor médio na formação de 1,2%, embora se registrem volumes de até 17%. Também guardam entre si uma relação de ocorrência com a profundidade: a caulinita predomina nos reservatórios rasos; e a clorita, nos profundos. Sua presença é particularmente danosa pela obliteração preferencial das gargantas de poros, pela introdução de altas saturações de água irreduzível, contida na microporosidade dos agregados, e pelo potencial de dano por migração de finos (no caso da caulinita) ou precipitação de hidróxido férrico na acidificação (próprio da clorita).

Fases autigênicas tardias menos importantes são agregados ou cristais isolados de quartzo, albita, piritita, anatásio e dolomita, seguidos, localmente, por cal-

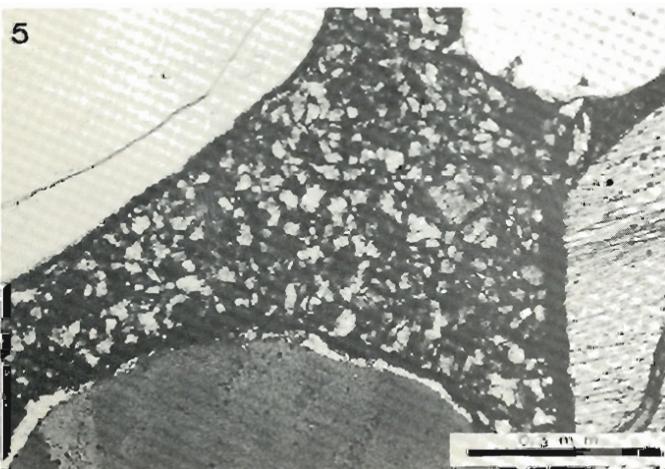


Foto 5 - Agregado de caulinita autigênica obliterando a porosidade intergranular. Poço 7-AG-212-BA, 1 375,7 m.

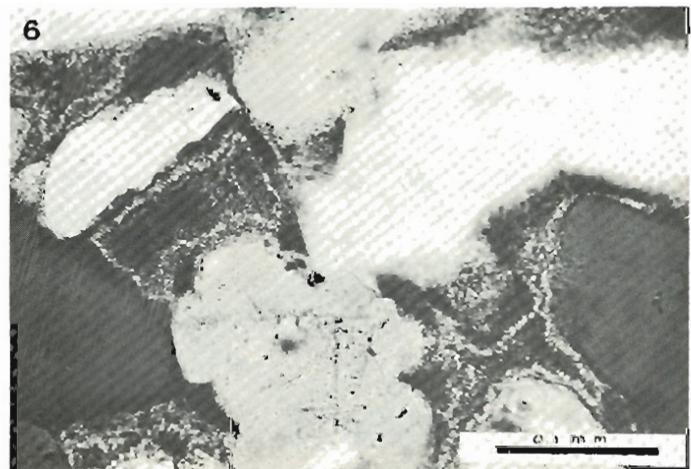


Foto 6 - Franjas de clorita autigênica envolvendo grãos e fechando as gargantas de poros. Poço 7-SI-10-BA, 2 332,2 m.

cita tardia em fraturas abertas e/ou deli-
cadas fibras de illita autigênica sobre ci-
mentos tardios.

O complexo e heterogêneo sistema
poroso dos reservatórios Sergi, gerado
pela sucessão de processos diagenéticos,
foi posteriormente ocupado pelos hidro-
carbonetos. Em alguns casos, particular-
mente nos reservatórios da região nor-
deste da bacia, a ocupação foi aparente-
mente interrompida num estágio inicial
de saturação dos níveis mais permopo-
rosos, seguida da desvolatilização do óleo,
formação de óleo pesado com alta visco-
sidade, e ocupação do restante da poro-
sidade pelo óleo leve ora produzido
(DE ROS, 1985). O óleo pesado atua
como um cimento, obliterando as zonas
de melhor qualidade original e dando
margem a graves erros de avaliação e cu-
bagem.

4 - FATORES DE CONTROLE DA QUALIDADE DOS RESERVA- TÓRIOS

Para uma análise integrada dos fatores
que controlam a porosidade e a permea-

bilidade dos reservatórios da Formação
Sergi, realizou-se uma análise estatística
com o programa SPSS (NIE *et alii*,
1975). Equações de regressão linear fo-
ram assim definidas, tendo como va-
riáveis dependentes a porosidade e a per-
meabilidade, e como variáveis indepen-
dentes a profundidade e um total de 28
parâmetros quantificados em lâmina del-
gada, relacionados à textura, composi-
ção, cimentação e fábrica dos arenitos.
337 amostras, coletadas nos campos de
Água Grande, Araçás, Buracica, Dom
João, Malombê, Remanso e Sesmaria,
forneceram as informações petrofísicas
e petrográficas para essa análise.

As equações de regressão linear multiva-
riada podem apresentar os resultados da
interação simultânea de um amplo con-
junto de variáveis, o que representa uma
sensível vantagem em relação às compa-
rações entre apenas duas ou três va-
riáveis. No caso da Formação Sergi, um
total de seis variáveis explicam 55% da
variação total da porosidade, enquanto
oito variáveis controlam 59% da distri-
buição de permeabilidades (tab. II). Em-
bora o programa estatístico tenha indi-

cado um número maior de variáveis co-
mo controladoras da porosidade e per-
meabilidade, são apresentadas na tabe-
la I apenas as mais importantes, uma vez
que cada variável adicional implicaria
um acréscimo inferior a 1% no grau de
explicação.

Assim, as equações da tabela II mostram
que a porosidade e a permeabilidade dos
reservatórios da Formação Sergi são
controladas essencialmente por atribui-
tos diagenéticos (calcita, argilas de infil-
tração mecânica, crescimentos secundá-
rios de quartzo e argilas autigênicas),
texturais (matriz lamosa sin-deposicio-
nal, seleção e mediana de tamanho de
grãos), composicionais (intraclastos) e
pela própria profundidade de soterra-
mento.

Pode-se inferir pela equação de regressão
linear multivariada da porosidade que,
para cada 1 000 m adicionais de profun-
didade, existe uma tendência de redução
de 4% na porosidade média dos reserva-
tórios da Formação Sergi. O efeito do
crescente soterramento sobre os arenitos
é evidenciado por rearranjos de fábrica,

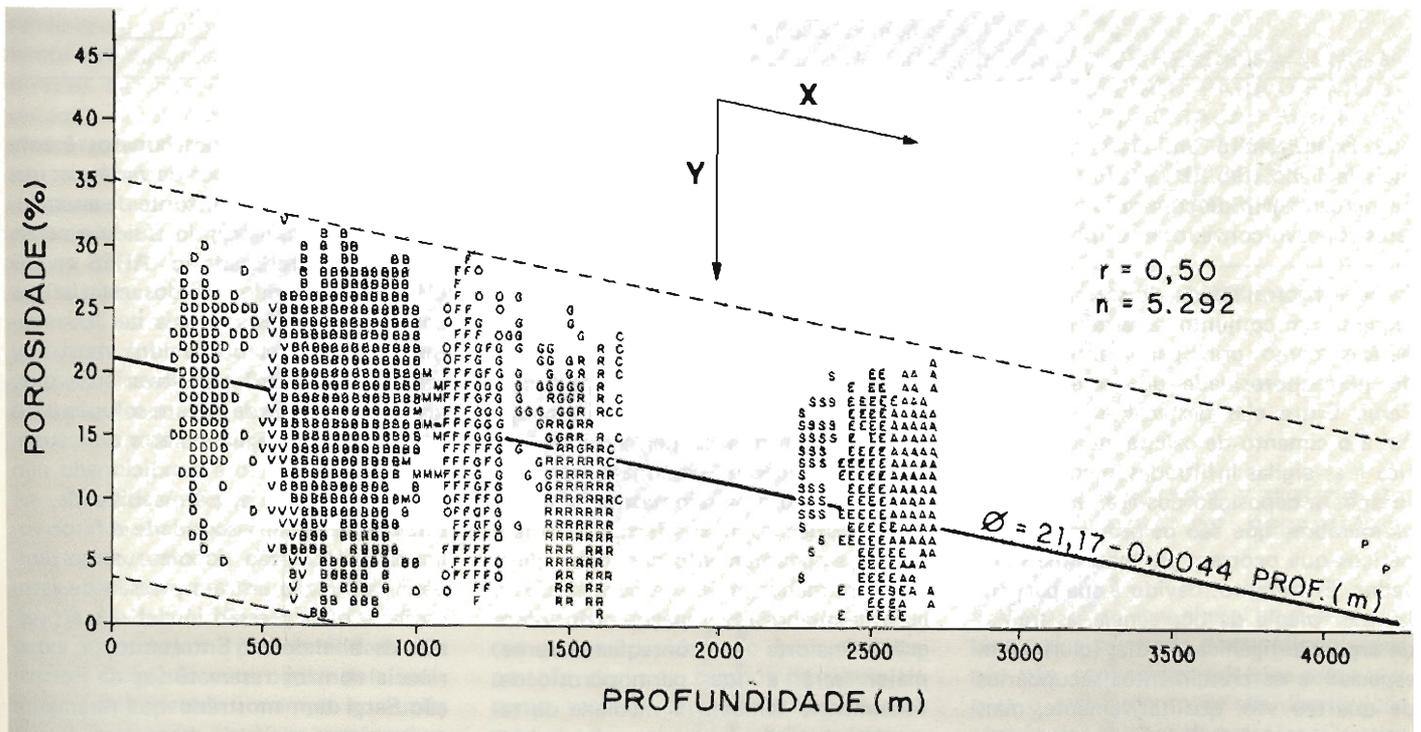


Fig. 6 - Relação entre a porosidade e a profundidade de soterramento para os arenitos e conglomerados da Formação Sergi. Ten-
dência de redução de 4,4% na porosidade média para cada 1 000 m adicionais de profundidade (X), relacionada basicamente à retomada da compactação após a geração de porosidade secundária. Registra-se uma ampla variação nos valores
de porosidade em nível de campo de petróleo (Y), condicionada essencialmente por parâmetros diagenéticos, destacando-se os teores de calcita e argilas infiltradas. O gráfico foi construído com dados dos campos de Dom João (D), Fazenda
Alvorada (V), Buracica (B), Malombê (M), Remanso (O), Fazenda Bálamo (F), Água Grande (G), Rio dos Ovos (R), Cassarongongo (C), Sesmaria (S), Fazenda Boa Esperança (E), Araçás (A) e Miranga Profundo (P).

TABELA II

EQUAÇÕES DE REGRESSÃO LINEAR MULTIVARIADA PARA A POROSIDADE (ϕ) E LOGARITMO DECIMAL DA PERMEABILIDADE (LOG K) DOS RESERVATÓRIOS DA FORMAÇÃO SERGI

$$\phi = 27,08 - 0,004 \text{ profundidade (m)} - 0,29\% \text{ calcita} - 0,23\% \text{ argilas infiltradas} - 0,60\% \text{ cresc. sec. quartzo} - 1,54 \sigma_{\phi} - 0,21\% \text{ intraclastos lamosos}$$

$$r^2 = 0,55$$

$$\log K = 3,90 - 0,00083 \text{ profundidade (m)} - 0,06\% \text{ matriz lamosa} - 0,05\% \text{ calcita} - 0,06\% \text{ argilas infiltradas} - 0,31 \phi_{50} - 0,07\% \text{ intraclastos lamosos} - 0,08\% \text{ argilas autigênicas} - 0,08\% \text{ cresc. sec. quartzo}$$

$$r^2 = 0,59$$

Variáveis	r ²
Profundidade (m)	0,37
% Calcita	0,06
% Argilas infiltradas	0,05
% Cresc. sec. quartzo	0,04
Seleção (σ_{ϕ})	0,02
% Intraclastos lamosos	0,01
	0,55

Variáveis	r ²
Profundidade (m)	0,30
% Matriz lamosa	0,10
% Calcita	0,05
% Argilas infiltradas	0,05
Mediana tam. grãos (ϕ_{50})	0,04
% Intraclastos lamosos	0,02
% Argilas autigênicas	0,02
% Cresc. sec. quartzo	0,01
	0,59

que conduzem a um empacotamento mais fechado (tab. III) e a um aumento na percentagem de contatos intergranulares côncavo-convexos e suturados.

Após a profundidade de soterramento, segue-se um conjunto de variáveis diagenéticas como principais controladores da permoporosidade dos reservatórios Sergi. Entre elas destacam-se sobremaneira o cimento de calcita mesodiagenética e as argilas infiltradas imediatamente após a deposição dos arenitos e conglomerados, que são os produtos diagenéticos que ocorrem em teores mais elevados. Entretanto, devido à sua particular morfologia de ocorrência, as franjas de argilas autigênicas tardias (clorita, em especial) e os crescimentos secundários de quartzo são, qualitativamente, mais danosos à permeabilidade dos reservatórios. Assim, por exemplo, um teor adicional de argilas autigênicas — ou crescimentos secundários de quartzo da ordem de 4% — é capaz de reduzir pela metade a permeabilidade de um arenito.

Embora um terço dos reservatórios da Formação Sergi não contenha matriz

lamosa sin-deposicional, e 87% das amostras analisadas apresentem teores menores que 5%, essa característica textural é importante controladora da permeabilidade especialmente no Sergi Distal. Os intraclastos lamosos, comuns nos conglomerados intraformacionais do Sergi Mediano e Sergi Distal, são intensamente deformados pela compactação, sendo injetados entre grãos rígidos adjacentes, o que reduz a permoporosidade com a formação de uma matriz de compactação ou pseudomatriz. Quanto maior a seleção, menos fechado tenderá a ser o empacotamento das rochas devido a um menor efeito de penetração de grãos pequenos nos espaços vazios entre grãos maiores e, conseqüentemente, maior será a sua permoporosidade. Finalmente, também a mediana de tamanho de grãos situa-se entre as variáveis que influenciam a permeabilidade dos reservatórios: para rochas de mesma seleção, as gargantas de poros tendem a ser maiores em rochas mais grosseiras e, conseqüentemente, a permeabilidade também é maior.

O fator de recuperação final de uma

acumulação de hidrocarbonetos é controlado por três grupos de variáveis: mecanismo de produção (fonte de energia), propriedades do próprio fluido e características do reservatório. ARPS *et alii* (1967), realizando estudos estatísticos com informações de mais de 300 acumulações dos Estados Unidos, mostram, através de regressões multivariadas, que, nos reservatórios de gás em solução e/ou com influxo de água, o fator de recuperação final previsto é condicionado não só pela porosidade, permeabilidade, saturação de água, viscosidade e fator volume de formação do óleo, como também pela razão entre a pressão de saturação — ou a pressão inicial — e a pressão de abandono. Entretanto, a experiência com os reservatórios da Formação Sergi tem mostrado que raramente apenas essas variáveis descrevem de maneira eficiente o seu desempenho.

ALPAY (1972) fornece uma contribuição importante para a discussão das variações na recuperação final, sugerindo que essas variações são provocadas por três classes de heterogeneidades registradas nos reservatórios: microscópi-

TABELA III

VALORES MÉDIOS DO FATOR DE RECUPERAÇÃO FINAL PREVISTO (FR), PROFUNDIDADE (PROF), EMPACOTAMENTO (P), POROSIDADE (ϕ), PERMEABILIDADE (K) E PRODUTOS DIAGENÉTICOS PARA OS PRINCIPAIS CAMPOS PRODUTORES NA FORMAÇÃO SERGI

Campo	F.R. (%)	Prof. (m)	P *	ϕ (%)	K (mD)	Produtos Diagenéticos (%)				
						Arg. Inf.	Cresc. Sec. Silicatos	Calcita	Arg. Autig.	Total
Dom João	20	300	33	21	87	8,7	0,3	1,8	0,5	11,3
Buracica	41	750	36	22	129	4,2	0,6	2,0	0,8	7,6
Malombê	35	1 000	41	16	40	3,0	1,4	1,8	0,1	6,3
Remanso	29	1 200	41	15	36	3,5	1,9	2,6	1,7	9,7
Água Grande	47	1 400	43	18	68	6,0	1,8	0,8	0,2	8,8
Sesmaria	14	2 300	51	13	1	2,8	1,4	4,3	4,4	12,9
Araçás	27	2 700	50	12	3	5,2	2,0	3,0	0,2	10,4

* Packing proximity (KAHN, 1956).

cas, macroscópicas e megascópicas. As heterogeneidades microscópicas correspondem a variações na distribuição de tamanhos e na geometria dos poros, afetando principalmente os valores da saturação de água irreduzível e de óleo residual. Já as heterogeneidades macroscópicas, que determinam variabilidades no reservatório de poço a poço, estão relacionadas a contrastes nas características texturais, composicionais, diagenéticas e de fábrica das rochas. Finalmente, as heterogeneidades megascópicas refletem variações de larga escala nos atributos dos reservatórios, tais como mudança lateral de fácies e separação de zonas produtoras por camadas selantes de ampla distribuição.

A visão atual da Formação Sergi corresponde à de um reservatório complexa e heterogeneamente compartimentado, sobretudo por processos diagenéticos (fig. 7). Na tabela II observa-se também que a porosidade e a permeabilidade dos arenitos Sergi são controladas pela interação simultânea de um amplo conjunto de variáveis, em que os parâmetros diagenéticos também se destacam, imediatamente após a profundidade de soterramento. Dessa forma fica ressaltada a importância da evolução diagenética da Formação Sergi no desenvolvimento das heterogeneidades micro, macro e megascópicas sugeridas por ALPAY (op. cit.).

Na tabela III são apresentados os fatores de recuperação final previstos em sete importantes campos com produção de óleo na Formação Sergi, os quais contêm 90% da reserva total dessa unidade. São observadas relações consistentes entre os fatores de recuperação desses campos e algumas variáveis que controlam a porosidade e a permeabilidade dos reservatórios, a sua profundidade, em especial (apesar de o Campo de Dom João ser uma exceção à regra), e o total de produtos diagenéticos registrados nos arenitos (tabela III e fig. 8).

Os efeitos da profundidade de soterramento sobre a permoporosidade dos reservatórios só é importante em escala regional; os processos diagenéticos podem apresentar, entretanto, grande variação na sua distribuição e intensidade em relação a um mesmo campo de petróleo (fig. 6). Assim, realizou-se uma análise de regressão linear multivariada, em que se considerou o fator de recuperação dos sete campos da tabela III como variável dependente e os teores médios de calcita mesodiagenética e argilas infiltradas (os produtos diagenéticos mais importantes da Formação Sergi) como variáveis independentes. A relação obtida, expressa na tabela IV, apresenta um elevado coeficiente de correlação múltipla ($r = 0,89$), reafirmando a importância dos produtos diagenéticos no controle da qualidade dos reservató-

rios da Formação Sergi.

TABELA IV

EQUAÇÃO DE REGRESSÃO LINEAR MULTIVARIADA PARA O FATOR DE RECUPERAÇÃO FINAL PREVISTO DAS PRINCIPAIS ACUMULAÇÕES DE ÓLEO NA FORMAÇÃO SERGI

F.R. (%) = 76,6 - 14,0% calcita - 3,3% argilas infiltradas

$r^2 = 0,79$

5 - TENDÊNCIAS DE ESTUDO NA GEOLOGIA DE RESERVATÓRIO

Embora já se reconheça hoje a importância dos produtos diagenéticos, ainda não são conhecidos critérios eficientes para o mapeamento da sua distribuição através dos campos de petróleo. Os estudos de rocha, embora muitas vezes bastante detalhados e sofisticados, mostram-se de uma maneira geral muito descritivos e pouco preditivos. Assim, embora tenhamos uma caracterização pontual (em nível de poço testemunhado) bastante acurada, a extensão lateral dos processos é pobremente conhecida.

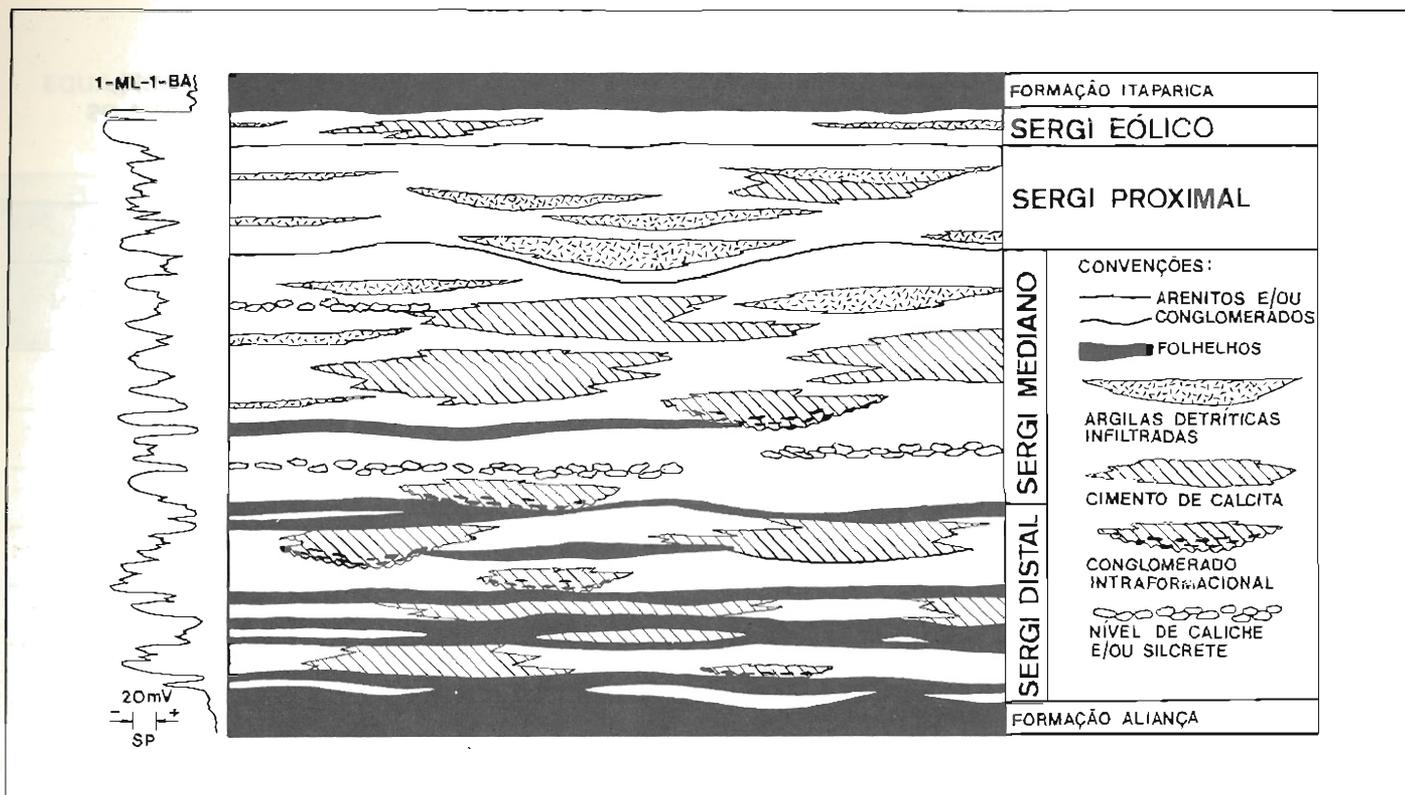


Fig. 7 - Representação esquemática dos principais elementos compartimentalizadores dos reservatórios da Formação Sergi.

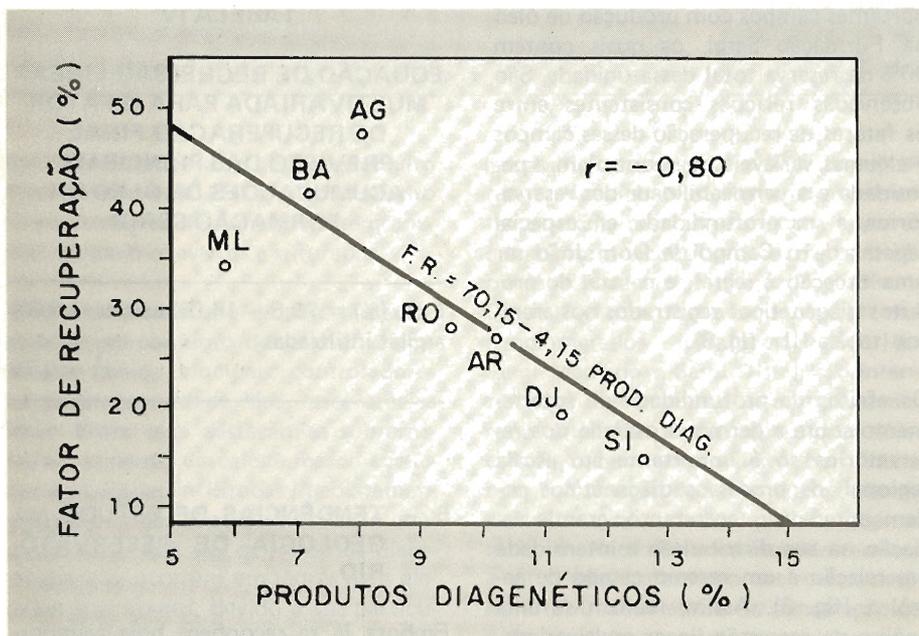


Fig. 8 - Relação entre o fator de recuperação final previsto (F.R.) e a média do conteúdo total de produtos diagenéticos (PROD. DIAG.) para sete importantes campos produtores na Formação Sergi: Água Grande (AG), Araçás (AR), Buracica (BA), Dom João (DJ), Malombê (ML), Remanso (RO) e Sesmaria (SI). Entre os produtos diagenéticos incluem-se, especialmente, argilas infiltradas mecanicamente, crescimentos secundários de quartzo e feldspatos, calcita e argilas autigênicas. O elevado fator de recuperação de Água Grande reflete a atuação de um importante influxo de água como mecanismo de produção nesse campo. A baixa recuperação de Malombê parece relacionar-se à compartimentação promovida pelas freqüentes intercalações de folhelhos nos reservatórios do Sergi Distal desse campo.

Com relação às argilas de infiltração mecânica, já é reconhecido um critério inicial para a modelagem da sua distribuição: elas tendem a ocorrer em teores mais elevados nos *trends* de maiores espessuras das fácies Sergi Proximal e Sergi Mediano. Foi nessas áreas que ocorreu uma maior freqüência deposicional episódica bem como o empilhamento, ao longo do tempo, dos canais anastomosados efêmeros, cujos sedimentos grosseiros representaram sítios principais de infiltração mecânica de argilas, de acordo com o modelo de WALKER (1976; *apud* TURNER, 1980). Esse padrão de distribuição é registrado claramente nos campos de Buracica e Sesmaria, especialmente no Sergi Proximal. Assim, comumente, os melhores horizontes produtores não coincidem, em área de ocorrência, com as maiores espessuras de arenitos.

As argilas de infiltração mecânica e as argilas autigênicas, além de influenciarem a porosidade e a permeabilidade dos arenitos, imprimem um conjunto de características próprias aos reservatórios da Formação Sergi, especialmente quando ocorrem em teores superiores a 10%. Quando presentes em tais volumes, introduzem significativas parcelas de microporosidade nos reservatórios, situando-se a moda principal da distribuição

de tamanhos de condutos porosos tipicamente abaixo das 2μ . Os argilo-mineiros possuem uma elevada área superficial específica, o que permite uma interação mais efetiva com os fluidos naturais ou injetados na formação (ALMON & DAVIES, 1978). Essa água, que é absorvida em um volume suficiente para promover saturações elevadas, é imóvel, de forma que é perfeitamente normal a produção de óleo em intervalos onde se calculam, nos perfis elétricos, valores de saturação de água superiores a 60%, como acontece, por exemplo, nos campos de Cassarongongo, Araçás e Fazenda Boa Esperança. Outros problemas relacionados à presença dessas argilas nos reservatórios da Formação Sergi são a migração de finos sob altas vazões de produção ou injeção, expansão de esmectitas ou interestratificados ílita/esmectita quando em contato com fluidos com salinidade incompatível com a da formação, bem como a possibilidade de precipitação de hidróxido férrico tamponando gargantas de poros quando da acidificação de reservatórios que contêm clorita autigênica.

Fica evidente, portanto, a necessidade de uma pesquisa sistemática das regras ou tendências de distribuição dos vários produtos diagenéticos da Formação Sergi. Tal estudo deve incluir, quando possível, a análise da distribuição desses componentes em afloramentos, mas exige obrigatoriamente correlações rocha x perfil bastante rigorosas, em que se abandone o hábito histórico de superenfitepar parâmetros granulométricos. A experiência com a Formação Sergi tem mostrado que os perfis de potencial espontâneo e raios-gama respondem bem às variações texturais dos arenitos, enquanto o perfil de resistividade é influenciado fortemente pelo empacotamento e por produtos diagenéticos. Rochas com teores de crescimentos secundários de quartzo $\geq 5\%$ e teores de calcita $\geq 10\%$, independentemente do fluido que contenham, mostram resistividades superiores a $6 \Omega.m/m$; volumes $\geq 10\%$ de argilas infiltradas ou autigênicas, por sua vez, correspondem tipicamente a resistividades inferiores a $4 \Omega.m/m$ (fig. 3). Para uma avaliação eficiente da influência dos produtos diagenéticos sobre os perfis de resistividade é necessária a condução de correlações rocha x perfil em poços testemunhados abaixo do contato óleo/água, ou mesmo em áreas sem acumulação de petróleo, para que os perfis não sofram qualquer influência de hidrocarbonetos.

Os padrões de distribuição da calcita (mais exatamente dos remanescentes calcíticos da disseminada dissolução mesodiagenética) são menos evidentes que os das argilas mecanicamente infiltradas, mas algumas regras básicas podem ser esboçadas. Os locais preferenciais de manutenção de apreciáveis volumes de calcita com condição de constituírem barreiras efetivas de compartimentação interna são os níveis conglomeráticos intraclásticos que ocorrem na base dos ciclos de canal. Níveis intraclásticos em meio aos ciclos também mostram essa tendência. Os horizontes com calcita são claramente detectados nos perfis de resistividade, mas a definição de suas reais extensões laterais médias requer trabalhos mais detalhados, que incluem, provavelmente, análise de afloramentos. Numa escala menor, os arenitos com laminação granulométrica nítida exibem a tendência de manutenção preferencial da calcita nas lâminas mais grosseiras, o que confere permeabilidade extremamente anisotropa a essas rochas.

Por outro lado, as compartimentações acentuadas dos reservatórios Sergi sugerem que, como conseqüência, poços uniformemente distribuídos não atingem nem drenam eficientemente um volume apreciável de hidrocarbonetos. Esse petróleo não atingido, denominado *target-oil*, seria objetivo de projetos de adensamento dirigido da malha de drenagem, associados a métodos convencionais de recuperação. O óleo residual remanescente nas partes lavadas dos reservatórios seria, por sua vez, alvo de métodos especiais de recuperação. ZABALAGA *et alii* (1983) levantam essa importante questão e calculam um volume de *target-oil* na Formação Sergi de cerca de 76 milhões de metros cúbicos, ou seja, um volume equivalente a 85% da reserva atual da unidade.

A eficiência do adensamento da malha de drenagem é tema ainda polêmico, mas desde logo ressaltam-se alguns critérios para a orientação da disposição dos poços. Reservatórios eólicos têm um padrão de isópacas alongado na direção NW-SE, como decorrência da predominância de ventos NE quando da sua deposição, conforme medidas de paleocorrentes em afloramentos da Formação Sergi na margem SW da Bacia do Recôncavo. Já os melhores reservatórios do Sergi Proximal mostram uma orientação preferencial NE-SW e tendem a ocorrer *entre* os eixos principais de maiores isópacas. Com os reservatórios do Sergi Distal, ocorre o inverso: eles

são melhores nos *trends* de maiores espessuras e mais pobres nas áreas com isópacas menores, as quais são prováveis sítios de concentração dos limites da planície de inundação de um sistema fluvial meandrante.

Descendo à escala de observação microscópica, uma série de trabalhos recentes (WARDLAW e colaboradores; *apud* DE ROS, 1985) tem salientado que uma parcela importante do fator de recuperação final de um reservatório deve-se a características de geometria microscópica e topologia inerentes à rede de poros e suas conexões, denominadas gargantas. A simples disposição geométrica do sistema poroso (definível por variáveis como as razões de tamanho e volume entre poros e gargantas, o número de gargantas por poro — número de coordenação ou conectividade — e o tipo e grau de heterogeneidade de arranjo da porosidade) parece responder por cerca de 30 a 50% dos fatores de recuperação, como demonstram os dados obtidos por testes de injeção-extração de mercúrio. Uma expressão definida como *eficiência de recuperação* da fase não molhante (a razão, em %, entre o volume de mercúrio extraído de uma amostra na pressão mínima e o volume injetado na pressão máxima) mostra elevada correlação com essas variáveis geométricas.

DE ROS (1985) desenvolveu medidas segundo essa metodologia em amostras dos reservatórios da Formação Sergi no Campo de Sesmaria, conhecido pelo seu baixo fator de recuperação, encontrando valores de eficiência de recuperação tão baixos quanto 30%. Analisando a geometria porosa desses reservatórios através de moldes dos seus sistemas porosos (obtidos através da impregnação por resina epóxi seguida de dissolução ácida da rocha), reconheceu-se a estreita relação entre os fatores diagenéticos de controle da geometria porosa microscópica e sua eficiência intrínseca de recuperação (fig. 9). A generalização de técnicas mais sofisticadas de análise da porosidade nos reservatórios parece ser, portanto, outra tendência importante no desenvolvimento dos reservatórios Sergi.

6 — CONCLUSÕES

A análise histórica dos inúmeros estudos desenvolvidos sobre a Formação Sergi permite o esboço da evolução geral do pensamento e dos métodos em geologia de reservatório em um largo período de tempo. Nesse intervalo de tempo, a ên-

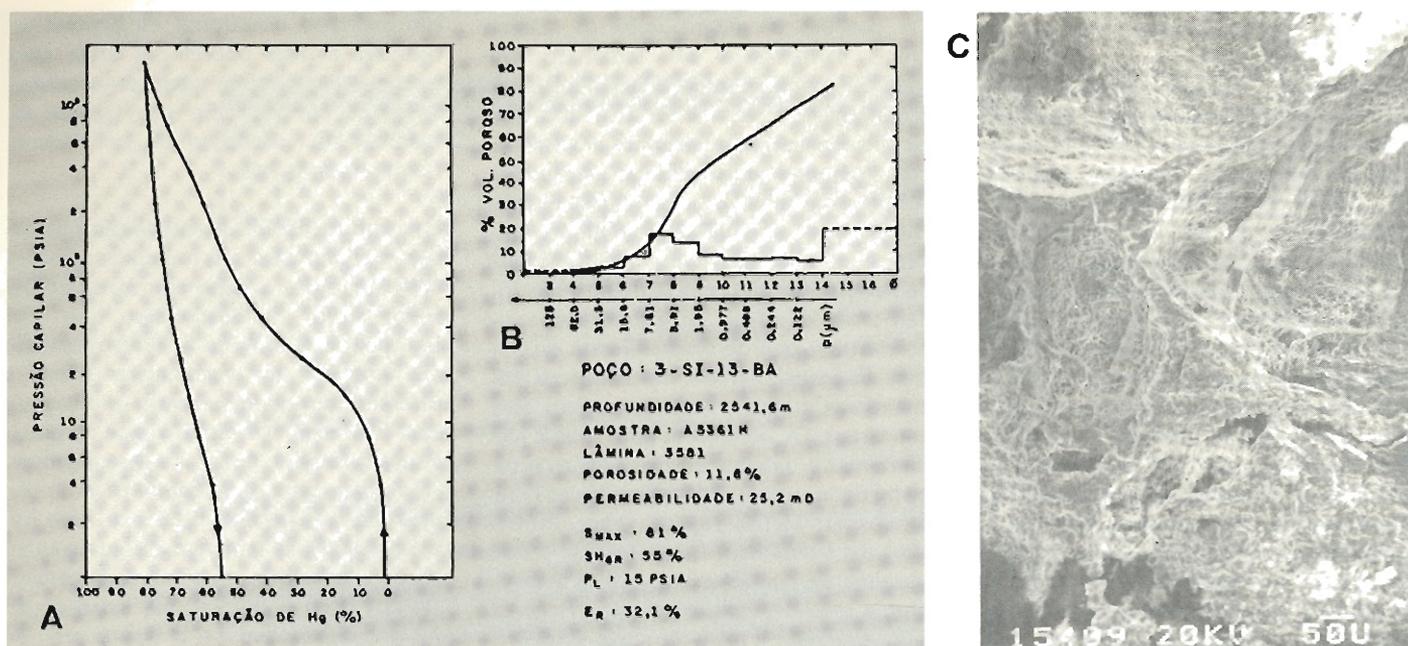


Fig. 9 - Curvas de injeção-extração de mercúrio (A); histograma de distribuição de tamanhos de gargantas de poros (B); e aspecto ao MEV de detalhe do molde do sistema poroso (C) de um arenito grosseiro, granuloso, com 7% de argila mecanicamente infiltrada (profundidade de 2 541,6 m, poço 3-SI-13-BA). Observar a grande irregularidade, a baixa razão de tamanho de gargantas/poros, e os moldes negativos das cutículas de argila descoladas dos grãos pela contração diagenética (setas). Aumento de 74 X. (Segundo DE ROS, 1985).

fase metodológica evoluiu desde o estabelecimento de zoneamentos baseados exclusivamente em respostas de perfis elétricos, até análises sedimentológicas e petrológicas cada vez mais sofisticadas e integradas. A visão atual sobre a unidade define o quadro de um corpo arenoso com escassas compartimentações de origem deposicional, mas com elevada heterogeneidade interna introduzida por uma sucessão de processos e fases diagenéticas, onde se destacam a infiltração mecânica de argilas, logo após a deposição do sedimentos e a precipitação e dissolução de cimento calcítico, processos atuantes em subsuperfície, sob a influência de transformações operadas nos folhelhos associados (fig. 7).

O tratamento estatístico realizado realçou a importância da diagênese no controle da qualidade e desempenho de produção dos reservatórios da Formação Sergi. Analisando-se conjuntamente o comportamento da porosidade, da permeabilidade e do fator de recuperação em sete dos principais campos produtores da formação, salientam-se, em especial, a importância da profundidade de soterramento, que controla o empacotamento, das argilas precocemente infiltradas e da precipitação e dissolução heterogênea de calcita em subsuperfície. A importância desses dois últimos componentes torna recomendável o desenvolvi-

mento de estudos específicos para o estabelecimento de seus padrões de ocorrência numa base preditiva. Regras incipientemente reconhecidas conectam as maiores concentrações de argilas infiltradas aos *trends* de maior espessura no Sergi Proximal, e os maiores teores de calcita remanescente aos níveis conglomeráticos intraclásticos da base dos ciclos. Procedimentos específicos de calibração dos perfis elétricos e radioativos com os componentes diagenéticos dominantes bem como metodologias inovadoras de análise da influência da geometria da porosidade sobre a eficiência de recuperação de hidrocarbonetos são tendências importantes que se delineiam no estudo dos reservatórios da Formação Sergi.

AGRADECIMENTOS

Este artigo representa a unificação de dois trabalhos (BRUHN & DE ROS, 1986 a e b) apresentados no 2.º Seminário de Geologia de Desenvolvimento e Reservatório, realizado no Rio de Janeiro, em outubro passado. Os autores são gratos à PETROBRÁS pela oportunidade de publicá-lo neste primeiro número do Boletim de Geociências, bem como a todos os colegas que colaboraram com discussões, críticas e sugestões.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ABREU, C. J. *Estudo Sedimentológico e Ambiental ao Nível da Zona "G", Formação Sergi, Campo de Dom João Mar-Sul, Bahia*. Rio de Janeiro, PETROBRÁS / DEXPRO / DIVEX / SEGEL, 1979. 25 p. (Relatório interno).
- ALMON, W. R. & DAVIES, D. K. Clay technology and well stimulation. *Trans. Gulf Coast Assoc. Geol. Soc.*, (28): 1-6, 1978.
- ALPAY, O. A. A practical approach to defining reservoir heterogeneity. *J. Pet. Technol.*, 24 (7): 841-8, 1972.
- ANDRADE, G. *Descrição e Correlação das Zonas da Formação Sergi em Dom João Mar-Sul*. Salvador, PETROBRÁS/RPBA/DIREX, 1964. 11 p. (Relatório interno).
- ANDRADE, G. *Subzoneamento da Zona "E", Formação Sergi em Dom João Mar-Sul, Bacia do Recôncavo*. PETROBRÁS / DEXPRO / DIVEX, 1975. 16 p. (Relatório interno).
- ARPS, J. J. *et alii*. *A statistical study of recovery efficiency*. Dallas, American Petroleum Institute, 1967. 33 p. (API Bull. D 14).
- BANDEIRA Jr., A. N. *et alii*. *Geometria de poros e zoneamento diagenético - Poço 7-DJ-695-BA*. Rio de Janeiro, PETROBRÁS / CENPES / DIVEX, 1980. 127 p. (Comunicação Técnica

- 017/80).
- BARNES, B. E. & LUZ, A. A. *Estratigrafia do Arenito Sergi*. Salvador, CNP/Serviço de Geologia, 1949. 4 p. (Relatório interno).
- BAUMGARTEN, C. S. *et alii*. *Mapeamento de qualidade da Zona "G" em Dom João Mar-Sul*. Rio de Janeiro, PETROBRÁS, 1979. 25 p. (Relatório interno).
- BAUMGARTEN, C. S. *Relatório geológico do Campo de Água Grande*. Salvador, PETROBRÁS/RPBA/DIREX, 1969. 44 p. (Relatório interno).
- BEICIP/FRANLAB. *Dom João Field, Sergi Reservoirs*; Relatório de consultoria para a PETROBRÁS. [s.i.] 1979. 2 v.
- BOA NOVA, J. C.; JOBIM, L. D. C. & FRIEDMAN, G. M. *Avaliação de parâmetros de análise granulométrica no estudo da Formação Sergi, Bacia do Recôncavo*. Salvador, PETROBRÁS/RPBA/DIREX, 1971. 32 p. (Relatório interno).
- BRUHN, C. H. L. & DE ROS, L. F. *Formação Sergi: I — Evolução de conceitos*. In: SEMINÁRIO DE GEOLOGIA DE DESENVOLVIMENTO E RESERVATÓRIO. 2., Rio de Janeiro, 1986. *Anais . . .* Rio de Janeiro, PETROBRÁS/DEPEX, 1986a. p. 332-48.
- BRUHN, C. H. L. & DE ROS, L. F. *Formação Sergi: II — Tendências na geologia de reservatório*. In: SEMINÁRIO DE GEOLOGIA DE DESENVOLVIMENTO E RESERVATÓRIO. 2., Rio de Janeiro, 1986. *Anais . . .* Rio de Janeiro, PETROBRÁS/DEPEX, 1986b. p. 349-60.
- CESERO, P. *Impregnação de resinas coloridas em rochas para a confecção de lâminas delgadas*. PETROBRÁS/DEPEX/LABOR, 1980. 10 p. (Comunicação interna).
- DE ROS, L. F. *Petrologia e características de reservatório da Formação Sergi (Jurássico) no Campo de Sesmaria, Bacia do Recôncavo, Brasil*. Ouro Preto, Universidade Federal de Ouro Preto, 1985. 194 p. Tese de Mestrado.
- FONSECA, J. R. & JOBIM, L. D. C. *"Projeto Sergi" — Estudo Sedimentológico do Arenito Sergi no Campo de Dom João*. Salvador, PETROBRÁS/RPBA/SETEX, 1967. 30 p. (Relatório interno).
- HARTT, C. F. *Thayer Expedition — Scientific results of a journey in Brazil: Geology and physical geography of Brazil*. Boston, 1870.
- INDA, H. A. V. & BARBOSA, J. F. *Mapa geológico do Estado da Bahia. Texto Explicativo*. Salvador, Secretaria das Minas e Energia, Coordenação da Produção Mineral, Salvador, 1978. 137 p.
- KAHN, J. S. The analysis and distribution of the properties of packing in sand size sediments: 1. On the measurement of packing in sandstones. *J. Geol.*, 64: 385-95, 1956.
- MIURA, K. *Estudos preliminares de zonação do arenito Sergi do Campo de Buracica*. Salvador, PETROBRÁS/RPBA/SETEX, 1962. 7 p. (Relatório interno).
- MOREIRA DA SILVA, N. Paleocorrentes deposicionais na Formação Sergi. *Bol. Téc. PETROBRÁS*, 2 (9): 181-209, 1966.
- MUNNE, A. I. *et alii*. Análise Estratigráfica do Andar Dom João, Bacia do Recôncavo e do Tucano Sul. Salvador, PETROBRÁS/SETUP-BA, CPEG-IV, 1972. 74 p. (Relatório técnico n.º 8).
- NASCIMENTO, O. S. *et alii*. *Projeto Sergi — Campo de Araçás — Bloco Alto*. Rio de Janeiro, PETROBRÁS/DEPEX/DEPRO/CENPES, 1982. 202 p. (Relatório interno).
- NETTO, A. S. T. *et alii*. *Projeto Andar Dom João*. Salvador, PETROBRÁS/DEPEX/DEXBA, 1982. 193 p. (Relatório interno).
- NIE, N. H. *et alii*. *Statistical package for the Social Sciences — SPSS*. 2nd. ed. New York, McGraw-Hill, 1975. 675 p.
- PACK, O. L. & ALMEIDA, A. L. *Annual geological report for the year of 1945*. Salvador, CNP/Serviço de Geologia, 1947. (Relatório interno).
- PASSOS, L. I. *et alii*. *Projeto Buracica*. Salvador, PETROBRÁS/DEPEX/DEXBA / RPBA / CENPES, 1983. 243 p. (Relatório interno).
- PETROBRÁS. *Recôncavo Baiano: Basin study; Part I*. Salvador, RPBA/SETEX, 1958. 185 p. (Relatório interno).
- TURNER, P. *Continental red beds*. Amsterdam, Elsevier, 1980. 562 p. (Developments in Sedimentology n.º 29).
- VIANA, C. F. *et alii*. Revisão estratigráfica da Bacia Recôncavo/Tucano. *Bol. Téc. PETROBRÁS*, 14 (3/4), 1971.
- ZABALAGA, H. M. C. *et alii*. "Play Analysis" na Caracterização de Reservatórios — Bacia do Recôncavo. Salvador, PETROBRÁS/DEPEX/DEPRO, 1983. 61 p. (Relatório interno).
- ZABALAGA, H. M. C. *et alii*. *Projeto Sesmaria: Sumário, Conclusões e Recomendações*. Salvador, PETROBRÁS/DEXBA/RPBA, 1983. 17 p. (Relatório interno).

ABSTRACT

Known as main reservoirs since the very beginning of oil exploration in the Recôncavo Basin (NE Brazil), the sandstones and conglomerates of the Sergi Formation (Upper Jurassic) have been the subject of an expressive number of consecutive studies on different scales and approaches. The historical analysis of these studies provides an excellent way to illustrate the evolution of concepts and methodologies, as well as future trends in reservoir geology work.

Although some early works used core and outcrop descriptions for the definition of Sergi reservoir zoning, until the mid-1960's the discrimination of production zones was based essentially on electrical logs. At the end of that decade, and following a strong tendency of the time, sedimentological studies based on granulometric analyses were developed. During the 70's, greater consideration was given to core description, but still with excessive emphasis on textural features. Finally, at the beginning of the 80's, the description of the Sergi Formation

reservoirs becomes more refined, being presented in larger reports which aggregate data from extensive multidisciplinary projects. It becomes then evident that, although the external geometry of the reservoirs is defined by the depositional environment and processes, the arrangement and distribution of porosity is controlled by the reservoirs' diagenetic evolution combined with some textural features.

Viewed currently, the Sergi Formation may be described as a predominantly sandy sequence, regionally continuous and thinning eastward. It shows a general coarsening upward pattern caused by the progradation of a braided alluvial complex, whose depositional dynamics promoted the close amalgamation of sandy units and the absence of effective depositional partitions. The complex divisions now revealed by the reservoir in an oil field scale are the product of intense diagenetic processes of inhomogeneous actuation and tridimensional distribution. The general

sequence of diagenetic phases includes:

1) eogenetic precipitates (caliches, silcretes and early dolomites); 2) mechanical infiltration of detrital clays; 3) mechanical compaction; 4) chemical compaction by pressure solution; 5) secondary quartz and feldspar overgrowths; 6) cementation and replacement of silicates by calcites; 7) secondary porosity generation by dissolution of calcite and feldspar grains; 8) reactivation of mechanical compaction; and, 9) late authigenic precipitates (mainly kaolinite, chlorite, quartz, albite, anatase, dolomite and pyrite). Main controls on porosity are the early infiltration of clays, the cementation by calcite and the later dissolution of this carbonate.

Multivariate linear regression analysis with

petrographic, petrophysical and production data emphasizes the close control exerted by diagenetic processes and products on the porosity, permeability and recovery factors of the Sergi Formation in several oil fields. Statistical treatment indicates that the calcite cement content accounts for, respectively, 29 and 25% of the total variation of the porosity and the permeability of Sergi reservoirs. Despite the processes of secondary porosity generation having been more efficient at the deeper levels of the basin, there is a general trend of porosity reduction with burial depth (4.4%/1,000 meters) that is related to compaction reactivation and late cementation. The determination by predictive models of the distribution of

these variables needs more specific observations, but some general rules can be already outlined. Infiltrated clay shows a clear tendency to concentrate in areas of thickening of proximal facies, sites of longer residence of the braided channels during deposition. Future work on the Sergi reservoir should strongly lean on compositional log calibration with diagenetic facies to more clearly define these patterns as well as to establish specific drilling, completion, stimulation and production procedures. As suggested by mercury injection-withdrawal tests and pore casts, in addition to macroscopic and megascopic heterogeneity, the microgeometry and topology of porosity appear to control an important part of final recovery factors.