

# EVOLUÇÃO DOS CONHECIMENTOS SOBRE AS COQUINAS-RESERVATÓRIO DA FORMAÇÃO LAGOA FEIA NO TREND BADEJO-LINGUADO-PAMPO, BACIA DE CAMPOS

Joel Carneiro de CASTRO

Departamento de Geologia Aplicada, Instituto de Geociências e Ciências Exatas, Universidade Estadual Paulista/Campus de Rio Claro. Avenida 24-A, 1515. Bela Vista. CEP 13506-900. Rio Claro, SP. Endereço eletrônico: jocastro@rc.unesp.br

Resumo  
Introdução  
Arcabouço Estratigráfico e Estrutural  
Trapas, Reservatórios e Fluidos  
    Campo de Badejo  
    Campo de Linguado  
    Campo de Pampo  
Conclusões  
Referências Bibliográficas

**RESUMO** – É feita uma análise da evolução dos conhecimentos sobre as coquinas-reservatório da Formação Lagoa Feia, com base em cinco publicações de geologia de desenvolvimento dos campos de Badejo, Linguado e Pampo. Trata-se de uma única acumulação, onde o controle é misto, ou seja, estrutural, estratigráfico e principalmente diagenético. Falhas antitéticas herdadas do rifteamento pós-basáltico exercem um importante papel no controle das coquinas, promovendo crescimento da seção nos blocos baixos, e servindo de conduto para a circulação de água meteórica, relacionada à discordância pós-coquina que promove dissolução e criação de porosidade secundária nas coquinas. A compreensão do modelo de acumulação do óleo é fundamental tendo em vista oportunidades para projetos de recuperação suplementar de óleo.

**Palavras-chave:** Coquina, rocha-reservatório, trapa diagenética, Formação Lagoa Feia, Bacia de Campos.

**ABSTRACT** – *J.C. de Castro – Evolution of knowledge on the coquina-reservoir of the Lagoa Feia Formation in the Badejo-Linguado-Pampo Trend, Campos Basin.* An analysis of the evolution of the knowledge about the coquina-reservoir of the Lagoa Feia Formation is presented, based on five publications about the development geology of the Badejo, Linguado and Pampo oilfields in the Campos Basin. The calcirudite reservoir is a single accumulation, where structural, stratigraphical and mainly diagenetic trapping conditions are recognized. Antithetic faults from the precursor post-basalt rift stage were important in controlling the coquina sedimentation, promoting growth of the low block section. After the coquina deposition, the faults also favor unconformity-related meteoric water circulation, which access the reservoir and promote secondary porosity development. The understanding this complex oil accumulations is essential to support enhanced recovery projects in the coquina reservoir.

**Keywords:** Bivalve coquina, reservoir-rock, diagenetic trap, Lagoa Feia Formation, Campos Basin.

## INTRODUÇÃO

Espessas acumulações de coquinas de bivalves formam uma contínua e extensa plataforma carbonática rasa e constituem o reservatório da Formação Lagoa Feia nos campos de Badejo, Trilha, Linguado e Pampo, no sudoeste da Bacia de Campos. O óleo contido nesse reservatório tem 28 a 33° API e as acumulações foram descobertas entre 1975 (Badejo) e 1982 (Trilha). Outros horizontes produtores são basaltos e brechas da Formação Cabiúnas, em Badejo, e calcarenitos da Formação Macaé, em Linguado e Pampo. Na realidade, são dois intervalos de coquinas, sendo o inferior o principal produtor da Formação Lagoa Feia. Tais depósitos são atribuídos ao andar Jiquiá Superior, equivalente ao Barremiano (Horschutz & Scuta, 1992).

Como será mostrado nesta síntese, não se observam limites claros entre os quatro campos, reforçando a idéia de que se trata de uma acumulação única (banco de coquinas), com descontinuidades relacionadas a

condições permoporosas desfavoráveis. Nota-se que o reservatório da acumulação Badejo-Linguado-Pampo é contínuo, tendo contato óleo-água apenas em Pampo, e se separa de Trilha por condições de baixa porosidade da coquina (Figura 1).

Cinco trabalhos publicados sobre Geologia de Desenvolvimento dos referidos campos constituem uma importante fonte de dados sobre a coquina inferior e serão objeto desta análise: Baumgarten (1985), Baumgarten et al. (1988), Guardado et al. (1989), Horschutz & Scuta (1992) e Horschutz et al. (1992). Tais trabalhos relatam os aspectos estruturais, estratigráficos e diagenéticos das coquinas-reservatório, parâmetros esses que controlam a presença de óleo nas acumulações.

Os dois primeiros trabalhos abordam principalmente os aspectos estruturais e estratigráficos das acumulações. O terceiro e quarto abordam os

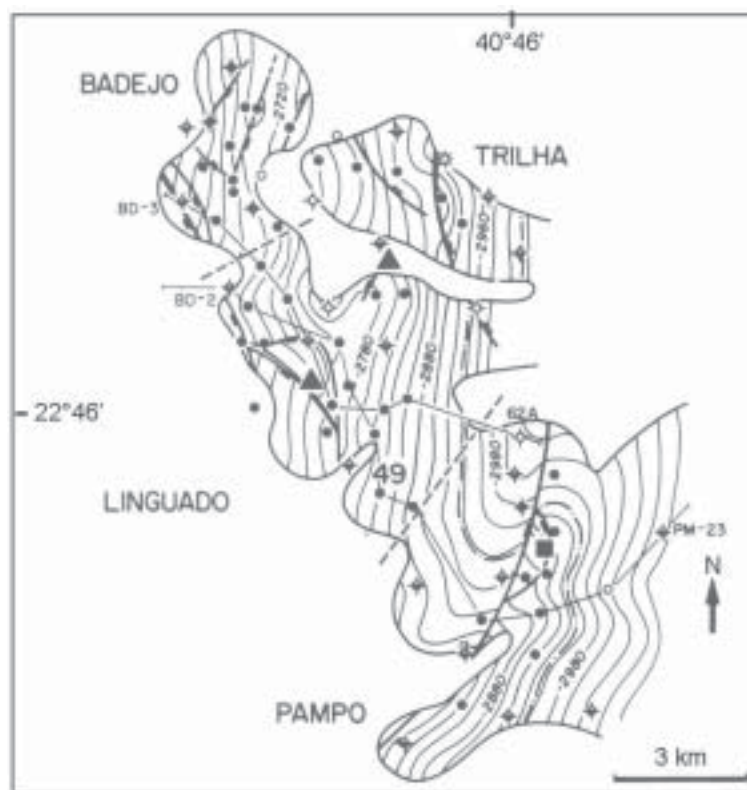


FIGURA 1. Mapa estrutural do topo do Barremiano ou topo da coquina superior. Horschutz et al. (1992).

campos de Badejo e Pambo e são os que mais se aproximam da compreensão da trapa do óleo, ao relacionar o desenvolvimento da porosidade do reservatório com falhas sin-sedimentares. Assim, torna-

se necessário uma melhor compreensão dos modelos de acumulação do *trend*, abrindo com isso a possibilidade para projetos de recuperação suplementar de óleo.

## ARCABOUÇO ESTRATIGRÁFICO E ESTRUTURAL

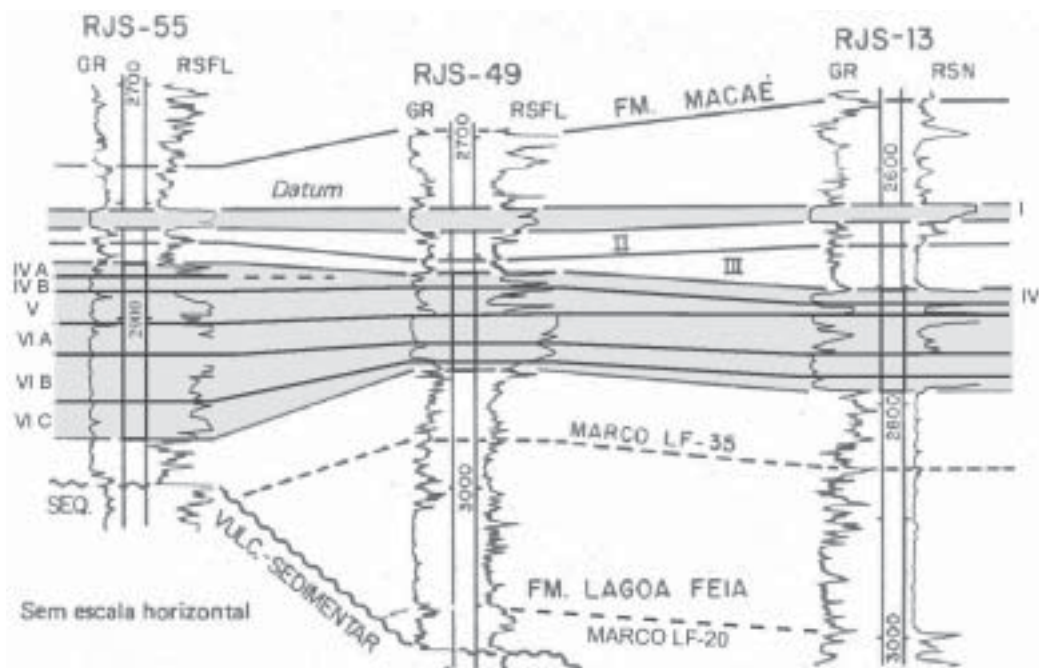
A Figura 2 mostra a correlação cronoestratigráfica da Formação Lagoa Feia, através de perfis de poços-tipo dos campos de Pambo, Linguado e Badejo, respectivamente, RJS-55, RJS-49 e RJS-13, de leste para oeste (Baumgarten et al., 1988). Castro et al. (1981) reconheceram três ciclos regressivo-transgressivos naquela unidade, separados entre si por discordâncias: os dois ciclos inferiores mostram sucessões de rochas siliciclásticas (leque aluvial até lacustre) e carbonáticas (coquinas de moluscos, principalmente bivalves), e o ciclo superior revela sucessão siliciclástica semelhante seguida de evaporitos, que marcam o topo da Formação Lagoa Feia. Os ciclos inferiores englobam os andares Jiquiá e Buracica (~Barremiano), enquanto o ciclo superior é de idade Alagoas (~Aptiano) (Horschutz & Scuta, 1992).

A seção da Figura 2 revela um *onlap* progressivo dos marcos inferiores LF-20 a LF-40 para sudeste, contra o alto de Pambo (Baumgarten et al., 1988). Duas extensas plataformas de coquina, designadas inferior e superior, confirmam a natureza de “bolo-de-camadas”

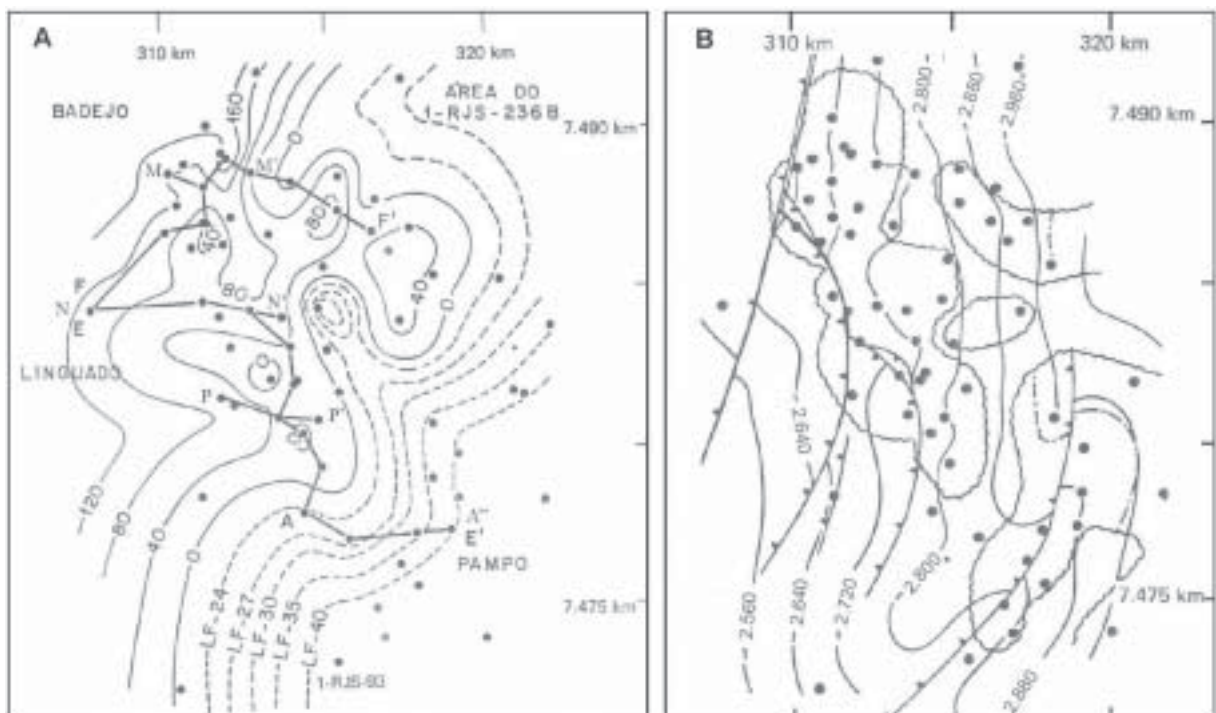
do arcabouço estratigráfico; tais coquinas correspondem a duas zonas-reservatório, IV/VI (inferior) e I (superior). A culminância da estruturação rifte se dá em Pambo e manifesta-se pela marcante discordância do topo do Lagoa Feia, que truncou o intervalo evaporítico sobre o alto de Pambo.

A Figura 3A representa indiretamente a estrutura do substrato basáltico, ao mostrar o acunhamento das unidades no sentido sudeste, através do mapa de isópacas do intervalo marco LF-20/basalto (isópacas de 120 m, 80 m, 40 m e 0 m) e do *onlap* progressivo dos marcos subseqüentes LF-24 a LF-40, de modo que no bloco alto do campo de Pambo, a sudeste, a coquina inferior repousa praticamente no substrato basáltico. Ao lado desses falhamentos NNE-SSW, nota-se na Figura 3 uma complexidade de padrões estruturais, tipo charneira, tanto a norte como a sul, bem como uma série de altos e baixos no sentido WNW (Figura 3A).

O mapa estrutural do topo da coquina inferior (Figura 3B) mostra mergulho para sudeste e um



**FIGURA 2.** Correlação estratigráfica da Formação Lagoa Feia através de perfis raios-gamas e elétrico de poços-tipo de Badejo (RJS-13), Linguado (RJS-49) e Pampo (RJS-55). Baumgarten et al. (1988).



**FIGURA 3. A:** Mapa de isópacas do intervalo LF-20/basalto (isópacas de 120 m a zero), e do progressivo *onlap* sudeste dos marcos LF-24 a LF-40. Altos: (+); charneiras norte e sul: (++) **B:** Mapa estrutural da coquina inferior, marco LF-60, com áreas de coquina porosa limitadas por linha ondulada (em cinza). Contatos óleo-água acima (Pampo) ou abaixo (Trilha) de -2.960 m. Baumgarten (1985).

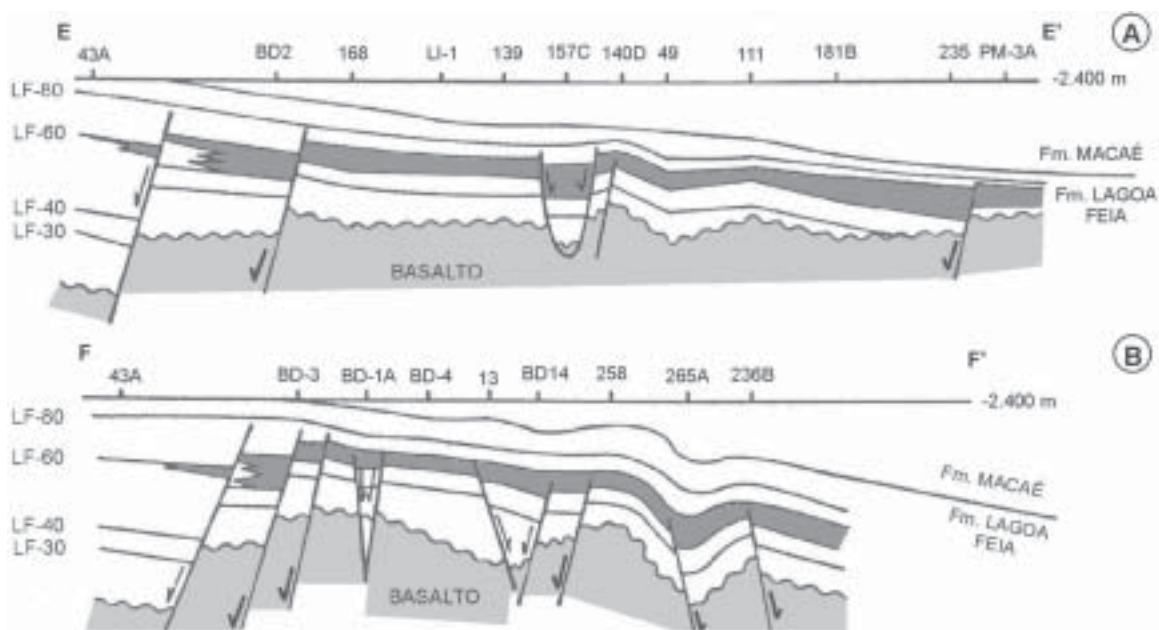
desnível de 400 m de Badejo para Pampo, ao contrário do basalto, que mergulha para noroeste (Figura 3A). O mapa revela outras falhas antitéticas entre as falhas

de Badejo e Pampo (FP), com orientação geral N-S e condicionamento nessa direção das curvas estruturais. Observa-se uma deflexão das curvas para sudoeste

na área sul, coincidente com a orientação da Falha de Pampo; aliás, esta falha antitética promove uma deflexão sigmóide das linhas isoestruturais, realçando um sinclinal a oeste e um anticlinal a leste, ambos mergulhando para NNE (Figura 3B). Baumgarten (1985) também mostrou a área de ocorrência da coquina porosa, esta sendo compartimentada em três blocos principais por meio de “vazios” não-porosos; tais blocos correspondem às acumulações de Badejo-Linguado, Trilha e Pampo, notando-se, entretanto, apenas dois contatos óleo-água, acima (Pampo) ou abaixo (Trilha) de -2.960 m. Em versões posteriores, o *trend* BD-LI-PM se consolida e mantém-se desconectado de Trilha

(Baumgarten et al., 1988, cf. Figura 10; Horschutz et al., 1992, Figura 1).

A seção estrutural da Figura 4A, entre Linguado e Pampo, revela sentidos opostos para o mergulho estrutural do topo do basalto (noroeste) e da coquina (sudeste). Na seção da Figura 4B, entre Badejo e Trilha, observa-se uma maior complexidade no padrão de falhamentos, destacando alguns altos estruturais nos poços BD-1A, RJS-258 e RJS-236B (Figura 3A). É estranho que, ao contrário de Linguado e Pampo (Figura 4), tais falhas não alcancem o topo da coquina inferior, o que justificaria a ausência destas falhas no mapa estrutural do topo da coquina (Figura 3B; cf. Figura 5B).



**FIGURA 4.** Seções estruturais EE' na área de Linguado-Pampo (A), e FF' na área de Badejo-Trilha (B). Coquina inferior em cinza-escuro. Ver Figura 3A para localização. Baumgarten (1985).

## TRAPAS, RESERVATÓRIOS E FLUIDOS

### CAMPO DE BADEJO

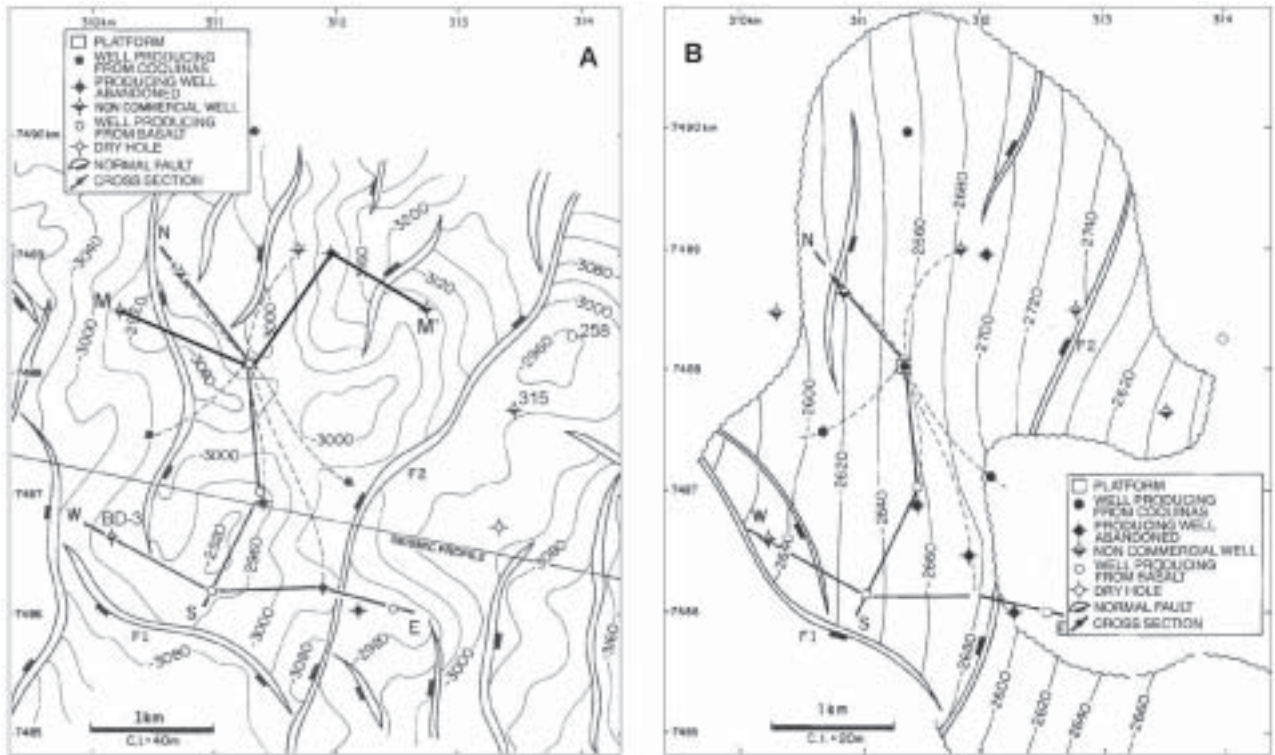
O campo de Badejo apresenta dois tipos de falha, antitética e normal. As três falhas antitéticas, a oeste, sudoeste (F1) e leste (F2) do campo, são orientadas respectivamente N-S, NW-SE e NE-SW, enquanto uma importante falha normal entre os poços BD-13 e BD-4, é orientada segundo N-S (Figuras 5A e Figura 6). O campo é limitado por falhas do lado oeste e sudoeste (F1), sendo pobremente definido o seu limite leste, com o campo de Trilha.

O mapa estrutural da coquina inferior, Figura 5-B, destaca o padrão N-S das linhas isoestruturais, e a importância das falhas F1 e F2 no controle da acumulação (Guardado et al., 1989).

Voltando à questão anterior, o limite entre Badejo e Trilha varia entre autores, com Baumgarten et al.(1988) e Guardado et al. (1989) incluindo o poço RJS-315 em Badejo (cf. Figuras 5B, 7, 10), enquanto Horschutz et al.(1992) incluem-no em Trilha (Figura 1). Verifica-se assim uma certa artificialidade na separação entre aqueles campos, com base na redução de permoporosidade (teor e espessura).

Uma seção estratigráfica do campo de Badejo revela espessamento da coquina inferior para leste, e sua interdigitação com siliciclásticos a oeste (Figura 6); também mostra baixo estrutural no RJS-13, adjacente a bloco alto de falha representado por basalto no BD-14 (Figura 6). Esse arcabouço estrutural



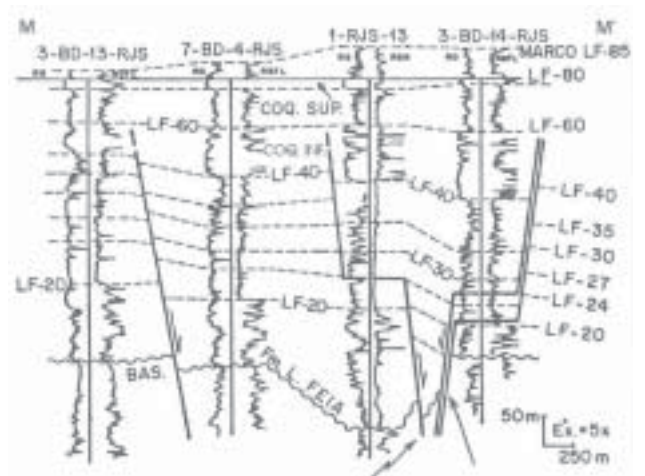


**FIGURA 5.** A: Mapa estrutural do topo do basalto. B: Mapa estrutural da coquina inferior (subzona VI-A), campo de Badejo Guardado et al. (1989).

e o conseqüente paleo-relevo foi formado quando do rifteamento pós-basalto, notando-se que o alto do BD-14 só controla a deposição do intervalo pré-marco LF-20 (Figura 6).

No mapa de isópacas de coquina porosa da subzona VI-A, observam-se dois alinhamentos de permoporosidade, um para NNE e outro para ESE. No primeiro caso, a orientação é parcialmente paralela à orientação das falhas de oeste de Badejo, e no segundo coincide com o alinhamento do campo de Trilha (Figuras 7, 1 e 3B). É interessante a situação do BD-14: apesar de sua espessura porosa favorável, o mesmo aparece como não-comercial (Figuras 7 e 5). A situação do RJS-258 parece pior: apesar de sua condição estrutural mais alta (é produtor no basalto), nele a coquina inferior tem baixa porosidade.

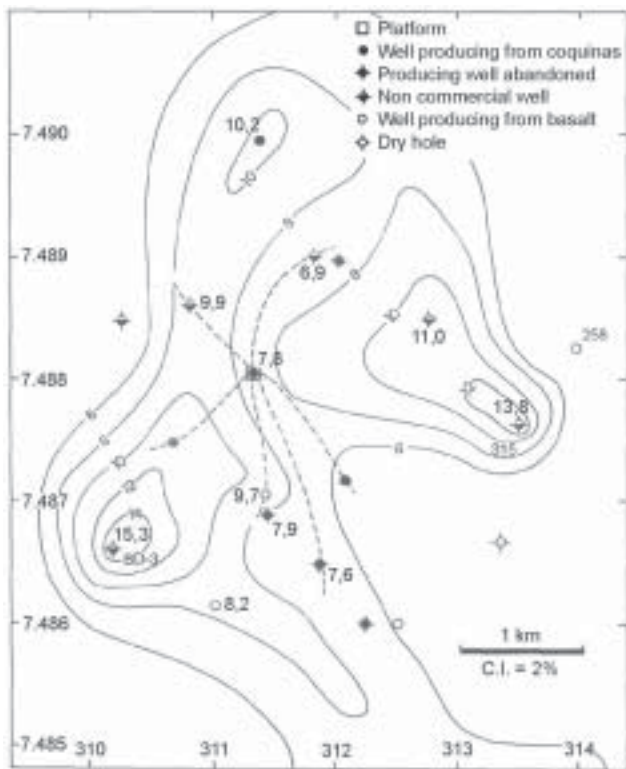
No campo de Badejo, Guardado et al. (1989) identificaram três tipos de coquina-reservatório, representada por calcirrudito a bivalves: os tipos I e II são os melhores, com 12-20% e acima de 500 mD, e 7-12% e 50-500 mD (comparar com as fácies-perfil FP-1 e FP-2 de Pampo, mais adiante). A Figura 8 mostra a boa correlação entre porosidade e permeabilidade (ao ar), podendo-se extrair uma correspondência média entre os dois parâmetros, por exemplo, 16 a 17%, e 500 a 1000 mD, valores coerentes como os do tipo I. No quadro interno da Figura 8 é



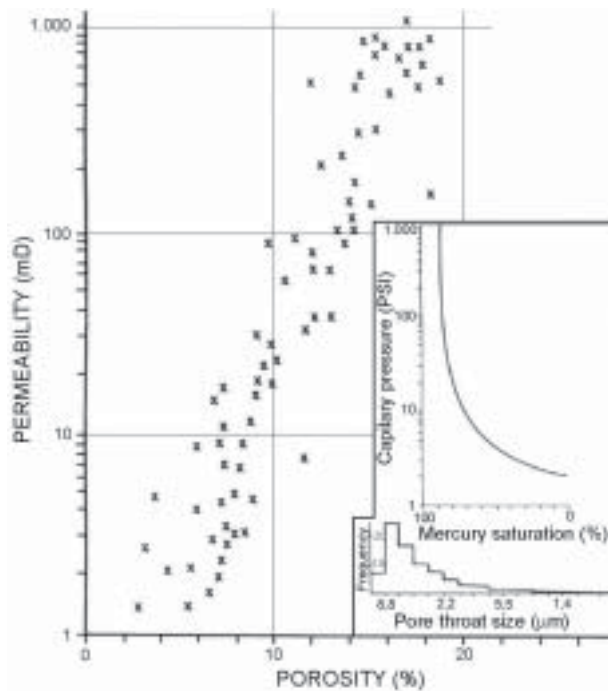
**FIGURA 6.** Seção estratigráfica MM' no campo de Badejo. Datum na coquina superior (marco LF-80). Localização da seção na Figura 5A. Baumgarten (1985).

mostrada a curva de pressão capilar do reservatório tipo I, com alto valor de tamanho de garganta de poro (~66 micra) e assimetria positiva de sua distribuição, ou seja, em direção à gargantas finas.

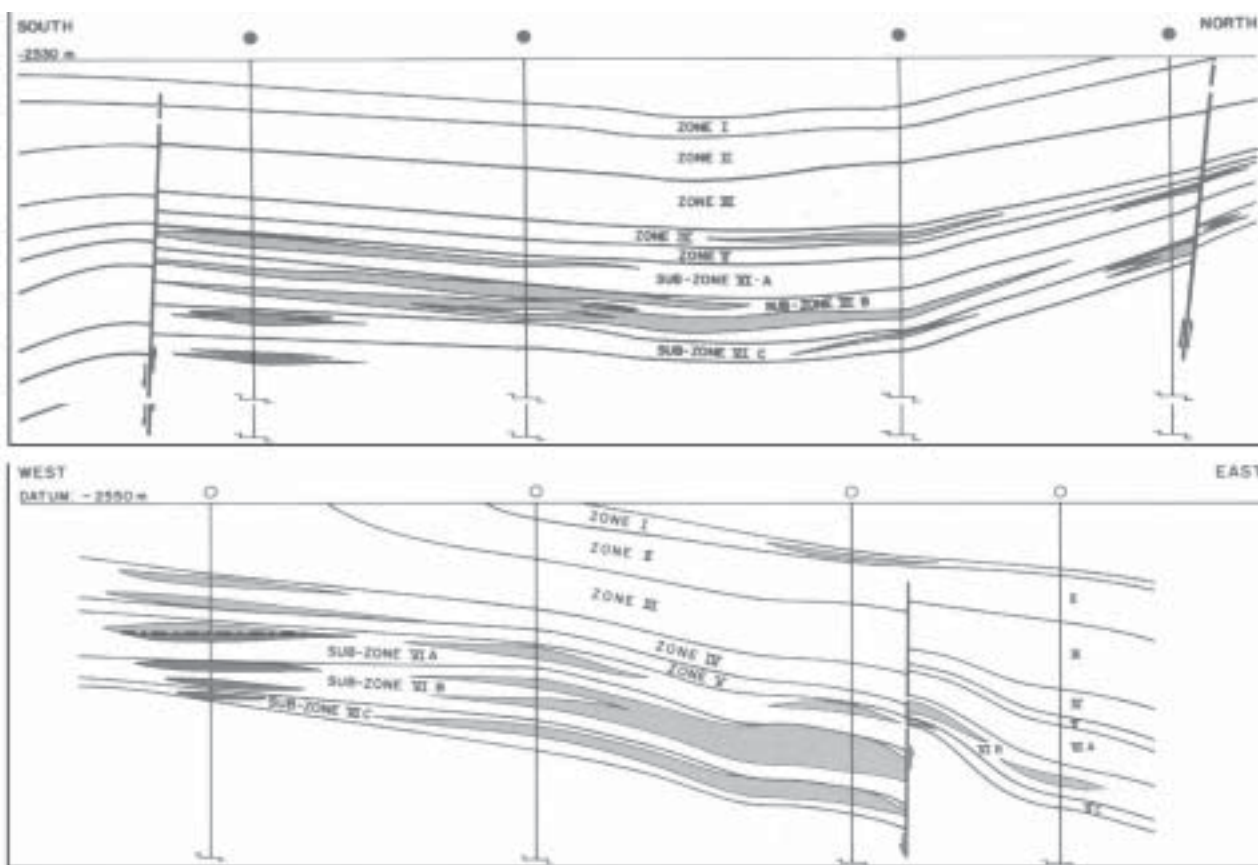
Em duas seções estruturais, Guardado et al. (1989) mostram a distribuição dos reservatórios e seus fluidos (Figuras 9 e 5A). No caso da Figura 9A, a falha F1 separa o campo de Badejo de um baixo ao sul,



**FIGURA 7.** Mapa de isópacas da coquina porosa, subzona VI-A. Guardado et al. (1989).



**FIGURA 8.** Correlação entre porosidade e permeabilidade da coquina inferior. No desenho menor, curva de pressão capilar de mercúrio e tamanho de garganta do poro, para o reservatório tipo I do campo de Badejo. Guardado et al. (1989).



**FIGURA 9.** Seções estruturais W-E (A) e N-S (B) com distribuição dos fluidos na coquina inferior (zonas IV a VI) e superior (zona I), Badejo. Óleo e água, cinza-médio e cinza-escuro. Baumgarten (1985).

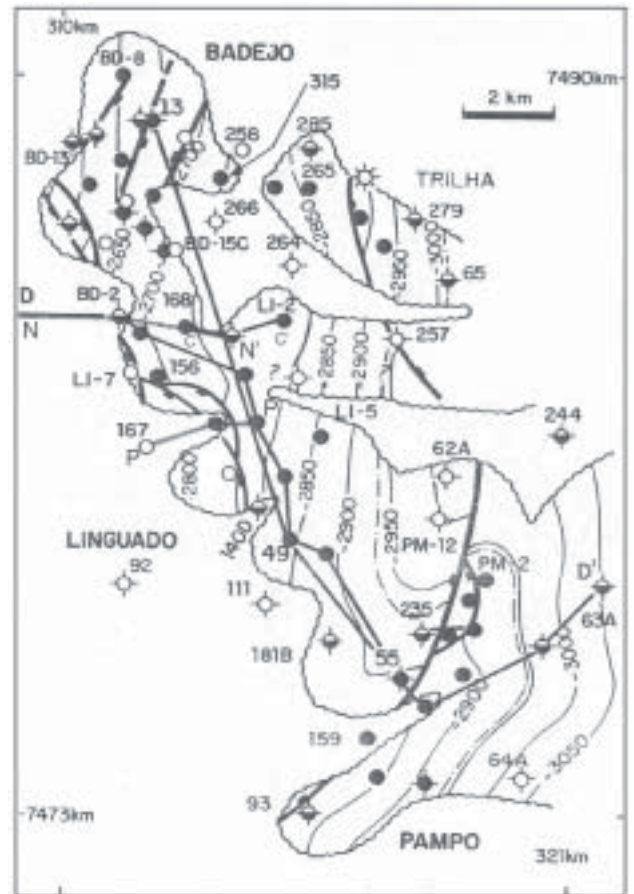
provavelmente mais rico em siliciclásticos que em coquina. Na Figura 9B, tem destaque a falha antitética F2, que apresenta crescimento da seção de coquina e maior desenvolvimento de reservatórios com óleo no bloco baixo (comparar com a falha de Pampo, Figuras 14 e 15); nota-se também a ocorrência de água mergulho acima do óleo, caso do poço BD-3 a oeste da seção. Este poço demonstra a complexidade da acumulação, pois é estruturalmente alto e tem boa espessura de coquina porosa (Figura 7); no entanto, é não-comercial ou produz no basalto.

### CAMPO DE LINGUADO

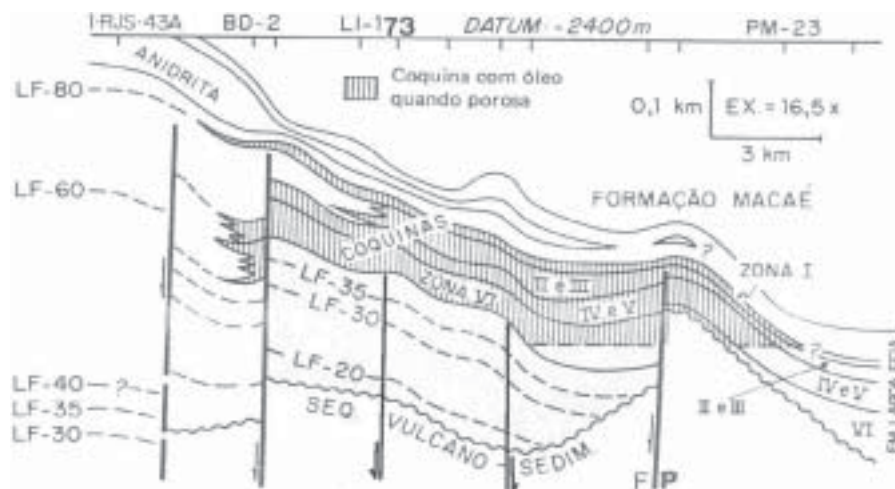
O mapa estrutural da coquina Inferior (topo da subzona VI-A) mostra falhas antitéticas que delimitam o campo de Linguado a oeste (Figura 10). Tal sistema tem orientação NW-SE, em continuidade com a falha de Badejo (F1, Figura 5B), e seu traço curvilíneo pode ser visto entre os poços LI-7 e RJS-140D (Figura 10). Um segundo padrão estrutural, com curvas orientadas N-S, desenvolve-se a partir do poço Li-2 e mostra mergulho homoclinal para leste; um patamar entre o RJS-78 e Li-2 separa as duas áreas (Figura 10; cf. Figura 13).

Outra estrutura é visualizada na Figura 11, entre as falhas a oeste de Linguado (F3) e a falha de Pampo (FP): aí se destaca um horste ou alto intermediário onde ocorre um adelgaçamento da coquina, com os poços nele situados (RJS-73, -139 e -49) mostrando bom desenvolvimento permoporoso. Ou seja, há um crescimento da seção de coquina nos blocos baixos adjacentes, mostrando a contemporaneidade tectônica-sedimentação. Tais falhas podem ter favorecido o acesso de água meteórica para a criação de porosidade

secundária no reservatório, que teria acontecido quando da discordância subaérea ao final do primeiro ciclo sedimentar siliciclástico-coquina.



**FIGURA 10.** Mapa estrutural da subzona VI-A, dentro da coquina inferior. Baumgarten et al. (1988).



**FIGURA 11.** Seção estrutural DD' destacando a continuidade da acumulação Bd-Pm. Um provável horste no campo de Linguado é acrescentado à figura original de Baumgarten (1985).



As seções estratigráficas da Figura 12 permitem destacar o baixo deposicional alimentador de siliciclásticos, poço RJS-43 (Figura 12-A), e o espessamento ou adelgaçamento da coquina nos poços RJS-157C e RJS-73, claramente indicando o controle estrutural da falha de Linguado na sedimentação (Figuras 12B e 10). Tal caso é semelhante ao visto no parágrafo anterior com o RJS-73 (horste da Figura 11), configurando uma ligação genética com a falha de Linguado (Figura 12B).

A seção estrutural com os reservatórios e fluidos da coquina inferior (Figura 13) revela mergulho estrutural do poço RJS-168 para leste, seguido de patamar entre o RJS-78 e LI-2; constata-se a presença de água no RJS-168, mergulho acima do óleo do RJS-78 e também o melhor desenvolvimento de espessura porosa com óleo no poço LI-2, mergulho abaixo do RJS-78.

### CAMPO DE PAMPO

Em seu mapa estrutural da coquina inferior, Horschutz & Scuta (1992) destacam a falha antitética de Pampo, que gera um contorno sigmóide para as curvas estruturais originando um bloco baixo a oeste e um alto a leste, ambos mergulhando para NNE (Figura 14). Os autores propõem uma estreita passagem ou soleira delimitando os campos de Linguado e Pampo, e indicam um contato óleo-água a -2.945 m (cf. Figura 15). É interessante a ocorrência de uma falha secundária a leste da falha de Pampo, também antitética e com um desnível de 20m em relação ao bloco alto principal (cf. Figura 17).

Na seção estrutural da Figura 15, nota-se a ausência da zona VI na crista do alto (poço central da seção), mostrando o controle sin-sedimentar da Falha de Pampo. O padrão da falha, ainda que desenhada imperfeitamente (deveria coincidir com a superfície discordante fortemente inclinada), mostra um típico bloco alto ou horste, limitado a oeste por falha (com rejeito de uns 20 m, no nível da sub-zona IV-B) e basculado para ESE; assim, a falha atua como charneira contra a qual a seção pré-marco LF-40 e a zona VI terminam em *onlap*. Nota-se, para as zonas II e IV-A, o contato óleo-água mais baixo no bloco alto (Figura 8), enquanto para as demais zonas o contato é o mesmo de ambos os lados da falha, em torno de -2.945 m (Figuras 11 e 14). Deve-se destacar também o problema do poço do extremo oeste da seção (RJS-181-B, Figuras 15 e 16), onde a coquina porosa tem espessura reduzida devido a sua posição mais afastada da falha de Pampo (cf. Figura 20).

Na seção estratigráfica AA'' do campo de Pampo, observa-se o sucessivo acunhamento e *onlap* da seção pré-marco LF-35 contra o alto do poço RJS-235, e da

seção pré-marco LF-40 contra a falha de Pampo (Figura 16). Junto com a criação do rifte pós-basalto, verifica-se o espessamento da coquina no bloco baixo da falha, indicando uma tectônica sin-sedimentar; no

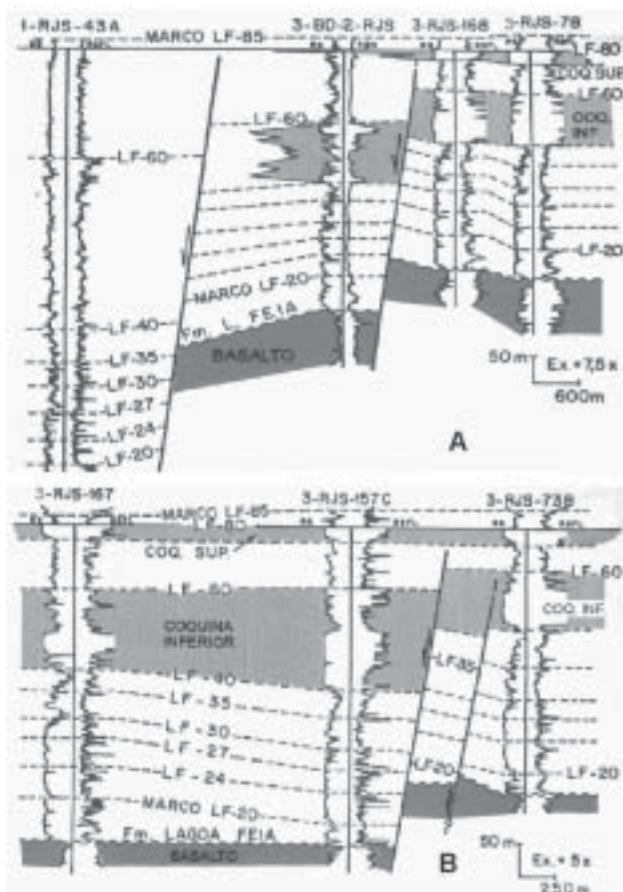


FIGURA 12. Seções estratigráficas NN' em A e PP' em B do campo de Linguado. Baumgarten (1985).

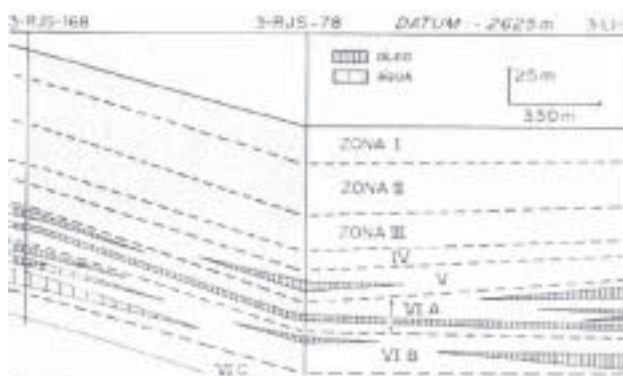
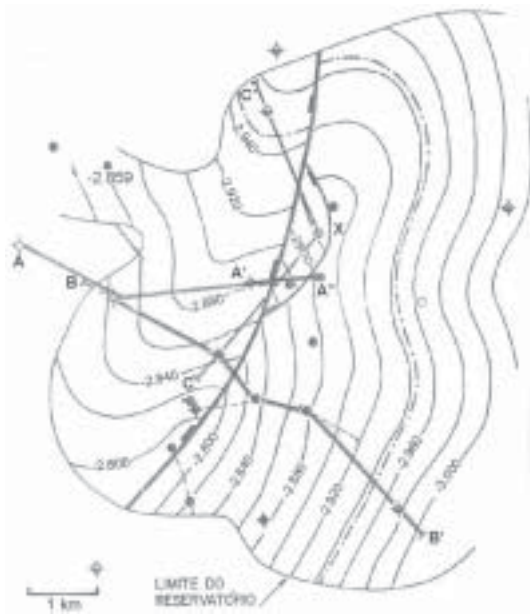


FIGURA 13. Seção estrutural CC' com distribuição de fluidos nas zonas V e VI, coquina inferior. Baumgarten et al. (1988).





**FIGURA 14.** Mapa estrutural no topo da subzona IV-B, campo de Pampo. Horschutz & Scuta (1992).

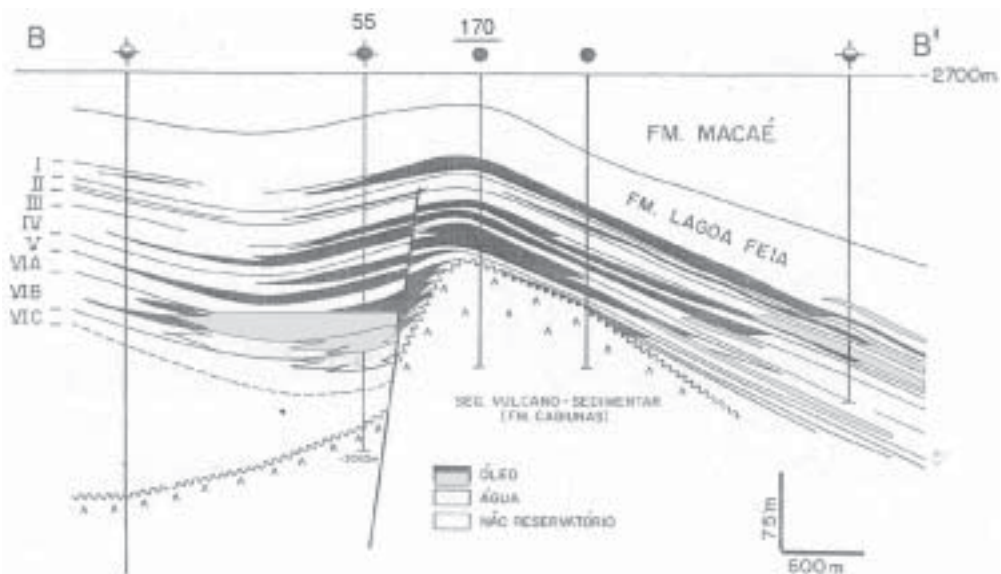
bloco alto da falha, a coquina assenta-se quase que diretamente sobre o basalto (Figura 15). A Figura 16 revela ainda o adelgaçamento da coquina para oeste, favorecendo aí a maior presença de rochas siliciclásticas; este fato, somado à pequena espessura de coquina porosa no RJS-181B, explica a subcomercialidade deste poço.

Outra indicação da Figura 16 é quanto à sedimentação siliciclástica aluvial na parte inferior do segundo (entre as coquinas inferior e superior) e terceiro ciclos (entre a coquina superior e o evaporito). O suprimento sedimentar (área-fonte), que era de oeste

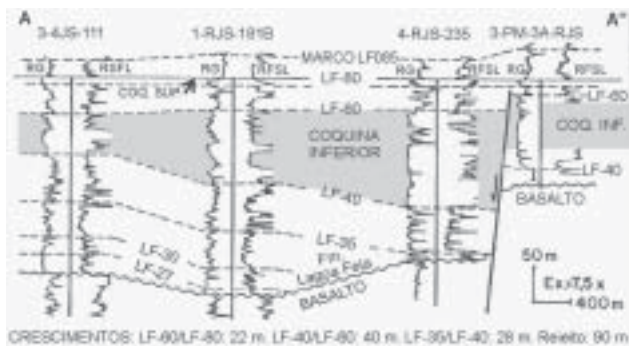
no primeiro caso, inverte-se e passa a ser de leste no segundo caso; isso denota uma significativa mudança estrutural na bacia, na passagem discordante dos andares Jiquiá/Buracica (Barremiano) para Alagoas (Aptiano).

A complexidade estrutural da acumulação de Pampo é mostrada na seção A'A", junto com a distribuição das zonas-reservatório e seus fluidos (Figura 17). Aí ocorre um escalonamento das duas falhas antitéticas, a de Pampo e a secundária, no sentido do bloco alto a leste (cf. Figura 14). O contato óleo-água "sobe" no sentido do bloco baixo, tanto estrutural como estratigraficamente (do PM-3A para o RJS-235). A seção de coquina também se espessa no bloco baixo do RJS-235, realçando a tectônica sin-sedimentar. Assim, o arcabouço estrutural pode explicar o contato óleo-água mais alto no bloco baixo; é inevitável a comparação com a seção estrutural da Figura 15, onde não existe a falha secundária e o contato óleo-água é praticamente o mesmo, em ambos os lados da falha de Pampo.

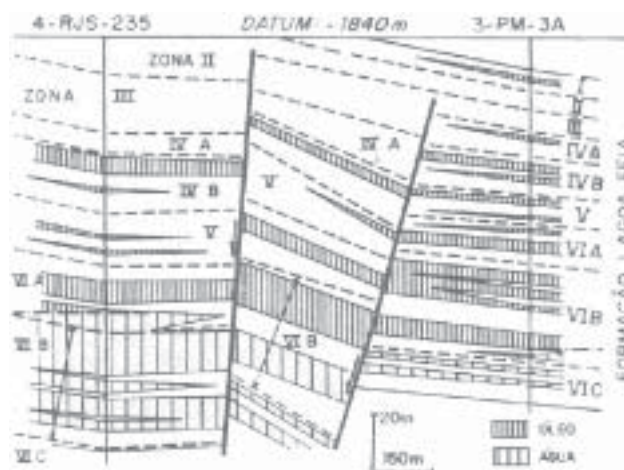
A Figura 18 mostra o relacionamento das microfácies e fácies-perfil dentro da calibração rocha-perfil-petrofísica; tais microfácies apresentam boa correlação com as fácies-reservatório FP-1 a FP-4. Assim, a permeabilidade destas fácies varia de boa (FP-1 com  $K > 500$  mD), passando por regular na FP-2 ( $500 \text{ mD} > K > 20$  mD), pobre na FP-3 ( $20 \text{ mD} > K > 2$  mD), até má permeabilidade (FP-4, com  $K < 2$  mD). As fácies-reservatório dispõem-se em ciclos de aumento e depois diminuição de porosidade, refletindo condições deposicionais de arrasamento ascendente e depois afundamento. Se por um lado FP-1 tem melhor permeabilidade, FP-2 ocorre com maior frequência, mormente na faixa entre 20 e 200 mD (Figura 18).



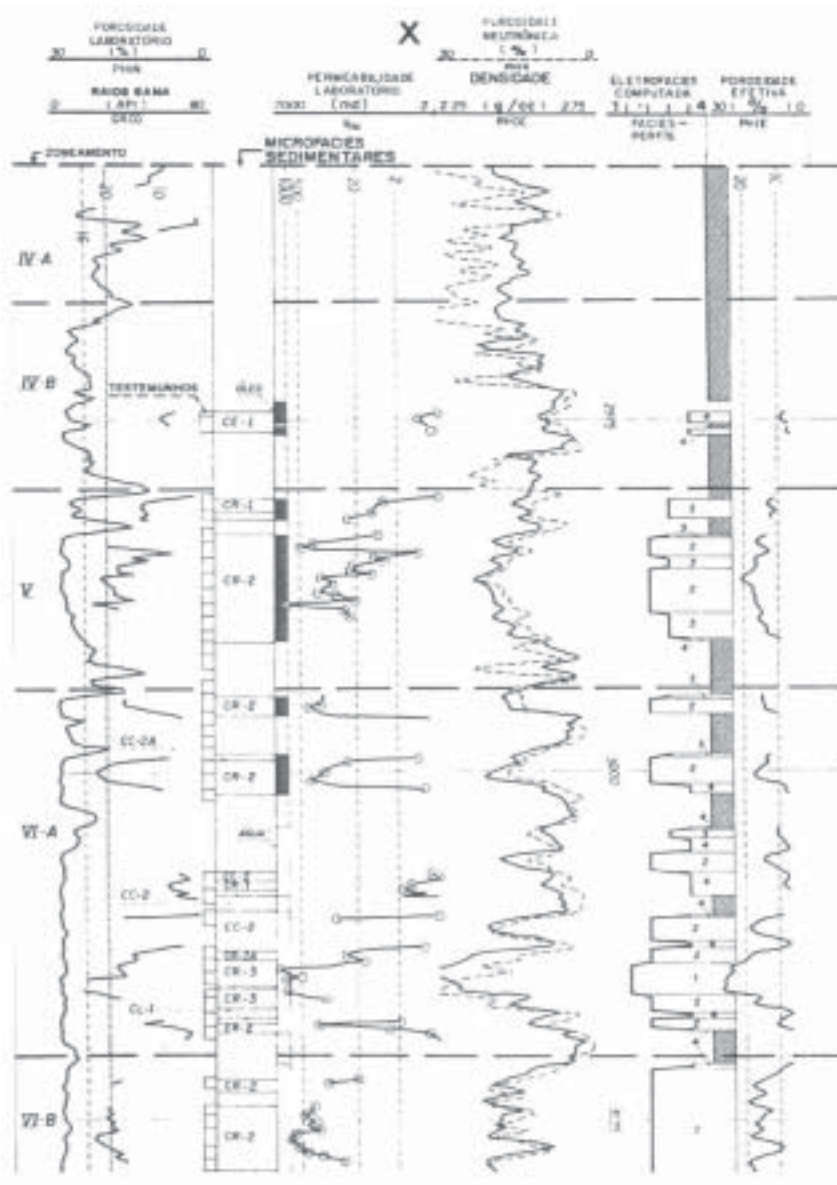
**FIGURA 15.** Seção estrutural BB' com distribuição dos fluidos, campo de Pampo. Horschutz & Scuta (1992).



**FIGURA 16.** Seção estratigráfica AA", campo de Pampo. Datum, marco LF-80. Horschutz & Scuta (1992).



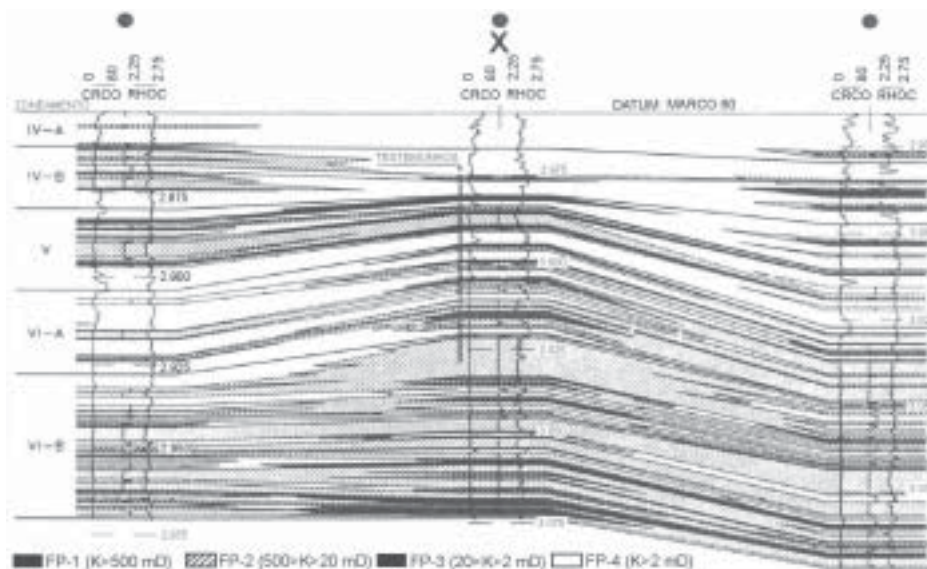
**FIGURA 17.** Seção estrutural A'A" com distribuição de fluidos, campo de Pampo. Horschutz & Scuta (1992).



**FIGURA 18.** Perfil sedimentológico integrado do poço X (ver posição da testemunhagem na Figura 19), campo de Pampo. Horschutz & Scuta (1992).

A seção estratigráfica da Figura 19 mostra a extensão das unidades de fluxo, estas representadas pelas fácies-perfil. Nota-se o contraste entre os poços do extremo da seção, que se localizam no bloco baixo da falha de Pampo: a sub-zona VI-A está melhor no poço PM-12, à direita (fácies-reservatório FP-2 mais

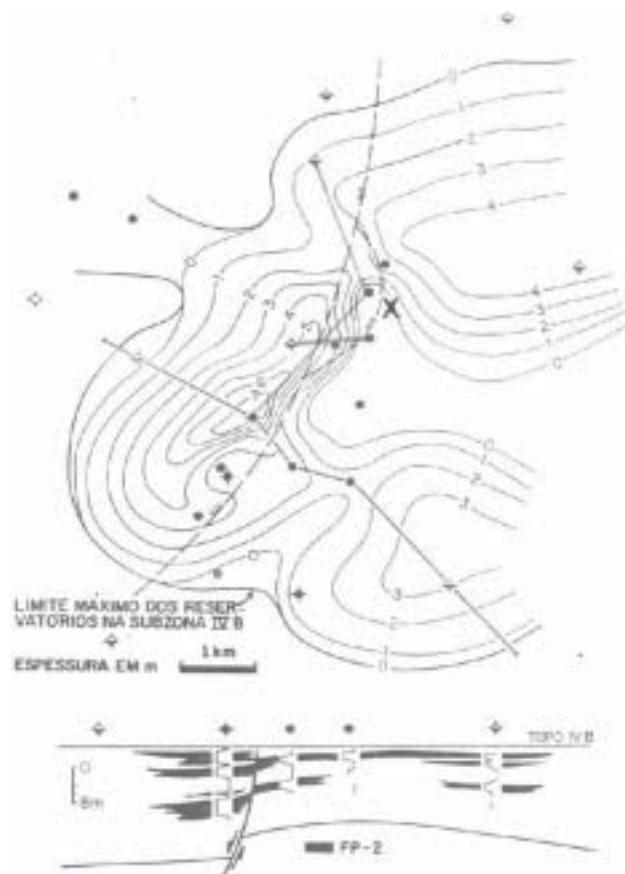
frequente), enquanto nas zonas IV-B e V as melhores permeabilidades estão no poço RJS-55, à esquerda. O poço X, no centro da seção, é o que demonstra maior presença da fácies FP-2 nas zonas V e VI-B; entretanto, quase toda a zona VI já se encontra na fase água (Figura 18).



**FIGURA 19.** Seção estratigráfica CC' com distribuição de fácies-perfil e fluidos. Horschutz & Scuta (1992).

A Figura 20 ilustra o mapa de isópaca porosa e a distribuição da fácies-perfil FP-2 na subzona IV-B, demonstrando o espessamento daquela fácies-reservatório junto ao bloco baixo devido ao falhamento sindeposicional. O alto valor alcançado no RJS-55, acima de 7 m para a subzona, pode explicar sua condição de poço-produtor. Outra ilustração de Horschutz & Scuta (1992), não incluída nesta síntese, mostra altos valores de isopermeabilidade da subzona IV-B no bloco baixo, em uma faixa paralela à falha de Pampo.

Assim, é inegável a influência dessa falha no desenvolvimento da permoporosidade secundária em Pampo, sugerindo caminhos de dissolução carbonática por água meteórica circulante ao longo da mencionada falha; tal circulação é ligada à discordância subaérea quando do término da deposição da coquina inferior, ao final do primeiro ciclo sedimentar.



**FIGURA 20.** Isópacas e seção estratigráfica da fácies-perfil FP-2 na sub-zona VI-A, campo de Pampo. Horschutz & Scuta (1992).



## CONCLUSÕES

Os campos de Badejo, Linguado e Pampo formam uma acumulação única, uma trapa mista com controles estrutural, estratigráfico e principalmente diagenético. O arcabouço estrutural, herdado do rifteamento pós-basalto, mostra uma série de falhas antitéticas e normais que comumente controlam o desenvolvimento da coquina inferior, principal reservatório dos campos. Constatou-se que a coquina produz óleo tanto no bloco alto como no baixo, já que tem porosidade nas duas situações.

Sugere-se que o desenvolvimento da permoporosidade é devido à exposição subaérea que o reservatório sofre ao final de sua deposição, que corresponde ao final do ciclo sedimentar e à discordância subsequente; a água meteórica associada a essa discordância penetra no reservatório através das falhas e propicia dissolução carbonática, criando então porosidade secundária, que é vital para a formação da coquina-reservatório. Isto é fortemente sugerido pela

maior ocorrência de coquina porosa nas vizinhanças das falhas principais.

Por outro lado, os padrões de permoporosidade, bastante variáveis em seus valores absolutos, mostram boa correlação e baixa dispersão entre a porosidade e permeabilidade, desde Badejo até Pampo. Os valores de permeabilidade comumente alcançam 500 mD, mas a faixa principal fica entre 20 e 200 mD; com esses parâmetros, a boa qualidade do óleo mantém-se homogênea em todos os campos. Os contatos óleo-água podem ser iguais nos blocos alto e baixo das falhas antitéticas, mas também podem “subir” estratigráfica e estruturalmente entre os dois blocos, mostrando a complexidade das acumulações.

Conclui-se, mais importante, que há necessidade de melhor compreensão dos reservatórios e do trapeamento do óleo, tendo em vista a possibilidade de projetos de recuperação suplementar que provavelmente representarão um bom prêmio pelo investimento.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. BAUMGARTEN, C.S. Evolução estrutural de Pampo, Badejo e Linguado durante a deposição da Formação Lagoa Feia. **Boletim Técnico da Petrobrás**, Rio de Janeiro, v. 28, n. 2, p. 91-101, 1985.
2. BAUMGARTEN, C.S.; DULTRA, A.J.C.; SCUTA, M.S.; FIGUEIREDO, M.V.L.; SEQUEIRA, M.F.P.B. Coquinas da Formação Lagoa Feia, Bacia de Campos: evolução da Geologia de Desenvolvimento. **Boletim de Geociências da Petrobrás**, Rio de Janeiro, v. 2, n. 1, p.27-36, 1988.
3. CASTRO, J.C.; AZAMBUJA FILHO, N.C.; XAVIER, A.A.P.G. **Fácies, análise estratigráfica e reservatórios da Formação Lagoa Feia, Cretáceo Inferior da Bacia de Campos**. Rio de Janeiro: PETROBRÁS-CENPES-LABOR, Relatório Interno, 1981.
4. GUARDADO, L.R.; GAMBOA, L.A.P.; LUCCHESI, C.F. Petroleum geology of the Campos Basin, Brazil, a model for a producing atlantic type basin. In: EDWARDS, J.D. & SANTOGROSSI, P.A. (Eds.) **Divergent/Passive Margin Basins**. Tulsa: A.A.P.G. Memoir 48, p. 3-79, 1989.
5. HORSCHUTZ, P. & SCUTA, M.S. Fácies-perfis e mapeamento de qualidade do reservatório de coquinas da Formação Lagoa Feia do Campo de Pampo. **Boletim de Geociências da Petrobrás**, v. 6, n. 1/2, p. 45-58, 1992.
6. HORSCHUTZ, P.M.C.; FREITAS, L.C.S.; STANK, C.V.; BARROSO, A.S.; CRUZ, W.M. The Linguado, Carapeba, Vermelho and Marimbá Giant Fields, Campos Basin, Offshore Brazil. In: HALBOUTY, M.T. (Ed.) **Giant oil and gas fields of the decade, 1978-1988**. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, AAPG Memoir, n. 54, p. 137-153, 1992.

*Manuscrito Recebido em: 7 de abril de 2006  
Revisado e Aceito em: 7 de julho de 2006*