

# AVALIAÇÃO EM RESERVATÓRIOS DE BAIXA PERMEABILIDADE DAS CAMADAS CARUAÇU

## EVALUATION OF RESERVOIRS DISPLAYING LOW PERMEABILITY IN THE CARUAÇU LAYERS

Nobuo Okabe<sup>(1)</sup>

**RESUMO** — Os reservatórios basais das Camadas Caruaçu apresentam, em geral, espessuras maiores que 100 m nos campos de Salgado e Fazenda Boa Esperança, localizados no compartimento central da Bacia do Recôncavo. Alguns testes de formação executados a poço aberto ou revestido (antes da estimulação) apresentaram produtividade quase nula, mostrando reservatórios de baixa permeabilidade, que, apesar disto, tornam-se produtores de óleo quando devidamente estimulados. O presente trabalho enfatiza a importância da integração dos dados geológicos obtidos durante a perfuração com os de perfis e testes de formação, para facilitar a tomada de decisão final do poço, assim como melhor orientar os programas de completção.

(Originais recebidos em 01.08.89.)

**ABSTRACT** — Sandstones in the Caruaçu layers of the Salgado and Fazenda Boa Esperança fields, located in the central area of the Recôncavo Basin, state of Bahia, Brazil, generally display thicknesses of over 100 meters. Drill stem testing in open and cased holes, prior to stimulation, has shown very low productivity, indicative of reservoirs of low permeability. Nevertheless, these sandstones prove to be good oil producers when properly stimulated. This paper stresses the importance of integrating geological data obtained during drilling with electrical log data and the results of drill stem testing, both to subsidize decision-making and to guide completion programs.

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

### 1 — INTRODUÇÃO

Os técnicos de exploração de petróleo tiveram a sua atenção despertada, em fevereiro de 1982, com a descoberta de óleo nos reservatórios do Membro Gomo da Formação Candeias, no Campo de Riacho da Barra, na borda nordeste da Bacia do Recôncavo. Tais reservatórios situam-se abaixo dos conglomerados da Formação Salvador.

Reinterpretações de dados geológicos e reprocessamento dos dados geofísicos mostraram a existência de outras estruturas favoráveis ao trapeamento de hidrocarbonetos mais ao norte. Estas premissas foram confirmadas com descobertas significativas mais ao norte, nos campos de Fazenda Bálsamo, Rio do Bu, Rio Itariri e Fazenda Alvorada, principalmente (fig. 1).

No compartimento central da Bacia do

Recôncavo, foi perfurado, em dezembro de 1982, o poço 1-SG-3-BA (Salgado nº 03, Bahia), sendo completado para produção de óleo no Membro Água Grande da Formação Itaparica. Este foi fechado por baixa produtividade, após curto tempo de produção, com a acumulada de 827 m<sup>3</sup> de óleo.

Entretanto, despertava especial atenção o reservatório basal das Camadas Caruaçu, com espessura de 150 m, onde o teste de formação a poço aberto (TF-01, 2 141-2 164 m) revelou recuperação de apenas 85 m de lama cortada de óleo, sem que a curva de confinamento de pressão apresentasse um desenvolvimento suficiente para extrapolação, durante o tempo de fechamento de três horas (fig. 2).

Tradicionalmente, um reservatório com este comportamento nunca tinha sido objeto de estimulação devido à dúvida

1 - Setor de Perfilagem e Testes de Formação (SERPET), Divisão Regional de Operações Geológicas (DIRGEO), Distrito de Exploração da Bahia (DEXBA), Av. Beira Mar, 220, 4º andar, Calçada, CEP 40420, Salvador, Bahia, Brasil.

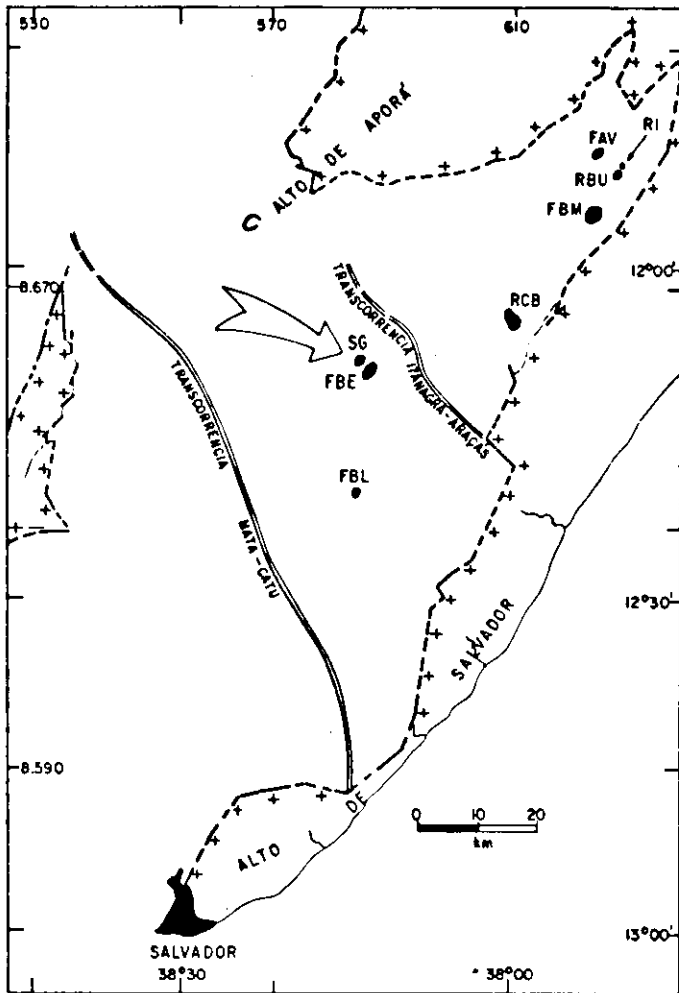


Fig. 1 - Mapa de localização.  
Fig. 1 - Location map.

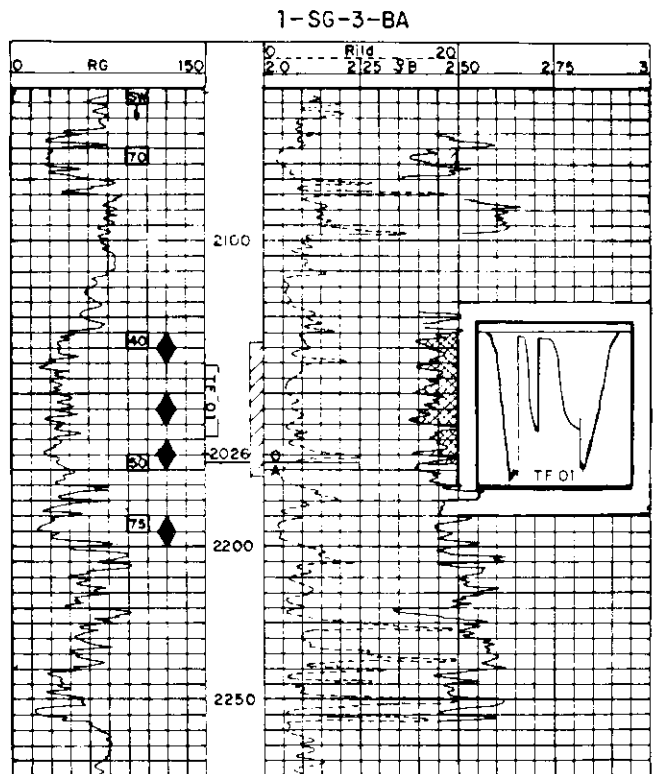


Fig. 2 - Resposta típica de perfis e testes de formação (antes da estimulação) nas Camadas Caruaçu, no Campo de Salgado.

Fig. 2 - Typical responses for log and formation testing prior to stimulation, Caruaçu layers in Salgado field.

quanto ao sucesso da operação e ao retorno do investimento.

A interpretação dos perfis não mostrava dados convincentes quanto à natureza do fluido; resistividades não muito altas, ao redor de 3 a 5  $\Omega$ m, radioatividade entre 30 a 45  $^{\circ}$ API e porosidades da ordem de 12 a 15%. As saturações de água variavam entre 40 e 50%. Entretanto, os indícios de hidrocarbonetos nas amostras de calha eram bastante consistentes no intervalo 2 130-2 200 m, coincidindo com os dos intervalos que apresentaram melhores características dos perfis.

Finalmente em 1987, foi canhoneado o intervalo 2 133,00-2 177,50 m e, após fraturado, obteve-se razoável resultado, sendo equipado para produção por bombeio mecânico, com vazão inicial ao redor de 25 m<sup>3</sup>/dia de óleo.

## 2 - RESULTADOS NA ÁREA DE SALGADO

Com o resultado obtido no 1-SG-3-BA, foram perfurados os seguintes poços de desenvolvimento, conforme seção geológica esquemática N-S (fig. 3).

### 2.1 - 7-SG-4-BA

Confirmou a existência de óleo no reservatório basal das Camadas Caruaçu com características dos perfis bastante semelhantes às do 1-SG-3-BA, sendo marcado o contato óleo/água ao redor de 2 150 m (-2 023 m), conforme figura 4. Além disso, revelou-se descobridor de óleo na Formação Sergi, para onde foi completado para produção por surgência.

### 2.2 - 7-SG-5-BA

Este poço repetiu praticamente a situação estrutural do 7-SG-4-BA, confirman-

do também a presença de óleo nas Camadas Caruaçu e na Formação Sergi; as características dos perfis das Camadas Caruaçu (fig. 5) são bastante semelhantes; o contato óleo/água situa-se ao redor de 2 160 m (-2 019 m). A produção atual é da Formação Sergi.

### 2.3 - 7-SG-6-BA

O reservatório basal das Camadas Caruaçu foi constatado estruturalmente mais baixo que os poços anteriores; o comportamento dos perfis mostra um possível contato óleo/água ao redor de 2 185 m (-2 021 m). Dos intervalos 2 178-2 190 m e 2 196-2 203 m canhoneados, o inferior, após ser pistoneado, secou. Em seguida, foram fraturados os dois intervalos e executado TFR-01 com o resultado de recuperação de água salgada (240 000 mg/l NaCl) com vestígios de óleo. Pistoneios subsequentes mostraram recuperação de grande quantidade

TABELA I/TABLE I

RESUMO DOS DADOS DE PRODUÇÃO DO CAMPO DE SALGADO  
(SITUAÇÃO DE 31-08-89)  
SUMMARY OF SALGADO FIELD PRODUCTION DATA  
(SITUATION OF 31-08-89)

de água salgada, optando-se, assim, pelo abandono do poço. Observa-se que a base do canhoneio encontra-se abaixo do contato óleo/água (fig. 6).

#### 2.4 - 7-SG-7-BA

O comportamento dos perfis nas Camadas Caruaçu é semelhante aos dos poços anteriores. O contato óleo/água foi estimado em cerca de 2 180 m (-2 018 m), em concordância com o que foi verificado nos outros poços. Foi canhoneado e fraturado o intervalo 2 141-2 177 m, com recuperação de 464 bbl de óleo por pistoneio. Pelo comportamento do TFR-01 efetuado após fraturamento (fig. 7), verifica-se uma sensível melhoria de permeabilidade efetiva (tabela I).

Poço	Zona	Intervalo Canhoneado (m)	Qoi	ME	Qoa	BSW	NP
1-SG-3	Caruaçu	2 141,00-2 164,00	25	BM	21	11	7 510
7-SG-4	(*)	2 444,00-2 458,00	100	Surg.	65	0.2	11 760
7-SG-5	(*)	2 473,50-2 476,00	40	Surg.	23	0.0	4 825
7-SG-7	Caruaçu	2 141,00-2 177,00	15	BM	14	23	898

(\*) dados de produção da Formação Sergi.

#### 3 - CAMPO DE FAZENDA BOA ESPERANÇA

Devido ao resultado satisfatório da produção de óleo nas camadas Caruaçu, obtido no Campo de Salgado, o estudo para sudeste foi estendido. Este estudo mostrou que os arenitos basais das Ca-

madas Caruaçu, produtores de óleo, naquele campo, estavam também presentes no Campo de Fazenda Boa Esperança, cujos reservatórios principais são a Formação Sergi e o Membro Água Grande da Formação Itaparica.

O comportamento dos perfis, assim co-

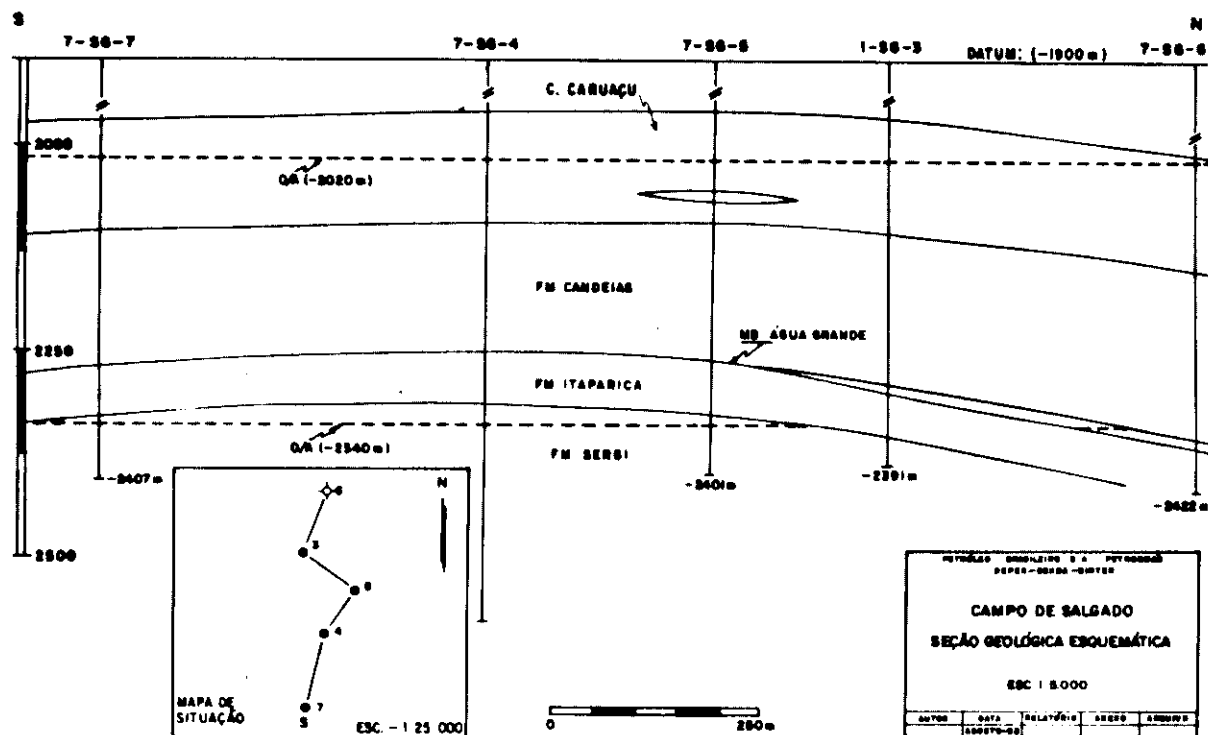


Fig. 3 - Seção Geológica Esquemática S-N do Campo de Salgado.  
Fig. 3 - Schematic geological section, S-N, in Salgado field.

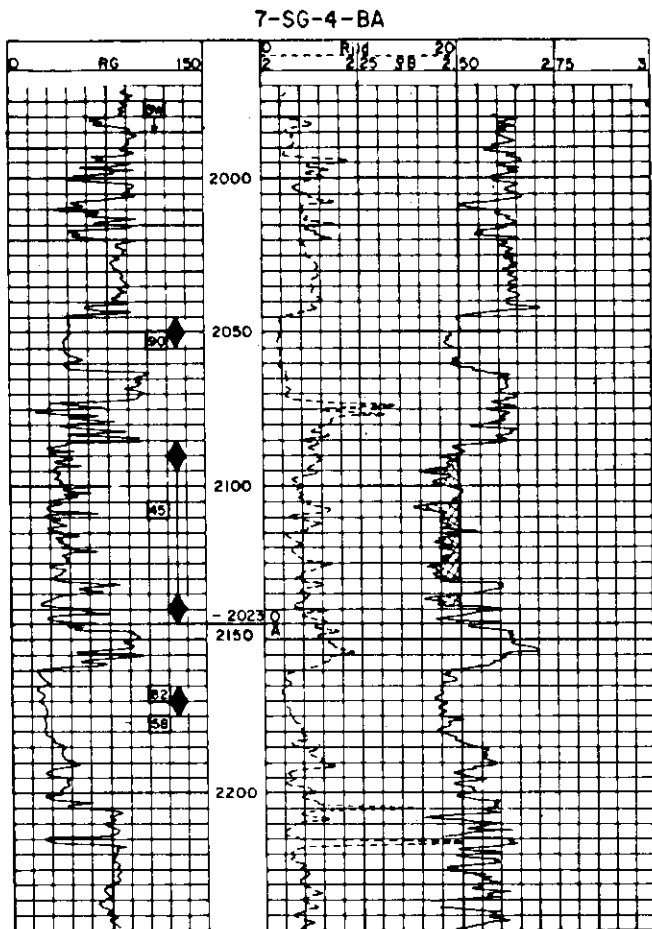


Fig. 4 - Comportamento de perfis nas Camadas Caruaçu no Campo de Salgado.

Fig. 4 - Log behavior, Caruaçu layers in Salgado field.

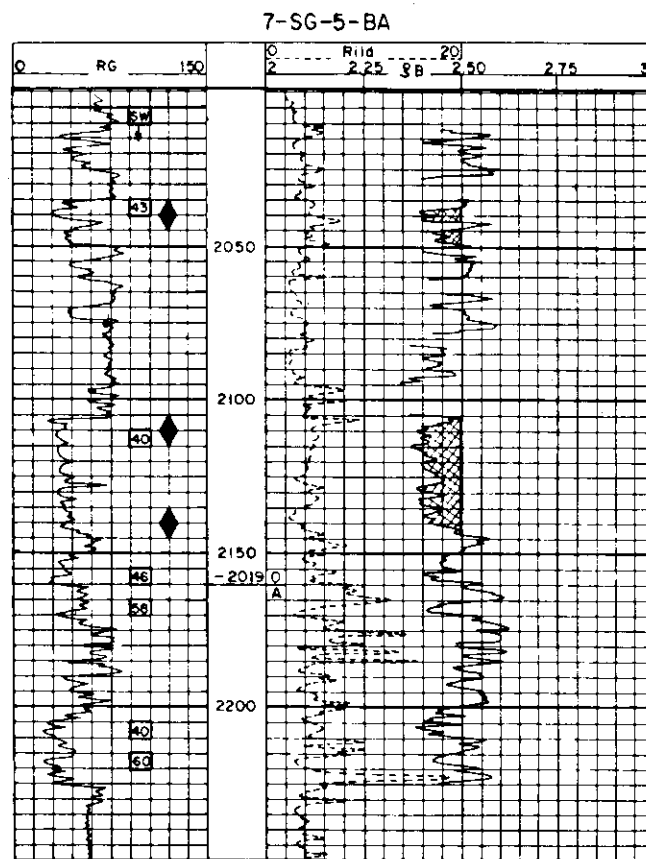


Fig. 5 - Comportamento de perfis nas Camadas Caruaçu no Campo de Salgado.

Fig. 5 - Log behavior, Caruaçu layers in Salgado field.

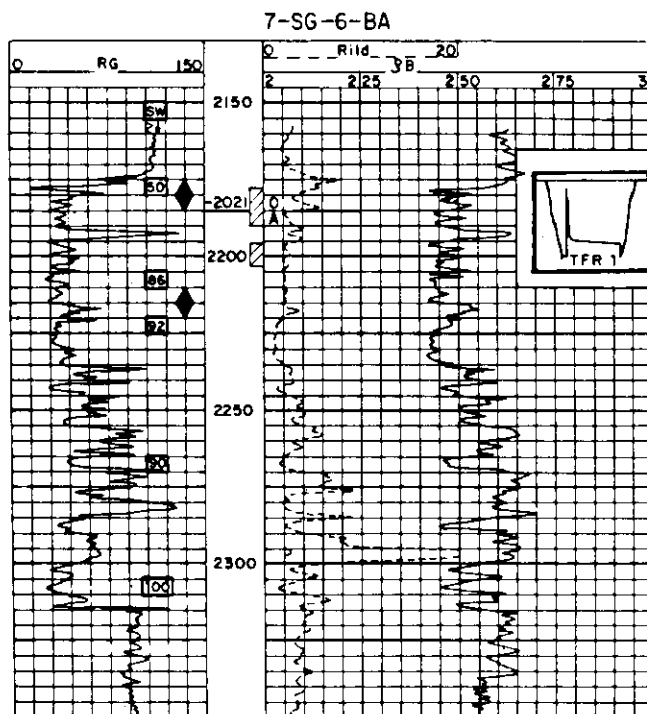


Fig. 6 - Resposta típica de perfis e testes de formação (depois da estimulação) nas Camadas Caruaçu, no Campo de Salgado.

Fig. 6 - Typical responses for log and formation testing following stimulation, Caruaçu layers in Salgado field.

mo o do teste de formação nas Camadas Caruaçu antes da estimulação, mostrou uma grande similaridade com os dados do Campo de Salgado; além disso, os indícios de hidrocarbonetos também estavam presentes mostrando boas perspectivas.

As feições típicas dos perfis e testes de formação são mostradas nas figuras 8A (7-FBE-9) e 8B (7-FBE-29), onde se verificam as semelhanças de comportamento dos testes de formação antes da estimulação. As figuras 9A (7-FBE-33) e 9B (7-FBE-36) apresentam os dados dos perfis e a mudança do comportamento da permeabilidade, com sensível melhoria após os fraturamentos.

Foram selecionados então os poços que se encontravam fechados ou com baixas produtividades no Membro Água Grande da Formação Itaparica e/ou Formação Sergi. Aliados aos dados de interpretação dos perfis, testes de formação e indícios observados em amostras de calha foram estimulados e completados os poços para as Camadas Caruaçu, cujos

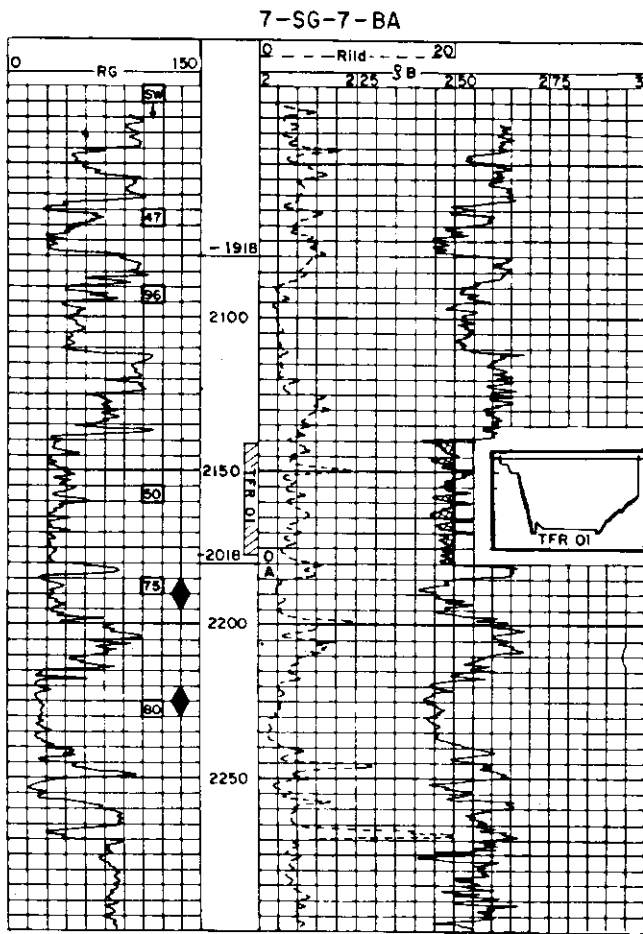


Fig. 7 - Resposta típica de perfis e testes de formação (depois da estimulação) nas Camadas Caruaçu, no Campo de Salgado.  
 Fig. 7 - Typical responses for log and formation testing following stimulation, Caruaçu layers in Salgado field.

resultados de produção são apresentados na tabela II (dados de 31.08.88).

Na tabela III são apresentados os poços perfurados no Campo de Fazenda Boa Esperança em 1988, com produção de óleo nas Camadas Caruaçu (dados de 31-08-88).

#### 4 - CAMPO DE FAZENDA BELÉM

No Campo de Fazenda Belém (fig. 1), ao sul dos campos de Fazenda Boa Esperança e Salgado, também no compartimento central da Bacia do Recôncavo, as Camadas Caruaçu com melhor comportamento de reservatório ocorreram no 3-FBL-7-BA. A figura 10 mostra o comportamento dos perfis e o teste de formação a poço aberto.

No TF-03 (2 084,70-2 090,60 m), não houve recuperação de fluido de formação, porém, pela similaridade dos dados com os campos anteriores, a CRECAPE recomendou a descida do revestimento, que, após o fraturamento, apresentou o resultado mostrado na tabela IV.

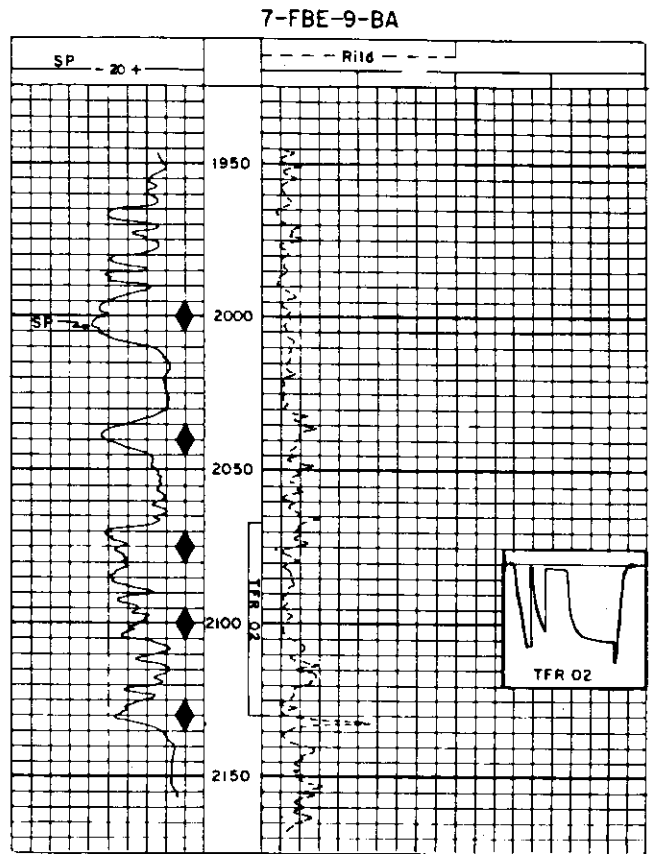


Fig. 8A - Resposta típica de perfis e teste de formação (antes da estimulação) nas Camadas Caruaçu, no Campo de Fazenda Boa Esperança.  
 Fig. 8A - Typical responses for log and formation testing prior to stimulation, Caruaçu layers in Fazenda Boa Esperança field.

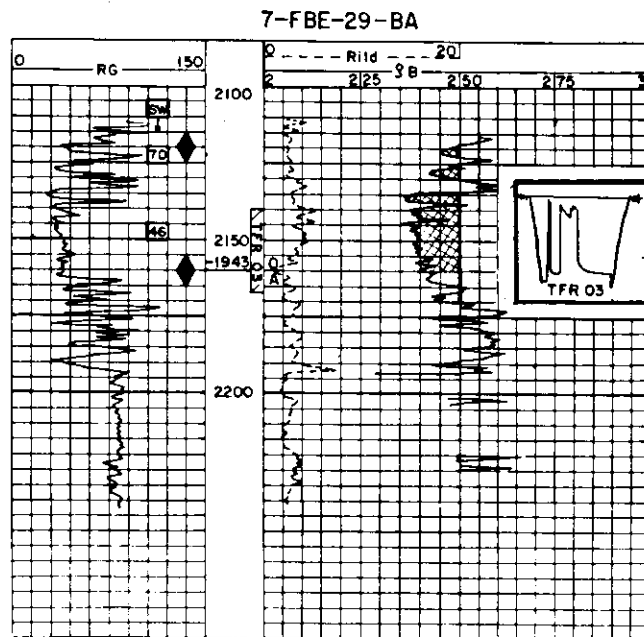


Fig. 8B - Resposta típica de perfis e teste de formação (antes da estimulação) nas Camadas Caruaçu, no Campo de Fazenda Boa Esperança.  
 Fig. 8B - Typical responses for log and formation testing prior to stimulation, Caruaçu layers in Fazenda Boa Esperança field.

7-FBE-33-BA

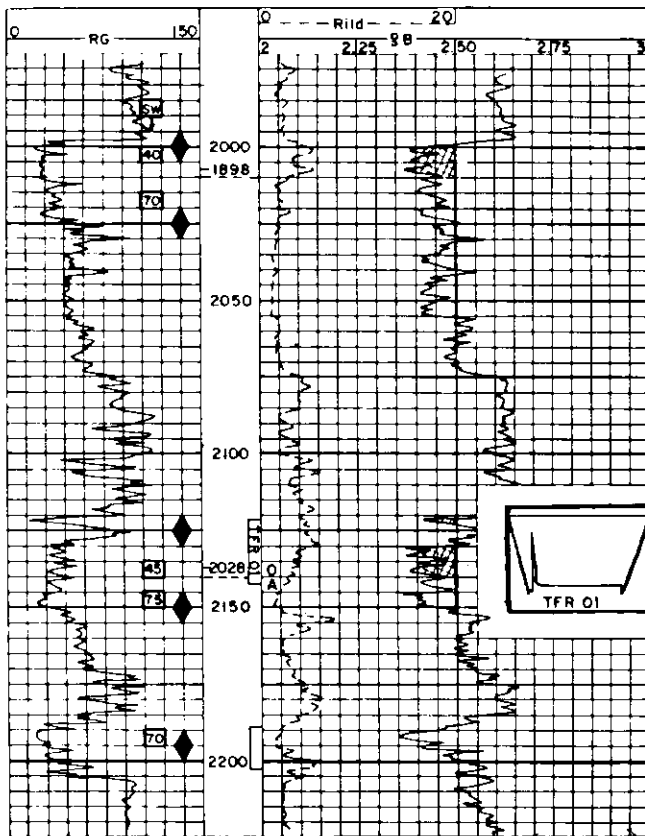


Fig. 9A - Resposta típica de perfis e teste de formação (após estimulação) nas Camadas Caruaçu no Campo de Fazenda Boa Esperança.

Fig. 9A - Typical responses for log and formation testing following stimulation, Caruaçu layers in Fazenda Boa Esperança field.

7-FBE-36-BA

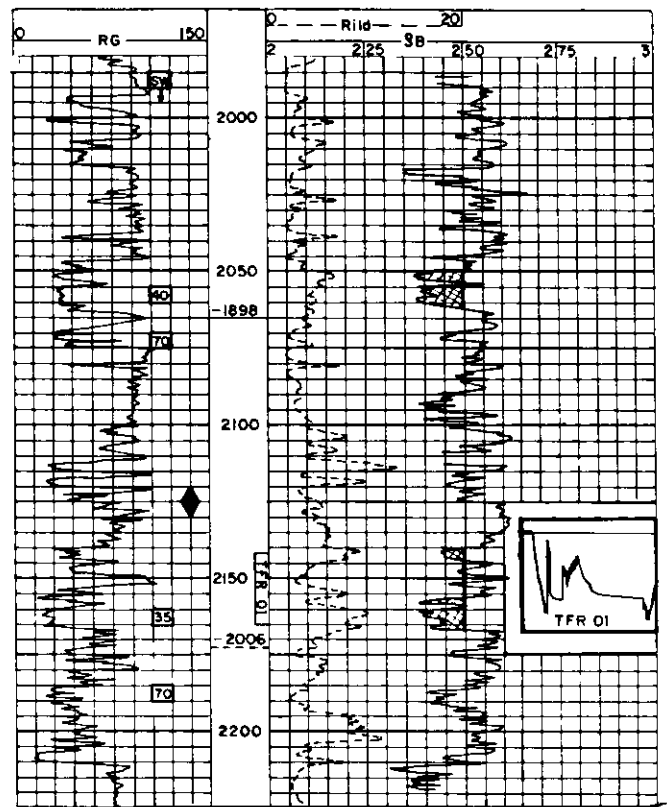


Fig. 9B - Resposta típica de perfis e teste de formação (após estimulação) nas Camadas Caruaçu no Campo de Fazenda Boa Esperança.

Fig. 9B - Typical responses for log and formation testing following stimulation, Caruaçu layers in Fazenda Boa Esperança field.

## 5 - CONCLUSÕES

As Camadas Caruaçu apresentam, nos diferentes locais de ocorrência, caracteres comuns que são mencionados abaixo.

- As resistividades nas zonas portadoras de óleo são da ordem de 3 a 5  $\Omega\text{m}$ , para porosidades de 12 a 15%; nas zonas portadoras de água, elas são, em geral, menores que 2  $\Omega\text{m}$ .
- As permeabilidades obtidas em testes de formação antes da estimulação são baixas, e as curvas de confinamento de pressão não apresentam desenvol-

vimento suficiente para extrapolação pelo Método de Horner (testes de curta duração).

- Os testes de formação a poço revestido após estimulação tem mostrado sensível melhoria de permeabilidade. Em alguns poços, tem-se obtido produção inicial por surgência, como nos casos de 7-FBE-9 e 7-FBE-16.
- Os indícios de hidrocarbonetos tem sido importantes na definição das zonas de interesse, conjugados com os dados dos perfis e testes de formação, a fim de melhor selecionar os in-

tervalos para canhoneio.

## 6 - RECOMENDAÇÕES

Recomenda-se:

- executar o mapeamento regional dos arenitos basais das Camadas Caruaçu na Bacia do Recôncavo, que seria de grande utilidade na prospecção em outras áreas, visando a descobertas de novas e mais expressivas acumulações de hidrocarbonetos, como as verificadas nos campos de Salgado e Fazenda Boa Esperança.
- reanalisar os dados geológicos obtidos durante a perfuração (indícios de hidrocarbonetos, detetor de gás, etc.) e selecionar as áreas com melhores perspectivas de reservatório para as Camadas Caruaçu, com a finalidade de gerar novas locações.

TABELA II/TABLE II

Poço	Intervalo Canhoneado (m)	Qoi	ME	Qoa	BSW	Np
7-FBE-9	2 067,00-2 130,00	18	BM	9,2	4,1	3 595
7-FBE-15	2 073,00-2 120,50	30	BM	11,0	6,0	4 843
7-FBE-16	1 975,00-2 005,30	30	BM	15,0	8,6	5 252
7-FBE-17	2 162,50-2 188,80	7	BM	6,0	50,0	1 403
7-FBE-29	2 135,00-2 162,00	40	BM	24,0	11,0	6 045

## NOMENCLATURA

BSW = Percentagem de água produzida com óleo

ME = Mecanismo de elevação

Np = Produção acumulada em  $\text{m}^3$

TABELA III/TABLE III

Poço	Intervalo Canhoneado (m)	Qoi	ME	Qoa	BSW	Np
7-FBE-33	2 121,00-2 141,30	17	BM	17	53,0	2 585
7-FBE-34	1 995,50-2 014,00	30	BM	18	0,0	1 944
7-FBE-35	2 131,50-2 150,50	20	BM	16	23,0	1 131
7-FBE-36	2 142,00-2 165,00	25	BM	25	6,0	1 063

TABELA IV/TABLE IV

Intervalo Canhoneado (m)	Qoi	ME	Qoa	BSW	Np
2 080,00-2 091,00	25	BM	4	0	1 298

- O/A = Contato óleo/água
- Qoa = Produção atual de óleo em m<sup>3</sup>/dia
- Qoi = Produção inicial de óleo em m<sup>3</sup>/dia
- RG = Raios Gama em °API
- SP = Potencial espontâneo em mV
- SW = Saturação de água em %
- TF = Teste de formação convencional a poço aberto
- TFR = Teste de formação a poço revestido
- TFS = Teste de formação seletivo a poço aberto
- Rild = Resistividade da indução profunda em Ω.m
- ρB = Densidade da matriz em g/cm<sup>3</sup>

KEY

- BSW = Bond water saturation
- ME = Elevation mechanism
- Np = Accumulated production in m<sup>3</sup>
- O/A = Oil/water contact
- Qoa = Current oil production in m<sup>3</sup>/day
- Qoi = Initial oil production in m<sup>3</sup>/day
- RG = Gamma ray in °API
- SP = Spontaneous potential en mV
- SW = Water saturation in %
- TF = Conventional formation testing in open hole
- TFR = Formation testing in cased hole
- TFS = Selective formation testing in open hole
- Rild = Induction deep resistivity in Ω.m
- ρB = Matrix density in g/cm<sup>3</sup>

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AMMANN, C. B. 1960. Cases histories of analysis of characteristics of reservoirs rock from drill-stem. *J. Petrol. Technol.*, 2 (5): 27-36.

DEAN, J. R. & PETTY, L. O. 1965. Making more complete use of DST data. *In: ANNUAL MEETING OF THE SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERING*, Houston, 1965. (Paper, 965).

EARLOUGHER JR., R. C. 1977. *Advances in well test analysis*. Dallas,

3-FBL-7-BA

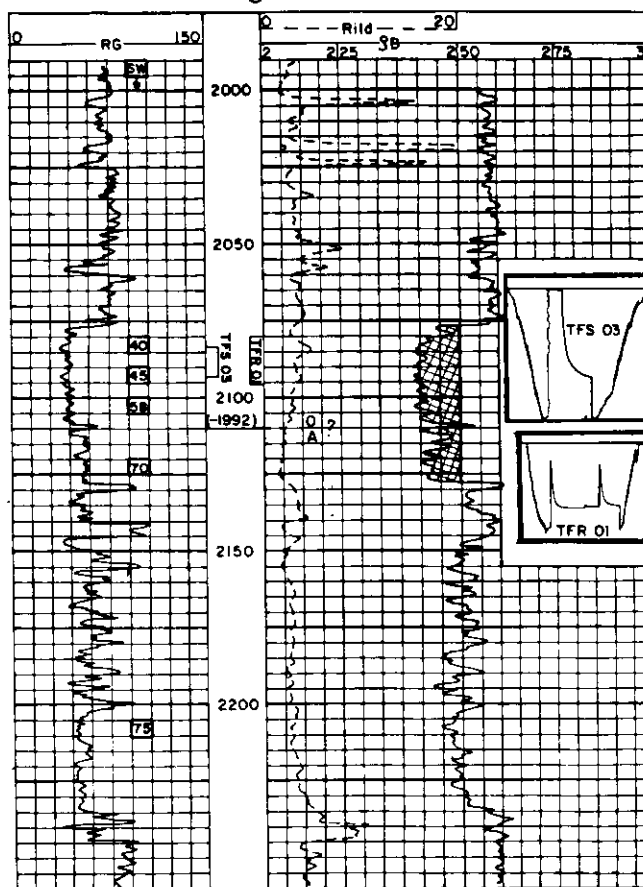


Fig. 10 - Resposta típica de perfis e testes de formação (antes e depois da estimulação) nas Camadas Caruaçu, no Campo de Fazenda Belém.

Fig. 10 - Typical responses for log and formation testing prior to and following stimulation, Caruaçu layers in Fazenda Belém field.

Society of Petroleum Engineering of AIME. (Monograph, 5).

FONSECA, J. R. & DELLA FÁVERA, J. C. 1970. *Observações sedimentológicas da seção Ilhas Inferior/Can-*

*deias*. Rio de Janeiro, PETROBRÁS.

SCHLUMBERGER WELL SERVICES. 1974. *Log interpretation*. New York. (V. 2, Applications).

SCHLUMBERGER WELL SERVICES.

1974. *Log interpretation charts*. New York.

VIANA, C. F. *et al.* 1971. Revisão estratigráfica da Bacia do Recôncavo/Tucano. *B. Téc. PETROBRÁS*, 14 (3/4): 157-92.

## EXPANDED ABSTRACT

*In February 1982, an accumulation of commercial hydrocarbon was discovered in the Riacho da Barra field, located in the northeastern part of the Recôncavo Basin, state of Bahia, Brazil. Production comes from sandstone reservoirs of the Gomo Member/Candeias Formation, overlain by conglomerates of the Salvador Formation. Since then, PETROBRÁS has directed increasing attention to this part of the basin and has re-interpreted available geological and geophysical data. After results indicated the existence of other Riacho da Barra-like structures, exploration and exploitation programs were accelerated there, resulting in the discovery of new fields such as the Fazenda Balsamo, Rio do Bu, Rio Itariri, and Fazenda Alvorada.*

*In December 1982, PETROBRÁS drilled 1-SG-3-BA (Salgado nº 03), in the central part of the Recôncavo Basin. After receiving 5 1/2" casing, the well entered production from the Água Grande Member (Itaparica Formation) and yielded a total of 830 m<sup>3</sup> of oil before being closed down due to low productivity. Geologists then focused their attention on the sandstone reservoirs of Caruaçu layers,*

*which are around 150 meters thick. These had presented good hydrocarbon shows in ditch samples, and drill stem testing (DST nº 01) in an open hole yielded only 85 meters of oil-cut mud. During a 3-hour final shut-in, build-up pressure was good, but extrapolation to arrive at true formation pressure using the Horner Method was not possible due to low effective permeability. Nor did log interpretation produce reliable data on fluid type: resistivity values are not very high (3 to 4 Ω.m); density porosities are around 12 to 15%; and water saturation varies from 40 to 50%.*

*In December 1987, PETROBRÁS decided to stimulate reservoirs in the Caruaçu layers at 1-SG-3-BA. The 5 1/2" casing was perforated from 2,133 to 2,177 meters and, following hydraulic fracturing, the interval was completed for production using mechanical pumping, with an initial flow rate of around 25 m<sup>3</sup>/d.*

*A program was then drawn up with the aim of better researching reservoirs in the Caruaçu layers of the Recôncavo Basin. Geologists have observed that these reservoirs occur in a field adjacent to the*

*Fazenda Boa Esperança field in the southeastern part of the basin, where similar characteristics are observed in ditch samples, drill stem testing, and log interpretation. Several wells entered successful production in the Salgado and Fazenda Boa Esperança fields. In the latter field, hydraulic fracturing was used to evaluate Caruaçu layer reservoirs in some wells which formerly produced from deeper reservoirs. Selection criteria were good thickness and hydrocarbon shows. Resultant production proved as successful as in the Salgado field.*

*These positive results indicate that if a sandstone reservoir displays low porosity or permeability along with sizeable thickness, a careful analysis of hydrocarbon shows, electric logs, and the behavior of build-up pressure from drill stem testing is necessary in order to verify whether hydraulic fracturing would be an effective way to achieve commercial oil production.*

*Regional mapping of the basal part of the Caruaçu layers may indicate new areas of interest in the Recôncavo Basin, leading to the discovery of Salgado-like accumulations.*