

FORMAÇÃO PIAÇABUÇU, MEMBRO CALUMBI, BACIA SERGIPE-ALAGOAS: ANÁLISE ESTATÍSTICA DOS DADOS EXPLORATÓRIOS

PIAÇABUÇU FORMATION, CALUMBI MEMBER, SERGIPE-ALAGOAS BASIN: STATISTICAL ANALYSIS OF EXPLORATORY DATA

Benito Morelli⁽¹⁾

RESUMO – O Membro Calumbi da Formação Piaçabuçu ocorre em uma grande área da bacia, especialmente na porção marítima. Caracteriza-se por uma espessa (0,6 a 2,9 km) seção argilosa com menos de 1% de arenito turbidítico sob a forma de delgadas intercalações lenticulares. O potencial petrolífero desta unidade é atestado pelo Campo de Guaricema (reservas recuperáveis de 7×10^6 m³ de óleo), outros campos expressivos e numerosas ocorrências de óleo, subcomerciais devido a depleção. O grande problema exploratório é que ainda não se consegue prever com segurança a ocorrência de corpos arenosos, visto que os mesmos são delgados, de pequena extensão e não mostram bom contraste sísmico. Por meio de um estudo estatístico-geológico de todos os arenitos e testes realizados, procura-se projetar, à luz dos conhecimentos atuais, uma perspectiva realística do potencial petrolífero do Membro Calumbi para as áreas com boa amostragem, auxiliando a tomada de decisão sobre o prosseguimento da pesquisa nesta unidade. Ao se perfurar um poço, tem-se 50% de probabilidade de encontrar pelo menos uma camada arenosa com espessura maior que 5 m e 16% com espessura maior que 10 m. A maioria dos arenitos são cretácicos, e a metade testada apresenta pressão anormalmente alta. Apenas 22% dos testes não são depletivos. Pela análise histórica, a probabilidade de descobrir petróleo comercial com a perfuração de um poço é de 6,6%.

ABSTRACT – The Piaçabuçu Formation's Calumbi Member extends over a large area of the Sergipe/Alagoas basin, especially offshore. It is characterized by a thick clayey section (0.6-2.9 km) with less than 1% of turbiditic sandstone in the form of thin lenticular interbeddings. The Guaricema Field (recoverable reserves of 7×10^6 m³ of oil), other significant fields, and numerous oil occurrences (subcommercial due to depletion) bear witness to this unit's petroleum potential. The major production problem is that it is not yet possible to safely predict the occurrence of sandy bodies, as these are thin, not very extensive, and devoid of good seismic contrast. Relying on a geostatistical investigation of all sandstones and of tests conducted, this study attempts to offer a realistic forecast of the production potential of the Calumbi Member's satisfactorily sampled areas to subsidize decisions concerning future petroleum research on the unit. When a well is drilled, there is a 50% probability of finding at least one sandy layer over 5 m thick and a 16% probability of finding one thicker than 10 m. Most of the sandstones are cretaceous and that half which was tested displays abnormally high pressure. Only 22% of tests yielded non-depletive results. Historical analysis indicates that chances of a wildcat well striking commercial petroleum are 6.6%.

(Originais recebidos em 25.10.88.)

1 – INTRODUÇÃO

Este trabalho apresenta um enfoque ainda não estudado nos projetos regionais realizados sobre o Membro Calumbi. Através de um detalhado levantamento estatístico-geológico de todos os arenitos expressivos e testes de formação realizados, busca-se melhor definir o potencial petrolífero do Membro Calumbi já comprovado pelo Campo de Guaricema (reservas de 7×10^6 m³ de

óleo) e outros menos expressivos. Procura-se dimensionar e entender o problema exploratório desta unidade essencialmente argilosa (99% de folhelho), representado pela presença de arenitos turbidíticos lenticulares com pressão anormalmente alta (PAA) e depletivos. Qual a relação entre pressão normal, PAA e testes depletivos? Qual a probabilidade de um poço encontrar camada arenosa expressiva com óleo ou água, bem como sua espessura média e máxima esperada?

1 - DEPEX/DENEST/DINTER/
SEBAT
R. Acre, 2054, bl. A, CEP
49000, Aracaju, Sergipe, Brasil.

A análise dos dados levantados, apesar da limitação própria à estatística, permite projetar uma perspectiva realística do potencial petrolífero do Membro Calumbi nas áreas com boa amostragem, auxiliando nas decisões sobre a pesquisa exploratória nesta unidade. Embora a bacia Sergipe-Alagoas se encontre em avançado estágio exploratório, espera-se que futuros avanços tecnológicos possam melhorar as expectativas exploratórias aqui inferidas.

2 — METODOLOGIA

Fez-se um detalhado levantamento de todos os poços pioneiros e pioneiros adjacentes que penetraram o Membro Calumbi, catalogando-se suas camadas arenosas com respectivas porosidades, argilosidades, granulometria, idades e padrão no perfil de raios gama, bem como os resultados dos testes de formação. A listagem dos dados deste levantamento constitui uma fonte de consulta, formando a base para a confecção dos gráficos, tabelas e do conteúdo deste trabalho. É importante frisar que este estudo obedeceu aos seguintes parâmetros:

- Considerou-se como camada arenosa todo arenito que não contenha intercalação de folhelho com espessura superior a 1 m;
- Foram desprezadas as camadas arenosas mais delgadas que 2 m ou com argilosidade maior que 50%, em virtude de serem inexpressivas como rochas-reservatório;
- Não foram incluídas as areias da zona de transição Membro Marituba/Membro Calumbi, por não possuírem potencial para petróleo (ausência de selo);
- Quando não havia definição entre Maestrichtiano e Campaniano, adotou-se Maestrichtiano;
- Foram analisados somente pioneiros de prefixo 1 e 4, totalizando 205 poços, dos quais 25, por se situarem na faixa onde o Membro Calumbi está parcialmente erodido e com espessura menor que 400 m, foram eliminados dos cálculos estatísticos. Desta forma, foram estudados detalhadamente os dados de 180 poços, sendo 106 perfurados no mar e 74 em terra.

3 — ESTATÍSTICA DOS ARENITOS

Cerca de 75% das camadas arenosas já perfuradas são do Cretáceo Superior, 11% do Paleoceno e 14% do Eoceno/Oligoceno (tabela I).

A probabilidade de se encontrar pelo menos uma camada de arenito por poço é de: 50% para camadas com espessuras maiores que 5 m, 16% para camadas mais espessas que 10 m e 3% para camadas de espessuras superiores a 20 m. A probabilidade de um poço apresentar isolita de arenito maior que 50 m é de 10%, e maior que 30 m é de 17%. As áreas com as ocorrências arenosas mais expressivas situam-se na região do Baixo do Rio São Francisco e proximidades da borda S/SE da bacia ao longo da Falha de Itaporanga (fig. 1). A probabilidade de um poço não encontrar nenhum arenito expressivo como reservatório (argilosidade menor que 50% e espessura igual ou superior a 2 m) é de 25%, independentemente de o Membro Calumbi ser objetivo principal, e de 17% para poços aprovados para esta unidade.

Em relação à espessura e frequência das camadas, independentemente da idade ou de o Membro Calumbi ser o objetivo principal, observa-se: 63% das camadas têm espessura entre 2 e 5 m, 29% entre 5,1 e 10 m, 7% com 10,1 a 20 m e apenas 1% com mais de 20 m de espessura (tabela I).

O estudo de formas de perfil de raios gama de todas as camadas arenosas mostra que as feições de granodecrescência ascendente (em forma de sino), indicativas de corpos acanalados, alcançam 65% do total, ou seja, praticamente o dobro das feições em forma de sino invertido comumente associadas a lobos turbidíticos prográdantes.

Os arenitos do Membro Calumbi são essencialmente finos, porém ocorrem uma ou mais camadas de arenito muito grosso em 12% dos poços, os quais estão concentrados nas adjacências da Falha de Itaporanga (borda sul da bacia) e principalmente na região do Baixo de São Francisco (fig. 1), que é a única área onde se constatou arenito grosso também no Terciário. A associação destes dois fatos, ou seja, forma de perfis de raios gama e presença de arenito grosso em poços marinhos distantes da costa, sugere que em áreas mais distantes da costa (águas profundas) o Membro Calumbi é mais rico em arenito do que nas áreas já perfuradas.

4 — POROSIDADE DOS ARENITOS

Foi realizado um estudo sobre o comportamento da porosidade em relação à profundidade, idade e espessura da camada, abrangendo todos os arenitos limpos (= baixa argilosidade) e com porosidade medida pelo perfil de densidade (tabela II e fig. 2). Este estudo foi reali-

TABELA I/TABLE I

FREQÜÊNCIA DAS CAMADAS ARENOSAS POR IDADE, ESPESSURA E NÚMERO DE POÇO
FREQUENCY OF SANDY LAYERS BY AGE, PRESSURE, AND WELL NUMBER

Espessura (m)	Nº de Poços/Nº de Camadas			
	Eoc./Olig.	Paleoceno	Maestric.	Campan.
2-5	16/43	19/32	78/170	27/74
5,1-10	9/21	12/17	45/78	23/32
10,1-20	4/6	2/3	19/20	3/4
20,1-33	—	2/2 ^(a)	3/3 ^(a)	—

(^a) = SES-31, FVB-1, SES-30, ALS-32 e SES-12.

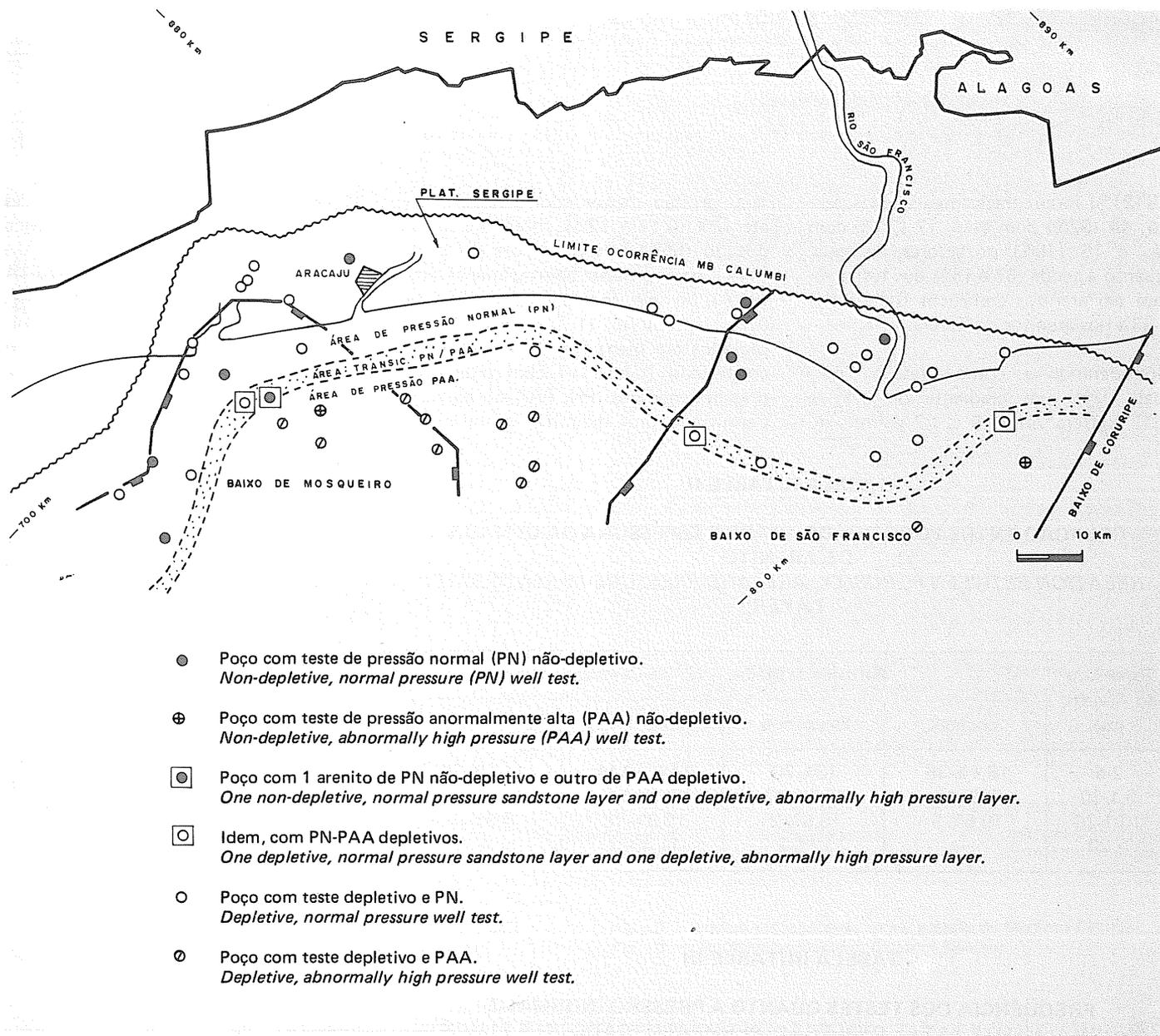


Fig. 1 - Mapa de situação da área estudada e de distribuição da pressão de formação.
Fig. 1 - Location map on area studied and on pressure formation distribution.

zado por compartimento estrutural, ou seja, para as áreas do Baixo de Mosqueiro, Plataforma de Sergipe, Baixo de São Francisco e Baixo de Coruripe, permitindo as seguintes observações e/ou conclusões:

- O valor da porosidade não varia significativamente com a espessura da camada (tabela II);
- Não se observou uma clara variação da porosidade com a idade dos arenitos Calumbi, isto porque a diferença entre Cretáceo Superior e Terciário Inferior é relativamente pequena. Observa-se porosidade da ordem de 31% (fig. 2) em arenitos paleocênicos (Campo de Guaricema), oligocênicos (Campo de Dourado) e cretácicos

(campos de Salgo, Brejo Grande e Tainha). A maior ocorrência de arenitos fechados no Cretáceo Superior é natural, se considerarmos que os mesmos são três vezes mais freqüentes que os arenitos terciários;

- A porosidade em arenitos limpos varia bastante em função da cimentação carbonática, que ocorre em arenitos tanto do Terciário como do Cretáceo, sendo esta cimentação mais freqüente nos arenitos cretácicos do Baixo de Mosqueiro, situados nas adjacências da Falha de Itaporanga. Esta cimentação mais intensa explica-se pela proximidade da borda da bacia, onde o embasamento (Formação Estância) é relativamente rico em car-

bonatos;

- O poço SES-92 apresenta altas porosidades em relação às profundidades dos arenitos (fig. 2), mostrando claramente a pequena influência relativa da densidade de água (cota batimétrica = 1 111 m) sobre a compactação, que é um dos fatores que mais afeta a porosidade.

5 - TESTES NO MEMBRO CALUMBI

Foram realizados 84 testes de formação conclusivos no Membro Calumbi, dos quais 66 (79%) indicaram intervalos com permeabilidade de regular a alta e

18 (21%) foram praticamente secos, sendo: 44 (52%) com óleo, 17 (20%) com gás e 16 (19%) portadores de água. Quanto à idade, 67% (52) dos testes foram em arenitos cretácicos (tabela III) e 33% nos arenitos do Terciário.

Considerando-se como pressão "normal" (PN) um gradiente de 0,11 a 0,12 kgf/cm²/m (1,5 a 1,7 psi/m), ou

seja, pressão menor com acréscimo de até 12% (0,11 + 12%), foram encontrados 36 (56%) intervalos com PN e 28 (44%) com pressão anormalmente alta (PAA), ou seja, com gradiente acima de 0,12 kgf/cm²/m (1,7 psi/m). Foram plotados em mapa (fig. 1) todos os poços testados (tabela IV), com respectivas pressões medidas (PN, PAA ou ambas), permitindo uma delimitação aproxima-

da de áreas com PN e PAA, separadas entre si por uma faixa de transição onde num só poço são encontradas PAA e PN, já tendendo para PAA (ex.: SES-1A e ALS-10). Este fato tem importância na medida em que indica áreas com menores possibilidades de conterem pressões anormalmente altas, que não necessitam de lamas pesadas para sua perfuração e apresentam perspectivas favoráveis à ocorrência de arenitos não-depletivos, visto que intervalos com PN têm maior potencial petrolífero do que aqueles com PAA. Observa-se que a faixa de pressão "normal" é subparalela e adjacente à linha de afloramento e/ou limite de ocorrência W/NW do Membro Calumbi, o que é explicável pela maior facilidade de expulsão da água dos sedimentos durante a compactação nas áreas mais próximas à borda da bacia. A figura 3 mostra o gradiente de pressão versus profundidade que abrange todos os testes realizados no Membro Calumbi, observando-se que os testes em arenitos cretácicos têm pressão normal quando a pequenas profundidades, ou seja, quando situados próximos do limite de ocorrência do Membro Calumbi.

TABELA II/TABLE II

RELAÇÃO ENTRE POROSIDADE, IDADE E ESPESSURA DA CAMADA DE ARENITO
RELATION BETWEEN POROSITY, AGE, AND PRESSURE IN SANDSTONE LAYER

Espessura do Arenito (m)	Porosidade Média - Nº de Camadas			
	Eoceno	Paleoceno	Maestic.	
2-5	16,4%-36	13%-70	14,0%-144	11,1%-39
5,1-10	15%-17	22,5%-12	18,3%-54	15,7%-18
10,1-20	19,5%-5	18,5%-2	19,8%-16	8,0%-3
> 20	—	12%-2	11,4%-3	—

TABELA III/TABLE III

FREQÜÊNCIA DOS TESTES QUANTO A PRESSÃO (NORMAL E ANORMALMENTE ALTA), DEPLEÇÃO, PERMEABILIDADE (K) E FLUIDO
TEST FREQUENCY IN TERMS OF PRESSURE (NORMAL AND ABNORMALLY HIGH), DEPLETION, PERMEABILITY (K), AND FLUID

Nº de Testes	Eoceno	Paleoceno	Maestic.	Campan.	Total
Total	11	17	36	20	84
Não-depletivo	2	1	6	2	11
Depletivo	8	10	13	9	40
Depleção? (a)	3	—	5	2	10
K média/alta	10	13	27	16	66
Totalmente fechado	1	4	9	4	18
Óleo	7	11	19	6	44
Gás	2	2	4	9	17
Água	2	2	9	3	16
P.A. alta	5	7	11	5	28
P. normal	3	4	18	11	36

(a) Depleção muito pequena, questionável, podendo inexistir.

Obs.: Cinco testes de K média/alta sem idéia de depleção.

Testes não-depletivos = 11 (22% do total de 51).

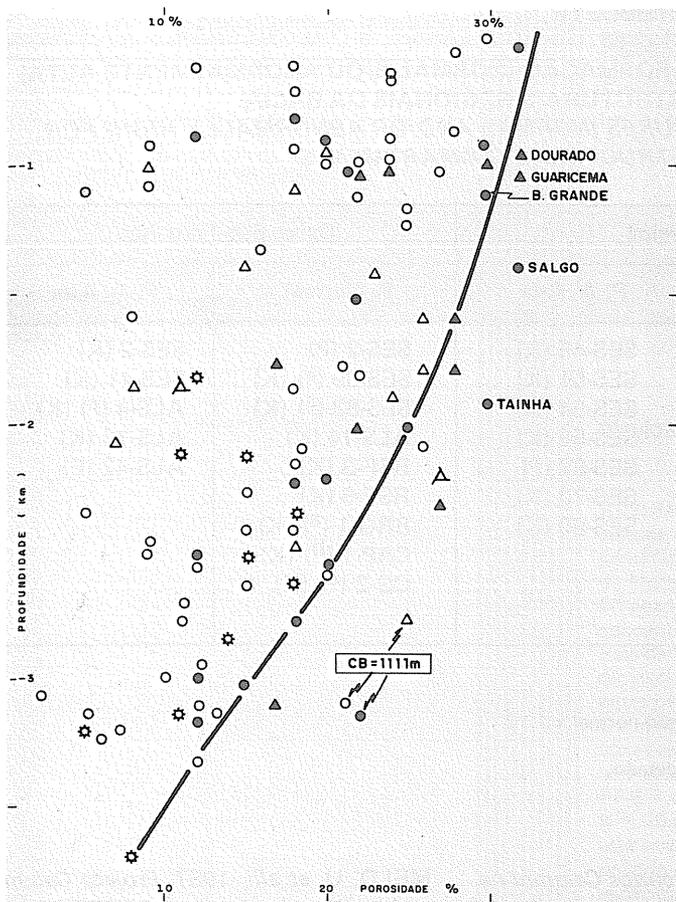
Testes não-depletivos com pressão normal = 9.

Testes não-depletivos com pressão anormalmente alta = 2.

Na tabela III e figura 3 encontra-se um resumo do levantamento realizado; observa-se que os campos de Guaricema e Dourado estão com seus gradientes originais respectivamente de 1,7 e 1,9 psi/m, ou seja, na zona de transição entre as PN e PAA consideradas, e que os demais campos (Salgo, BRG, PDM e IP) possuem gradientes normais.

Constatou-se que, dos 11 testes não-depletivos (= 22% do total dos testes com pressões estáticas bem definidas), 9 (82%) foram realizados em arenitos com pressão normal (= 25% dos testes com PN) e 2 em zona de PAA (7% dos testes com PAA); destes 2 com PAA, um apresenta gradiente próximo do normal (SES-5, 1,9 psi/m, com óleo), e outro, gradiente mais alto, ou seja, de 2,2 psi/m (ALS-4, com água, porém em teste de curta duração).

Por meio de testes de formação, obteve-se recuperação de petróleo em 23% (41 poços) dos 180 pioneiros que penetraram mais que 400 m do Membro Calum-



▲ Terciário c/óleo Tertiary w/oil
 △ Terciário c/água Tertiary w/water
 ● Cretáceo c/óleo Cretaceous w/oil
 ☆ Cretáceo c/gás Cretaceous w/gas
 ○ Cretáceo c/água Cretaceous w/water

Fig. 2 - Porosidade versus profundidade em arenitos "limpos".
Fig. 2 - Porosity versus depth in "clean" sandstones.

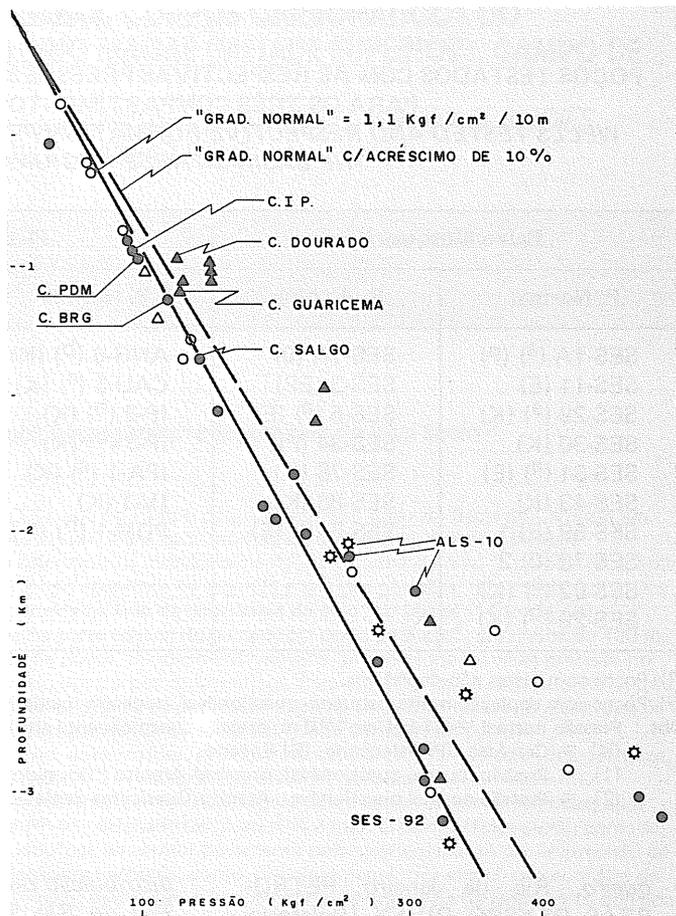


Fig. 3 - Gráfico profundidade versus pressão do Membro Calumbi.
Fig. 3 - Depth versus pressure: Calumbi Member.

bi e em 30% (28 poços) dos perfurados para Calumbi como objetivo principal.

A probabilidade de se descobrir petróleo comercial com a perfuração de um pioneiro é de 6,6%, considerando-se que, dos 180 poços já perfurados, 12 são considerados descobridores de hidrocarbonetos (SES-1A/5/29/39/83/92, ALS-32, BRG-1, PDM-1, CG-2, IP-2 e CAU-3); esta possibilidade sobe para 9,7% (9 poços) se considerarmos apenas os poços aprovados para Calumbi como objetivo principal (52 no mar e 40 em terra), pois, dos 12 poços relacionados acima, o Membro Calumbi não foi objetivo principal apenas nos PDM-1, CAU-3 e IP-2-SE.

6 - CONCLUSÕES

O aspecto de maior evidência neste tra-

balho é de que a análise geoestatística de uma unidade litoestratigráfica de uma bacia em avançado estágio exploratório permite extrair dados bastante úteis à tomada de decisão sobre a pesquisa petrolífera nessa unidade.

Aparentemente, não é tão difícil encontrar arenito no Membro Calumbi, pois, ao se perfurar um pioneiro, tem-se 50% de probabilidade de encontrar uma camada arenosa com mais de 5 m de espessura e também 17% de probabilidade de o poço ter uma isólita de arenito superior a 30 m. Por outro lado, observa-se que a porosidade de arenitos limpos não sofre variação significativa com a espessura, mas, sim, com a profundidade (compactação) e cimentação carbonática.

Observa-se que há grande possibilidade de o Membro Calumbi ser mais rico em

arenito nas áreas mais distantes da costa (águas profundas) do que nas áreas já perfuradas.

Constata-se que 44% dos testes apresentam pressão anormalmente alta e situam-se em áreas afastadas da borda da bacia. Também se verifica que os testes não-depletivos alcançam apenas 22% do total e são de arenitos com pressão normal ou levemente alta.

Pela análise histórica do prospecto Calumbi, tem-se 6,6% de probabilidade de descobrir petróleo comercial com a perfuração de um poço pioneiro.

BIBLIOGRAFIA

BARROS, M. C. et alii. 1977. *Modelo de deposição e distribuição dos Arenitos Calumbi no Baixo de Mos-*

TABELA IV/TABLE IV

POÇOS TESTADOS COM AS RESPECTIVAS PRESSÕES DE FORMAÇÃO (NORMAL E/OU ANORMALMENTE ALTA)
PARA OS TRÊS COMPARTIMENTOS ESTRUTURAIS REGIONAIS DA BACIA
WELLS TESTED AND RESPECTIVE FORMATION PRESSURES (NORMAL AND/OR ABNORMALLY HIGH) FOR
THE BASIN'S THREE REGIONAL STRUCTURAL COMPARTMENTS

Baixo Mosqueiro		Plat. Sergipe		Baixo São Francisco	
P. Normal	P. A. Alta	P. Normal	P. A. Alta	P. Normal	P. A. Alta
SES-1A (a) (P)	SES-1A (O)	ANG-6 (b) (K)	SES-45 (K)	SES-2 (P)	SES-2 (K)
SES-11 (E)	SES-3 (EP)	CAU-3 (a) (K)	SES-51 (K)	SES-39 (a) (K)	SES-41 (K)
SES-29 (a) (K)	SES-5 (a) (E)	IP-2 (b) (K)	SES-54 (K)	SES-83 (a) (K)	ALS-4 (a) (K)
SES-30 (K)	SES-34 (P)	IP-3 (b) (K)	SES-58 (K)	ALS-14 (K)	ALS-10 (K)
SES-31 (a) (E)	SES-78 (K)	IPA-1 (a) (K)	SES-67 (P)	RSF-3 (K)	ALS-42 (E)
SES-43 (K)	SES-86 (K)	IV-1 (K)	SES-70 (K)	RSF-6 (K)	
SES-59 (E) 1	SES-5 (b) (E)	PDM-1 (b) (K)	SES-90 (K)	BRG-1 (a) (K)	
SES-78 (O) 2				CAP-1 (b) (K)	
SES-92 (a) (K)				CG-2 (b) (K)	
SES-29 (b) (K)					

(a) Poços com testes não-depletivos.

(b) Poços com depleção muito pequena, questionável, podendo inexistir.

Obs.: Pressão normal = 1,1 kgf/cm²/10 m, pressão anormalmente alta) pressão normal x 1,12

(K) = Cretáceo, (P) Paleoceno, (E) Eoceno.

(1) = Pressão normal questionável, provável Arenito "Dourado" depletado.

(2) = Pressão normal questionável, Arenito Guaricema depletado.

queiro. Rio de Janeiro, PETROBRÁS. DEXPRO. DIVEX. (Relatório interno, 5115).

PONTE, F. C. et alii. 1975. *Gênese e*

distribuição dos Arenitos Calumbi na Foz do Rio São Francisco. Rio de Janeiro, PETROBRÁS. DEXPRO. (Relatório interno, 5061).

MELO, U. et alii. 1987. *Projeto Calumbi.* Rio de Janeiro, PETROBRÁS. DEPEX. (Relatório interno, 103-6048).

EXPANDED ABSTRACT

Extending over a large area, the Piaçabuçu Formation's Calumbi Member has an average shale thickness of 1,800 m with less than 1% turbiditic sandstone. It produces petroleum in a medium-sized field (7 x 10⁶ m³ in oil reserves) and in other less sizable fields. There are also many occurrences of subcommercial petroleum found in small lenses of highly permeable but depletive sandstones. The major problem in exploiting this unit is that it is difficult to predict the occurrence of sandy layers, since these are thin, not very extensive, and devoid of good seismic contrast. Relying on a geostatistical investigation, this study attempts to ascertain the dimensions of the unit's petroleum potential and, in the light of present knowledge, to offer a realistic forecast on the production potential of satisfactorily sampled areas to subsidize decisions concerning future petroleum research on the unit.

Well logs and results were used in making a detailed survey of all sandstone layers. Thickness, porosity, granulometry, clayiness, gamma-ray log, age, and all formation test data were catalogued.

Layers less than 2 m thick or displaying a clayiness of over 50% were considered insignificant as reservoir rock and were disregarded. A total of 180 wildcat wells were analyzed, 106 offshore and 74 onshore.

Although this unit is essentially clayey (over 99% shale), it is not unusual to find sandstone. When a well is drilled, there is a 50% chance of hitting at least one layer over 5 m thick and a 16% chance of hitting one over 10 m thick; there is a 17% chance of striking a well containing a sandstone isolith over 30 m thick. Although these turbiditic sandstones are essentially fine-grained, around 12% of the wells contain one or more layers of coarse sandstone. Gamma-ray log shapes indicate that most of these sandstones fine upwards, indicative of channeled bodies. These two facts support the hypothesis that more sandstone can be found farther offshore (deeper waters) than in the areas where drilling has already taken place.

Porosity values do not vary significantly with either thickness or age. Porosity is high (31%) for both Upper Cretaceous

sandstones as well as for Paleocene and Eocene sandstones. Porosity varies greatly with depth as well as with carbonate cementation, the latter occurring more frequently along the basin's southern edge, where the basement complex is richer in carbonates.

It was found that most sandstones (75%) are cretaceous and that wells displaying abnormally high pressure (44% of the total) are located farther from the edge of the basin. Only normal-pressure wells are found near these edges, while in the intermediate area both types of pressure may be observed in a single well. Wells which tested non-depletive (22% of the total) reveal sandstones with normal or slightly higher than normal pressure.

A historical analysis of prospecting activities indicates that a wildcat well has a 6.6% chance of striking commercial petroleum. It is believed that further information, including the evolution of technological knowledge or alternative models, may improve this success rate.