

CONTINUIDADE DOS RESERVATÓRIOS DA FORMAÇÃO SERGI, NO CAMPO DE D. JOÃO, BACIA DO RECÔNCAVO

RESERVOIR CONTINUITY IN THE SERGI FORMATION OF THE DOM JOÃO FIELD, RECÔNCAVO BASIN

Antonio Carlos Santana*

RESUMO — O Campo de Dom João, um dos mais antigos da Bacia do Recôncavo, possui uma produção acumulada da ordem de $16 \times 10^6 \text{ m}^3$ para um volume de óleo *in place* estimado em cerca de $137 \times 10^6 \text{ m}^3$. A elevada relação destes volumes é atribuída à argilosidade dos reservatórios da Formação Sergi, notadamente nas zonas R2 e R3, onde são observadas baixa produção de óleo e ineficiência da injeção de água. Em uma área de aproximadamente 1 km^2 , localizada na parte sul do campo, foram efetuados estudos objetivando o conhecimento das qualidades e continuidades dos reservatórios das zonas R2 e R3, utilizando-se os parâmetros de resistividade, densidade e raios gama, obtidos dos perfis elétricos, em poços espaçados de 200 a 1 000 m. Inicialmente, foi definido um "fator de correlação" para cada 0,20 m do reservatório através da relação $(\text{RHOB} \times \text{GR})/\text{Rt}$ e acumulado para cada 2 m. Um "índice de similaridade" foi definido, comparando os "fatores de correlação" no mesmo nível, entre cada dois poços, nas direções NW-SE e SW-NE. Os "índices de similaridade" foram classificados em excelente, bom, regular e pobre. Admitiu-se que intervalos com alto "índice de similaridade" são também contínuos. Foram considerados como similares, isto é, contínuos, aqueles com "índice de similaridade" excelente ou bom. Para uma melhor visualização do comportamento dos reservatórios, foram confeccionados mapas de qualidade de cada zona, utilizando-se a relação $\text{IQ} = (\text{PHIE} \times \text{Rt})/\text{Vsh}$. O conhecimento da distribuição, continuidade e qualidade dos reservatórios das zonas R2 e R3 nesta área, poderá ser utilizado na exploração de HC em outras partes do campo, em termos de orientação para operação de campo, tais como: fraturamento hidráulico, injeção de água e possibilidade de estimativa mais real das reservas.

(Originais recebidos em 01.08.89.)

ABSTRACT — The Dom João field, one of the oldest in the Recôncavo Basin, has an estimated volume of oil in place of 137 million cubic meters and has accumulated a production of 16 million cubic meters. This low yield is most likely due to the large amount of infiltrated clay in reservoirs of the Sergi Formation, mainly in zones R2 and R3, where oil production is low and water injection inefficient. Resistivity, gamma ray, density, and neutron logs were obtained as part of a study on continuity and quality in an area of approximately 1.2 km^2 located in the southern part of the field in zones R2 and R3. A correlation factor $(\text{FC} = \text{RHOB} \times \text{GR}/\text{Rt})$ was first defined for each 0.20 meter of reservoir and accumulated every two meters. These correlation factors were then used to ascertain similarity indices (excellent, good, fair, or poor) for corresponding levels between each two adjacent wells in both NW-SE and SW-NE strikes, and intervals revealing high similarity indices (i. e., excellent or good) were considered continuous. For better visualization, quality index (IQ) maps were drawn up, where $\text{IQ} = (\text{PHIE} \times \text{Rt})/\text{Vsh}$. After ascertaining such reservoir characteristics as distribution, continuity, and quality, the information can be applied to hydrocarbon exploitation and can be extended to other areas in the same field. It can, for example, be used to guide field operations (hydraulic fracturing and water injection), estimate real oil reserves, and increase oil recovery by reducing the drainage grid.

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

1 - Setor Regional de Tratamento de Dados de Perfis e Testes (SERTRAP), Divisão Regional de Operações Geológicas (DIRGEO), Distrito de Exploração da Bahia (DEXBA), Av. Beira Mar, 220, 49 andar, Calçada, CEP 40420, Salvador, Bahia, Brasil.

1 — INTRODUÇÃO

O Campo de Dom João, localizado na margem oeste da Bacia do Recôncavo (fig. 1), já foi um dos mais importantes campos de petróleo do Brasil. Apesar de

estar produzindo desde 1947, a sua produção acumulada é de apenas 16 milhões de m^3 . Este número é muito baixo em relação ao volume de óleo existente, calculado em cerca de 137 milhões de m^3 .

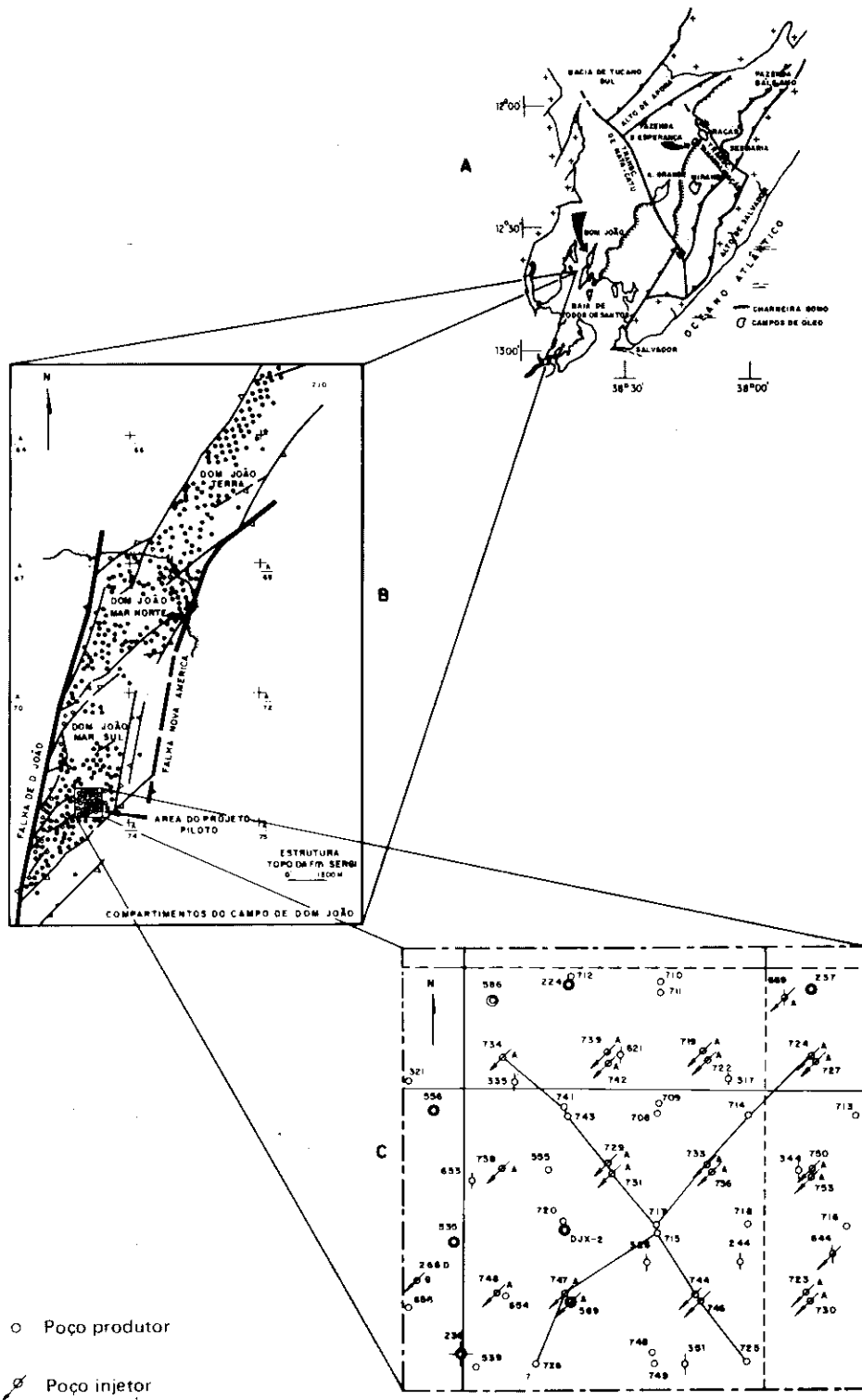


Fig. 1 - a) Mapa de localização; b) Arcabouço estrutural e compartimentos do Campo de Dom João; c) Área-piloto do projeto de injeção de água e a direção dos poços correlacionados.

Fig. 1 - a) Location map; b) Structural framework and behavior of Dom João field; c) Water injection area and well strikes.

A injeção de água, iniciada desde 1953, não produziu os resultados esperados.

Em 1979-1980, o consórcio francês BEICIP/FANLAB, contratado para estudar os problemas do campo, propôs um novo zoneamento do reservatório (fig. 2) e recalculou o volume de óleo em 177,2 milhões de m³, ou seja, 35% acima da avaliação anterior.

Este consórcio fez uma série de recomendações à PETROBRÁS com a finali-

dade de melhorar a eficiência da recuperação secundária.

Face aos altos custos envolvidos na aplicação generalizada daquelas medidas, decidiu-se testá-las em uma área-piloto. Na parte sul do campo foi escolhida uma área com cerca de 1,2 km² e aí programados 38 poços exploratórios. Estes poços, perfurados aos pares em cada locação, foram completados alternadamente nas zonas R2 e R3, as mais problemáticas do campo (fig. 1C).

Apesar das recomendações do consórcio francês, os problemas de declínio da produção de óleo e produção elevada de água continuaram.

Com o objetivo de reavaliar o modelo da BEICIP/FANLAB e de melhorar o desempenho da produção do campo, foi criado em 1985, um grupo de trabalho com a finalidade de analisar detalhadamente os reservatórios da Formação Sergi, no Campo de Dom João e de obter o conhecimento da distribuição de

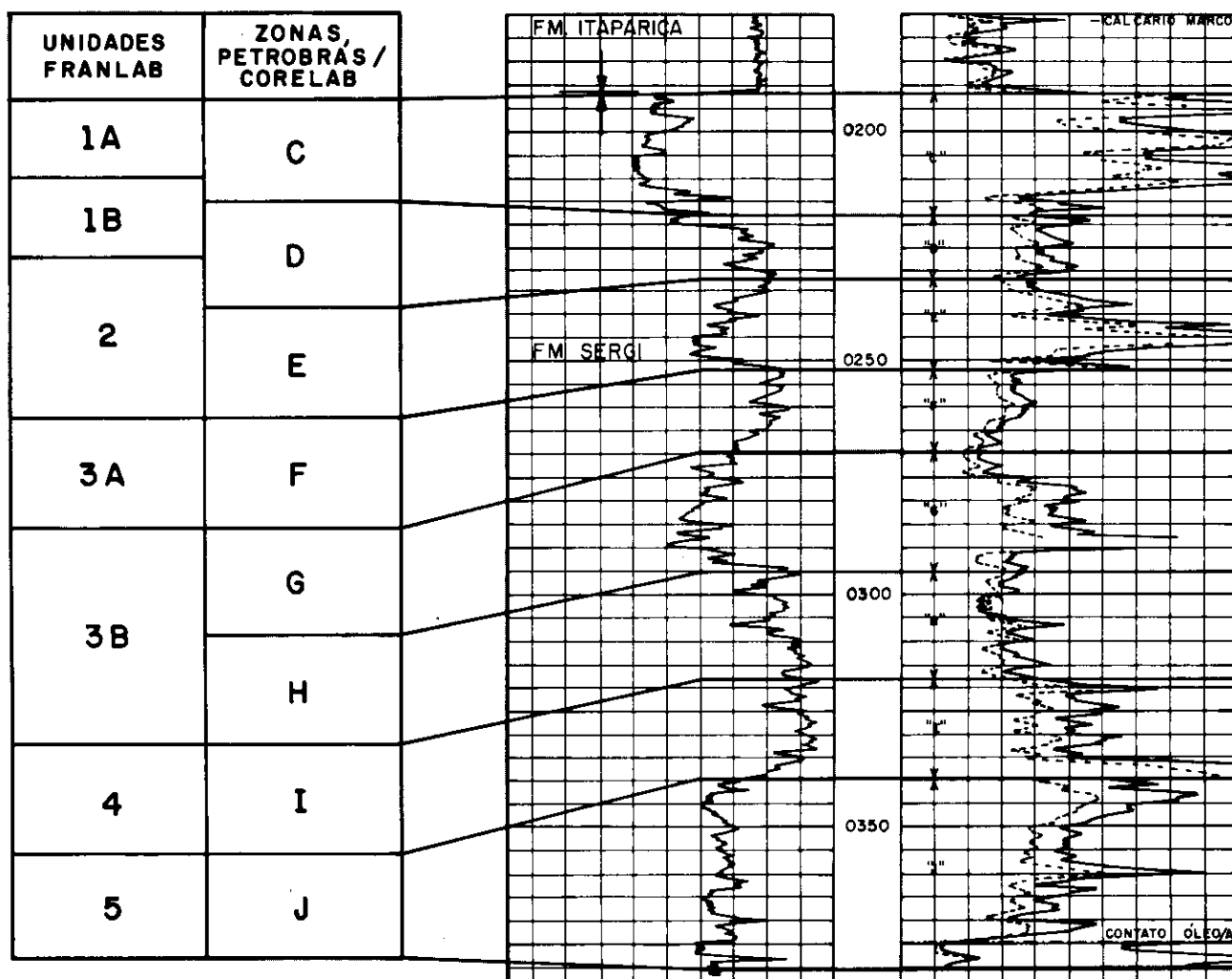


Fig. 2 - Correspondência entre os zoneamentos da FRANLAB e PETROBRÁS e o perfil-tipo da área.
Fig. 2 - Comparison between FRANLAB and PETROBRÁS zoning; standard log for field.

suas descontinuidades.

O presente trabalho é uma contribuição para a identificação de algumas das causas dos problemas do comportamento da produção e fornecer subsídios para um melhor conhecimento das descontinuidades dos reservatórios no Campo de D. João. Foi baseado em uma adaptação dos estudos de R. E. Peterson e Julie Kohout (1983) sobre a continuidade das lentes arenosas do Grupo Mesaverde — Bacia de Piceance — Noroeste do Colorado — E.U.A.

2 — O RESERVATÓRIO

O principal reservatório do Campo de Dom João é a Formação Sergi. Os mais recentes trabalhos sobre a estratigrafia da Bacia do Recôncavo/Tucano definem esta formação como um corpo tabular essencialmente arenoso, depositado por um complexo de canais entrelaçados rasos e de rápida migração lateral, com intenso retrabalhamento aluvial e eólico (Bruhn & De Ros, 1987). Como resultado desta sedimentação, foram geradas unidades lenticulares amalgamadas num corpo quase contínuo.

No topo da formação, o retrabalhamento eólico moldou corpos arenosos com grande continuidade deposicional.

As intercalações de folhelhos são raras, resultado do preenchimento de canais abandonados ou extravazamento, não possuindo extensão lateral suficiente para constituírem barreira de permeabilidade. Apenas na base da formação, nas intercalações com o sistema lacustre da Formação Aliança, observa-se maior continuidade do fácies pelítico.

Como testemunho do clima árido reinante durante a deposição, ocorrem dois intervalos de paleossolos lamosos, que separam os arenitos finos da Zona R5 dos reservatórios da Zona R3 e os arenitos eólicos da Zona R1A dos sedimentos grosseiros e conglomeráticos da Zona R2 (Bruhn & De Ros, 1987).

3 — CARACTERÍSTICAS DOS CORPOS DE AREIA

As zonas R2 e R3 são caracterizadas

principalmente pela extrema descontinuidade, a qual é atribuída à barreira diagenética; assim, não responde satisfatoriamente à injeção de água.

Netto *et al.* (1982) descreveu abundantes concentrações argilosas nos reservatórios da Formação Sergi, com produtos de infiltração mecânica de argilas.

De Ros (1986) atribuiu os grandes volumes de argila à infiltração mecânica provocada pelo rebaixamento do lençol freático, nos longos períodos de estiagem na planície aluvial Sergi.

Na Zona R3, as faixas argilosas apresentam-se ocupando os terços superior e inferior da unidade, enquanto na Zona R2 a distribuição é mais errática, ocorrendo em faixas que devem se aproximar da largura deposicional dos canais entrelaçados (100 a 300 m).

4 — ESTUDO DAS CONTINUIDADES DOS RESERVATÓRIOS

Para o estudo da continuidade dos reservatórios das zonas R2 e R3, foram sele-

cionados 26 poços perfurados na área-piloto do projeto de injeção de água, todos possuindo os perfis de indução, raios gama e densidade/neutrão.

Inicialmente, foi definido um fator de correlação (FC) utilizando-se a expressão $FC = (RHOB \times GR)/Rt$. Os parâmetros resistividade, densidade e raios gama foram escolhidos porque representam bem as características do reservatório em termos de qualidade. Assim, o RHOB está relacionado à porosidade, Rt ao conteúdo fluido e os raios gama ao volume de argila. Foram considerados os seguintes critérios na escolha dos pontos para o cálculo deste fator:

- volume de argila (VSH) obtido da curva GR, menor que 40%;
- densidade (RHOB) menor que $2,48 \text{ g/m}^3$, equivalente a uma porosidade superior a 10%.

Para uma melhor definição dos intervalos correlacionáveis, as unidades R2 e R3 foram divididas em três partes: superior, média e inferior, com espessuras de: 6, 10 e 10 m respectivamente, para a unidade R2 e: 14, 14 e 14 m respectiva-

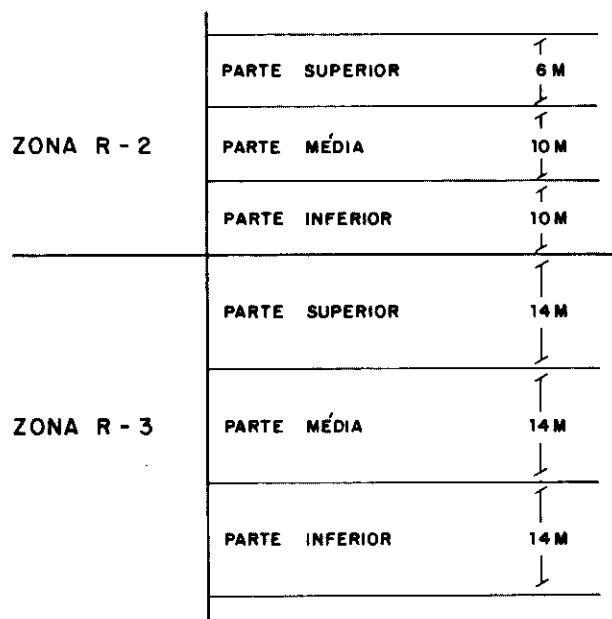


Fig. 3 - Divisão das zonas R2 e R3 e as espessuras correspondentes.
Fig. 3 - Sub-zoning and thickness of zones R2 and R3.

mente, para a unidade R3 (fig. 3).

Os valores de FC foram obtidos a cada 0,20 m do reservatório e acumulados a cada 2 m. O resultado acumulado foi relacionado ao *net play* do intervalo (FCA), considerando as restrições de RHOB e VSH anteriormente impostas.

Definiu-se um "índice de similaridade" correlacionando-se os FCA encontrados no mesmo nível entre dois poços, nas direções NW-SE e SW-NE (fig. 1C).

O grau de similaridade dos corpos de arenitos correlacionados foi expresso em termos de qualidade de correlação em excelente, boa, regular e pobre. Intervalos com a mesma resposta de Rt, RHOB, GR e a mesma espessura, possui um grau de similaridade igual a um (excelente) (figs. 4 e 5).

Para caracterizar um intervalo como similar, utilizou-se apenas as qualidades excelente e boa.

Admitiu-se que intervalos com alto grau de similaridade são também contínuos entre os poços.

A razão entre os intervalos similares e o número total de intervalos considerados indica o percentual de níveis que são contínuos entre os dois poços (tabela I). Exemplo: a figura 5 mostra a inter-relação entre os fatores de correlação acumulados (FCA) dos intervalos superior, médio e inferior da Zona R3 dos poços DJ-733 e DJ-736 (gêmeos). Na parte superior, seis níveis (quatro excelentes e dois bons) entre os sete são similares (86%), isto é, contínuos. Nas partes média e inferior, todos os níveis são contínuos (100%). No *plot* da Zona R2 destes mesmos poços (fig. 4), a parte superior possui apenas um nível contínuo em três (33%), enquanto na parte média e inferior, 60% dos níveis são contínuos entre os poços. Este valor é bem menor que o esperado para poços gêmeos. O fato pode ser interpretado como cunha de uma lente ou diferentes lentes em um mesmo nível.

Na tabela I são mostrados os graus de similaridade entre os poços correlaciona-

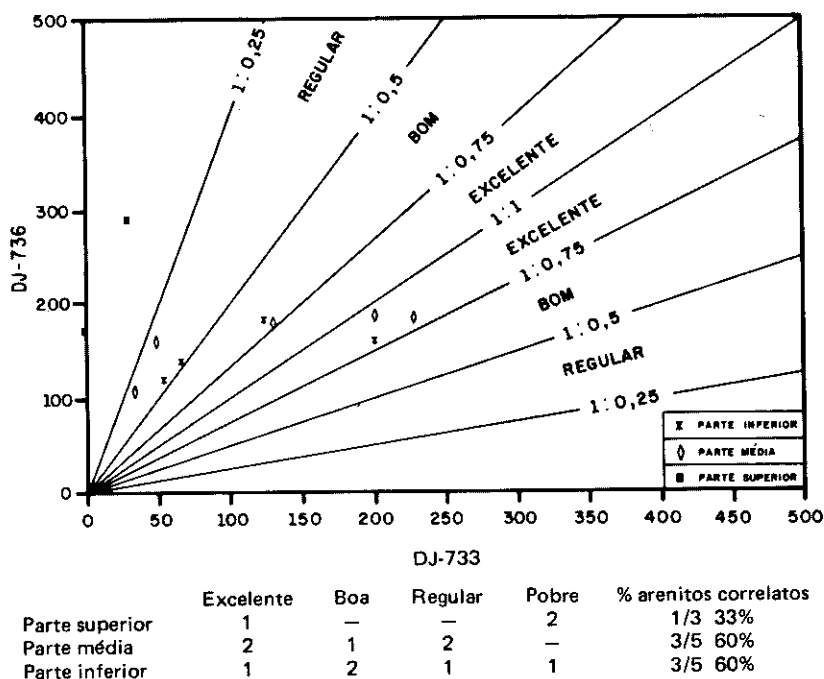


Fig. 4 - Coeficiente de similaridade - Zona R2.
Fig. 4 - Similarity index for zone R2.

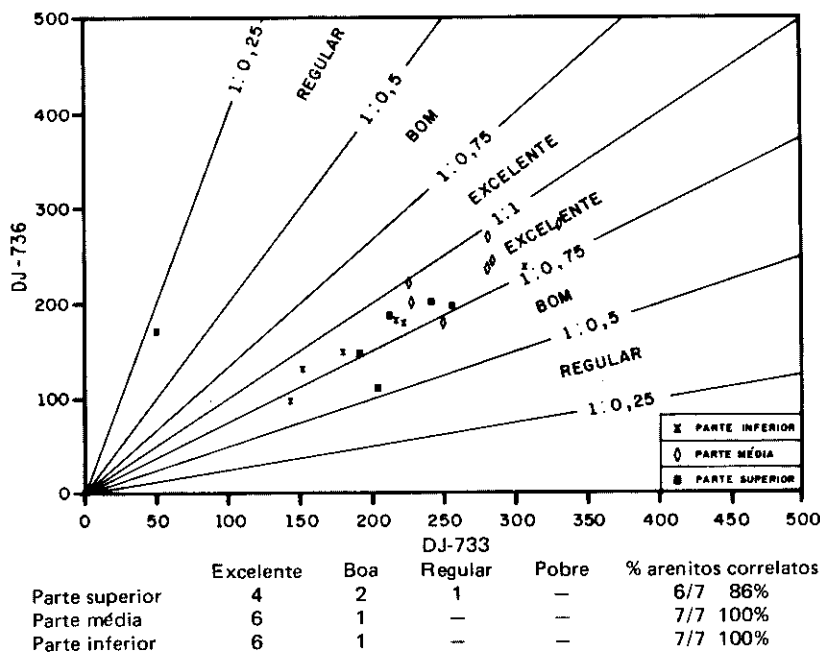


Fig. 5 - Coeficiente de similaridade - Zona R3.
Fig. 5 - Similarity index for zone R3.

dos.

Uma melhor idéia da continuidade dos corpos arenosos nas zonas R2 e R3 é obtida quando a qualidade do reservatório é associada ao percentual de arenitos contínuos.

Estabeleceu-se um padrão de qualidade relativa, baseado na porosidade.

Ruim (PHIE < 13%), Regular (13% < PHIE < 17%) e Boa (PHIE > 17%).

Nas figuras 6 e 7 são apresentados os

graus de similaridade entre uma série de poços alinhados no sentido SW-NE (fig. 6) e NW-SE (fig. 7). A porosidade média de cada intervalo para indicar a qualidade do reservatório é representada por meio de símbolos. No eixo dos x é mostrada ainda a distância entre os poços, que varia de 200 a 1 000 metros. No eixo dos y, o percentual de arenitos similares (contínuos).

Para uma melhor visualização do comportamento dos reservatórios, foram confeccionados mapas de qualidade das zonas R2 e R3 (figs. 8 e 9).

Para a confecção desses mapas, definiu-se um "índice de qualidade" para cada 0,20 m da formação, utilizando-se a expressão $IQ = (PHIE \times Rt)/Vsh$. O "índice de qualidade" da Zona (IQZ)

foi obtido multiplicando-se o somatório de todos os IQ calculados pelo *net pay* do intervalo. Assim, quanto maior o valor de IQZ, melhor a qualidade do intervalo.

5 – CONSTATAÇÕES

A correlação de corpos de areias entre pares de poços, qualitativamente baseada nas curvas de resistividade, raios gama e densidade associada à espessura, mostrou uma série de características das zonas R2 e R3 do Campo de Dom João, possibilitando um melhor conhecimento das suas descontinuidades.

5.1 – Zona R2

No terço superior desta unidade, os reservatórios são de baixa qualidade

(PHIE < 13%). Os corpos arenosos desaparecem além dos 200 metros, tanto na direção SW-NE como na direção NW-SE (figs. 6A e 7A).

Na parte média, a qualidade dos reservatórios é melhor, e se mantêm por uma distância de 500 m na direção NW-SE e 300 m na direção SW-NE. Nesta última direção, 100% dos arenitos são contínuos por uma distância de 200 m e 60% a uma distância de 300 m (fig. 6B).

No terço inferior da Zona R2, as continuidades dos reservatórios diminuem de SE para NW, passando de 80% entre os poços DJ-744/725 para apenas 20% entre os poços DJ-743/729 (fig. 7C). Na direção SW-NE, 60% dos arenitos são contínuos por uma distância de 700 m (fig. 6C).

TABELA I/TABLE I

ÍNDICE DE SIMILARIDADE ENTRE NÍVEIS INDEX OF SIMILARITY BETWEEN LEVELS

Zona R2	P. Superior	Net Pay	P. Média	Net Pay	P. Inferior	Net Pay
DJ-727-DJ-724	1/3 (33%)	3.4/ 2.2	5/5 (100%)	9.2/ 7.2	4/5 (80%)	5.0/ 5.6
DJ-714-DJ-724	2/2 (100%)	1.6/ 2.2	4/5 (80%)	6.6/ 7.2	5/5 (100%)	8.4/ 5.6
DJ-733-DJ-714	0/3 (0%)	2.2/ 1.6	3/5 (60%)	6.6/ 6.6	3/5 (60%)	4.2/ 8.4
DJ-715-DJ-733	0/3 (0%)	0/ 2.2	0/5 (0%)	1.8/ 6.6	3/5 (60%)	5.0/ 4.2
DJ-747-DJ-715	0/3 (0%)	3.4/ 0	0/5 (0%)	8.8/ 1.8	3/5 (60%)	8.4/ 5.0
DJ-728-DJ-747	1/3 (33%)	4.6/ 3.4	5/5 (100%)	8.8/ 8.8	3/5 (60%)	10.0/ 8.4
DJ-744-DJ-725	3/3 (100%)	6.0/ 4.0	4/5 (80%)	9.6/ 5.6	4/5 (80%)	10.0/ 6.2
DJ-715-DJ-744	0/2 (0%)	0/ 6.0	0/5 (0%)	1.8/ 9.6	3/5 (60%)	5.0/10.0
DJ-729-DJ-715	0/3 (0%)	0.6/ 0	1/5 (20%)	5.0/ 1.8	2/5 (40%)	3.4/ 5.0
DJ-743-DJ-729	0/3 (0%)	4.4/ 0.6	3/5 (60%)	9.2/ 5.0	1/5 (20%)	7.4/ 3.4
DJ-743-DJ-734	1/3 (33%)	4.4/ 2.8	3/5 (60%)	9.2/ 5.4	2/5 (40%)	7.4/ 6.6
Zona R3	P. Superior	Net Pay	P. Média	Net Pay	P. Inferior	Net Pay
DJ-724-DJ-727	5/7 (71%)	10.2/13.2	7/7 (100%)	13.8/14.0	6/6 (100%)	10.4/11.0
DJ-714-DJ-724	4/7 (57%)	7.8/10.2	3/7 (42%)	8.4/13.8	0/4 (0%)	6.8/10.4
DJ-733-DJ-714	4/7 (57%)	12.0/ 7.8	4/7 (57%)	13.8/ 8.4	0/4 (0%)	12.0/ 6.8
DJ-715-DJ-733	3/7 (42%)	8.4/12.0	3/7 (42%)	8.0/13.8	4/7 (57%)	5.4/12.0
DJ-747-DJ-715	3/7 (42%)	12.4/ 8.4	3/7 (42%)	14.0/ 8.0	5/7 (71%)	10.6/ 5.4
DJ-728-DJ-747	6/7 (85%)	13.2/12.4	7/7 (100%)	14.0/14.0	5/7 (71%)	9.4/10.6
DJ-744-DJ-725	6/7 (85%)	14.0/ 9.8	6/7 (85%)	14.0/11.8	2/2 (100%)	14.0/ 5.6
DJ-715-DJ-744	4/7 (57%)	8.4/14.0	4/7 (57%)	8.0/14.0	5/7 (71%)	5.4/14.0
DJ-729-DJ-715	3/7 (42%)	10.8/ 8.4	2/7 (28%)	14.0/ 8.0	3/7 (42%)	12.6/ 5.4
DJ-743-DJ-729	7/7 (100%)	12.6/10.8	5/7 (71%)	14.0/14.0	–	/12.6
DJ-743-DJ-734	2/7 (28%)	12.6/10.0	6/7 (85%)	14.0/13.4	–	–

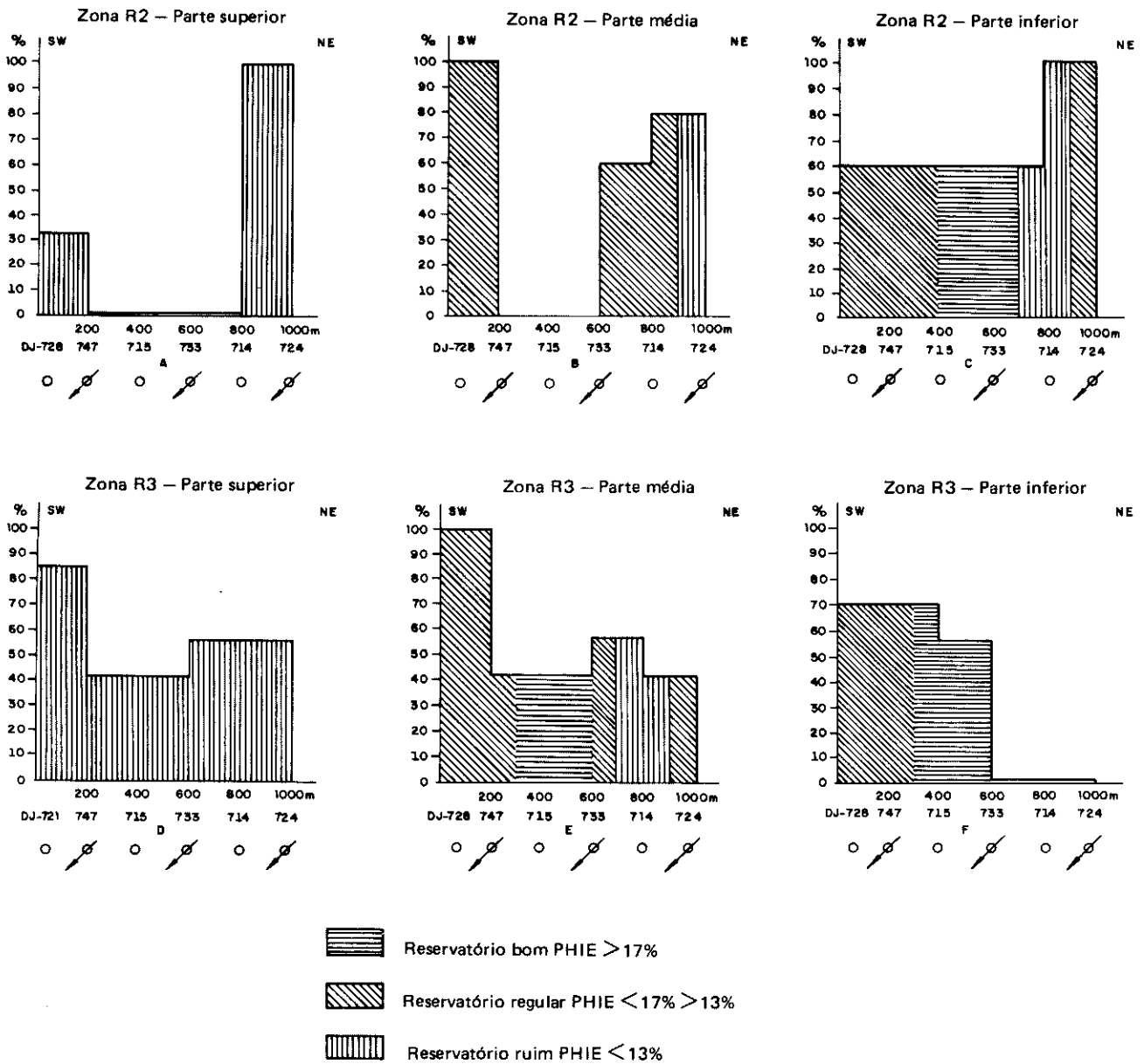


Fig. 6 - Comportamento da continuidade e da qualidade dos reservatórios na direção SW-NE.
Fig. 6 - Continuity and quality behavior for SW-NE trending reservoirs.

O mapa de qualidade da Zona R2 (fig 8) mostra que os melhores reservatórios se concentram na parte SE da área e apresentam-se em faixas de 100 a 150 m de largura, alinhadas na direção SW-NE. Na parte norte da área, os reservatórios da Zona R2 são de péssima qualidade.

5.2 – Zona R3

No topo desta zona (15 m), a continuidade dos arenitos varia de 40 a 100%. Entretanto, como acontece na Zona R2, os reservatórios são muito argilosos e de baixa qualidade (PHIE <

< 13%).

Na parte média (15 m), a qualidade dos reservatórios é melhor, e a continuidade dos reservatórios bons varia de 30 a 85%. Os corpos arenosos com porosidade efetiva superior a 17%, atingem no máximo 400 m de extensão. Faixas de arenitos argilosos com 100 a 300 m de largura limitam os reservatórios de boa qualidade (figs. 6E e 7E).

Na parte inferior da unidade (15 m), a qualidade e quantidade dos arenitos diminuem de SE para NW (fig. 7F). Os melhores reservatórios são contínuos

por aproximadamente 300 m e os arenitos correlativos chegam a 100% entre os poços DJ-725 e DJ-744. A continuidade dos arenitos diminui de SW para NE, com os reservatórios chegando a desaparecer a partir do poço RJ-733 para NE (fig. 6F).

O mapa de qualidade desta zona (fig. 9) indica que os melhores reservatórios se concentram na parte sul-sudeste da área, e se apresentam em forma de lóbulos com 100-200 m de largura, alongada na direção SW-NE.

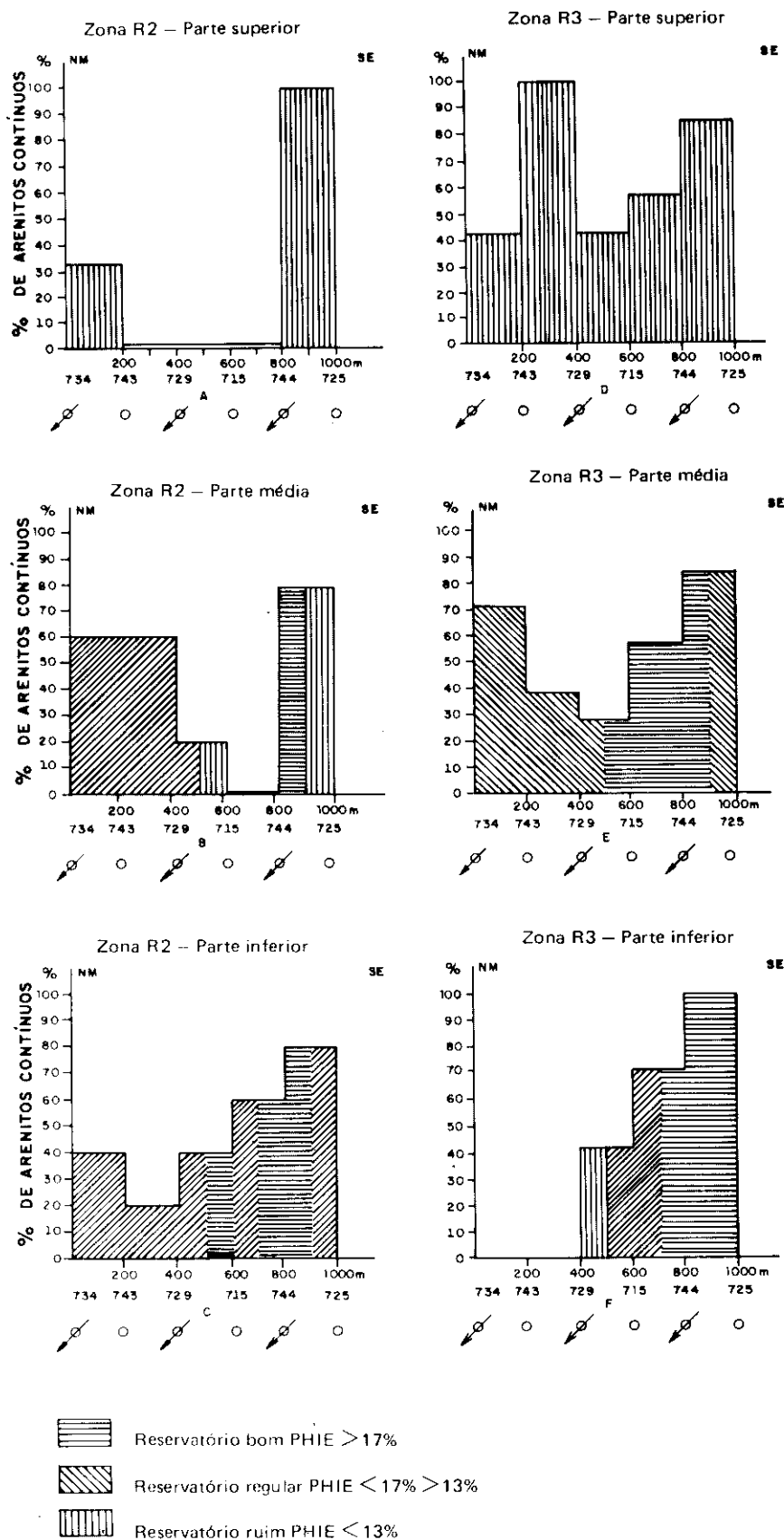


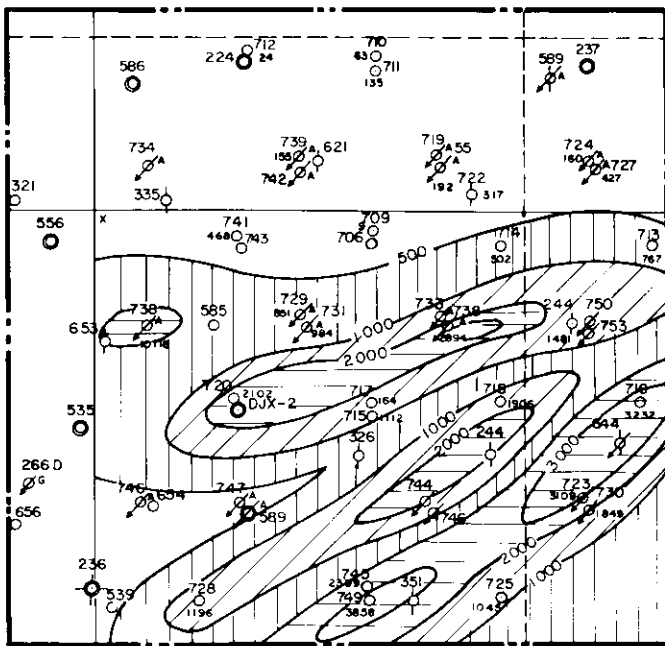
Fig. 7 - Comportamento da continuidade e da qualidade dos reservatórios na direção NW-SE.
Fig. 7 - Continuity and quality behavior for NW-SE trending reservoirs.


6 - CONCLUSÕES

- O resultado deste estudo mostrou a variação das características das zonas R2 e R3 da Formação Sergi em termos de continuidade e qualidade dos reservatórios.
- O caráter deposicional de canais entrelaçados com migração lateral ficou bem evidenciado nos mapas de qualidade das zonas.
- A distribuição das faixas argilosas obedece basicamente a um padrão definido. As faixas de maior concentração argilosa encontram-se no terço superior das zonas R2 e R3. Aí a qualidade dos reservatórios é muito baixa. Os mapas de qualidade das duas zonas indicam que os melhores reservatórios se concentram na parte centro/sul-sudeste da área do projeto, e se apresentam em forma de lóbulos com 100-200 m de largura alongados na direção SW-NE.
- Com o conhecimento do comportamento dos reservatórios das zonas R2 e R3 na área-piloto, em termos de qualidade e distribuição areal dos arenitos potencialmente produtores, surge um número de aplicações próprias para a exploração comercial de HC, válidas também para outras áreas do campo:
 - maximização do fraturamento hidráulico para estender a fratura até o limite do reservatório;
 - cálculo mais real das reservas, com o conhecimento do tamanho do reservatório;
 - maximização e localização dos poços injetores;
 - possibilidade e adensamento de malha.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ANDRADE, G. 1964. *Descrição e correlação das zonas da Formação Sergi em Dom João Mar Sul*. Salvador, PETROBRÁS. DIREX. Relatório interno.
- BEICIP/FANLAB. 1979. *Dom João Field, Sergi reservoirs; geological study and reserve estimate*. Paris. Relatório de consultoria para a PETROBRÁS.



 Reservatório excelente

 Reservatório bom

 Reservatório regular

Fig. 8 - Mapa de qualidade do reservatório - Zona R2.
Fig. 8 - Quality index map for zone R2.

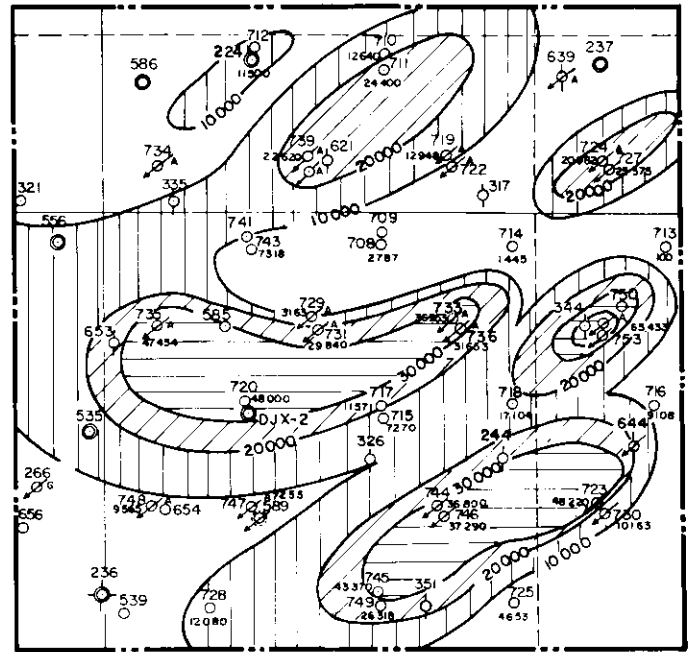


Fig. 9 - Mapa de qualidade do reservatório - Zona R3.
Fig. 9 - Quality index map for zone R3.

- BRUHN, C. H. L. & DE ROS, L. F. 1986. Formação Sergi: I - Evolução de conceitos. In: SEMINÁRIO DE GEOLOGIA DE DESENVOLVIMENTO E RESERVATÓRIO, Rio de Janeiro, 1986. Anais . . . Rio de Janeiro, PETROBRÁS. DEPEX.
- LE BLANC, R. J. 1977. Distribution and continuity of sandstone reservoir. *J. Petrol. Technol.*, : 776-804.
- NETTO, A. S. T. et al. 1982. Projeto Andar Dom João. Salvador, PETROBRÁS. DEPEX/DEXBA.
- PETERSON, R. E. & KOHOUT, J. 1983. An approximation of lenticular mesaverde lenses close; well correlations, Piceance Basin - Colorado. s. l., SPE/DOE. p. 95-106.
- POELCHAU, H. S. 1987. Coherence mapping - an automated approach to display goodness of correlation between wells in a field. *Mathemat. Geol.*, 19 (8): 833-50.

EXPANDED ABSTRACT

The Dom João field is located on the western border of the Recôncavo Basin, Brazil. Despite a volume of oil in place estimated at 137 million cubic meters, it has achieved an accumulated yield of only 16 million cubic meters since entering production in 1947. Production has probably remained low, despite the drilling of 800 wells, due to the large amount of infiltrated clay in reservoirs of the Sergi Formation, mainly in zones R2 and R3; as a result of this infiltration, permeability rates become heterogenous, the extension of the reservoir is restricted, and quality is lowered.

Continuity was studied over an area of approximately 1.2 km² located in the southern part of the field in zones R2 and R3. Thirty-eight exploitation wells were drilled 200 to 1,000 m apart and resistivity, gamma ray, density, and neutron logs taken. Methodology was based on Peterson & Kohout's (1983) work on the continuity of sandstone in the Mesaverde group, Colorado, USA.

A correlation factor ($FC = RHOB \times GR/Rt$) was first defined for each 0.20 meter of reservoir and accumulated every two meters. Each zone was divided into three parts. Correlation factors were then used to ascertain similarity indices (excellent, good, fair, or poor) for

corresponding levels between each two adjacent wells, in both NW-SE and SW-NE strikes. Intervals revealing high similarity indices (i. e., excellent or good) were considered continuous. The ratio of the number of intervals classified as similar, to the overall number of intervals, constitutes the percentage of continuous levels between two wells. For better visualization, quality index (IQ) maps were drawn, where $IQ = (PHIE \times Rt/Vsh)$.

Results indicated many changes in reservoir quality and continuity. Good FC and IQ values were usually obtained when distances between wells did not exceed 200 m. The better reservoirs are concentrated in the southern and southeastern parts of the area under study and take the form of 100 to 200-m-wide lobes striking SW-NE and separated by streaks of clay bordering the reservoirs, mainly those in the upper third of zones R2 and R3.

After ascertaining such reservoir characteristics as distribution, continuity, and quality, the information can be applied to hydrocarbon exploitation and can be extended to other areas in the same field. It can be used, for example, to guide field operations (hydraulic fracturing and water injection), estimate real oil reserves, and increase oil recovery by reducing the drainage grid.

