

CAMPO DE LAGOA PIABANHA: UMA ALTERNATIVA DE INTERPRETAÇÃO ESTRUTURAL

LAGOA PIABANHA FIELD: AN ALTERNATIVE STRUCTURAL INTERPRETATION

Nestor Aurich¹ e Valério de Queiroz Lima^{1*}

RESUMO – O Campo de Lagoa Piabanha, na Bacia do Espírito Santo, possui uma coluna de óleo de 170 m em uma jazida de apenas 0,46 km². O reservatório é constituído por carbonatos do Membro Regência da Formação Barra Nova. O modelo estrutural adotado para a descoberta e detalhado durante o desenvolvimento do campo admitia que as diferenças de cota verificadas ao nível do topo do Membro Regência eram decorrentes de falhamentos relacionados à estruturação da plataforma carbonática albo-cenomaniana. O presente trabalho mostra uma interpretação alternativa na qual os carbonatos teriam sido modelados pela erosão que deu origem ao Canyon de Regência, sendo a forma do campo nada mais que um paleorelevo desenvolvido sobre a plataforma carbonática preexistente. A dissolução parcial da rocha deu origem à formação de um reservatório localmente muito poroso, com desenvolvimento de *vugs*, cavernas e dolinas. A deposição dos folhelhos da Formação Urucutuca sobre o paleorelevo propiciou situação ideal para o trapeamento do hidrocarboneto.

(Originais recebidos em 13.03.90.)

ABSTRACT – The Lagoa Piabanha Field, located in the Espírito Santo Basin, displays a 170 m oil column in a deposit of only 0.46 km². The reservoir is composed of carbonates of the Regência Member, Barra Nova Formation. The structural model adopted during discovery activities and later detailed during field development suggested that the differences in depth observed at the level of the top of the Regência Member were a consequence of faultings associated with the structuring of the Albo-Cenomanian carbonate platform. The present paper offers an alternative interpretation, according to which these carbonates were shaped by the erosion that gave birth to the Regência Canyon; the shape of the field is simply that of a paleo-relief developed over a pre-existing carbonate platform. The partial dissolution of the rock prompted the formation of a locally very porous reservoir, where *vugs*, caverns, and dolines evolved. Deposition of the Urucutuca Formation shales over the paleo-relief created ideal conditions for hydrocarbon trapping.

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

1 – INTRODUÇÃO

O Campo de Lagoa Piabanha está situado na parte sul da Plataforma de Regência, próximo à borda norte do *Paleocanyon* de Regência, Bacia do Espírito Santo, Brasil (fig. 1). A coluna estratigráfica da Plataforma de Regência é apresentada na figura 2. O campo foi descoberto pela PETROBRÁS em maio de 1984, através do poço 1-LPB-1-ES, que testou uma estrutura dômica mapeada pela sísmica ao nível do Membro Regência da Formação Barra Nova, sotoposta aos folhelhos da Formação Urucutuca (fig. 3).

O poço descobridor atingiu os carbonatos Albianos do Membro Regência a -1 275 m e encontrou uma coluna de 170 m com hidrocarbonetos: 9 m de gás no topo, seguidos por 161 m de óleo pesado (11 °API). O 1-LPB-1-ES foi perdido após sua perfilagem e reperfurado como poço desviado, atingindo o reservatório com óleo a -1 301 m, ou seja, 26 m estruturalmente mais baixo.

A completação do poço desviado, 1-LPB-1A-ES, valendo-se de um sistema de elevação artificial com mistura de um óleo mais leve, trouxe uma grata surpresa: apesar

1 - Setor de Geologia de Desenvolvimento da Bahia e Espírito Santo (SEGES), Divisão de Interpretação da Região Nordeste Meridional e Espírito Santo (DIRNEM), Departamento de Exploração (DEPEX), Av. República do Chile, 65, Centro, CEP 20035, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

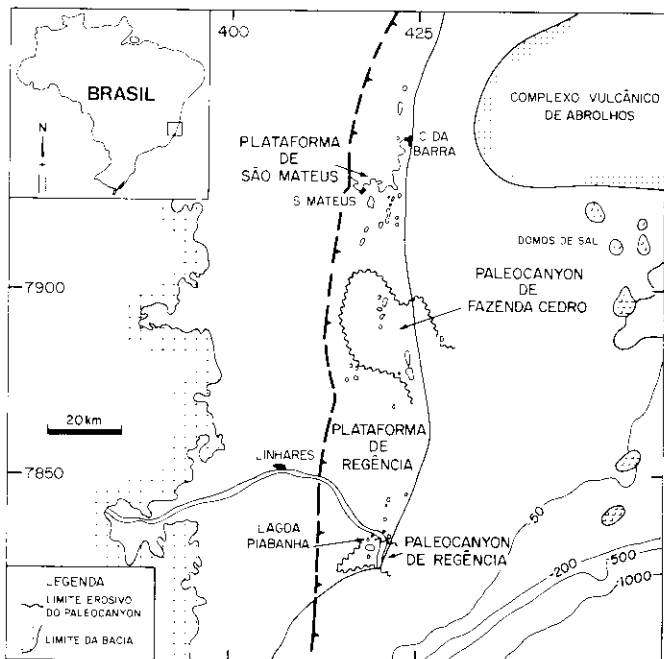


Fig. 1 - Mapa de localização dos campos da Bacia do Espírito Santo.
Fig. 1 - Location map of fields in Espírito Santo Basin.

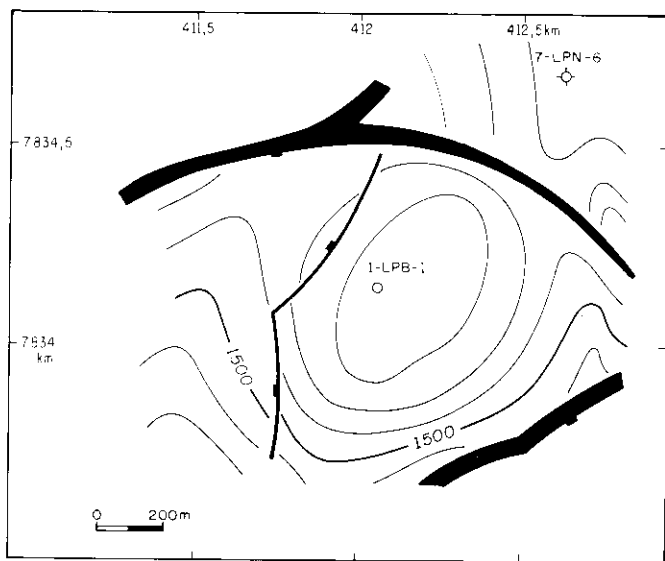


Fig. 3 - Mapa estrutural sísmico ao nível do Membro Regência, Formação Barra Nova, que deu origem ao poço 1-LPB-1-ES (DESUD/DINTER/SEBAT, 1983), I.C.: 20 m.

Fig. 3 - Seismic structural map at level of Regência Member, Barra Nova Formation, which motivated the perforation of well 1-LPB-1-ES (DESUD/DINTER/SEBAT, 1983). Contour interval = 20 m.

da alta viscosidade do óleo, mais de 100 m³ diários de óleo foram produzidos, resultado este atribuído à presença de fraturas no reservatório.

A jazida, hoje totalmente delimitada e desenvolvida através da perfuração de 23 poços, possui 0,46 km² de área, e volume explotável pro-

vado de 2,6 milhões de m³. O fator de recuperação primária estimado é de 12% e a produção acumulada de óleo, obtida através de 14 poços produtores, atingiu a 267 000 m³ (10,2% do volume provado) em 30 de julho de 1989. Atualmente a produção diária do campo é de 15 m³ de óleo e está seriamente comprometida com o aumento da

produção de água, responsável pelo fechamento de diversos poços.

2 - HISTÓRICO DO MAPEAMENTO DO CAMPO

À luz dos dados obtidos no poço descobridor 1-LPB-1-ES, a equipe de interpretação do Distrito de Exploração do Sudeste processou

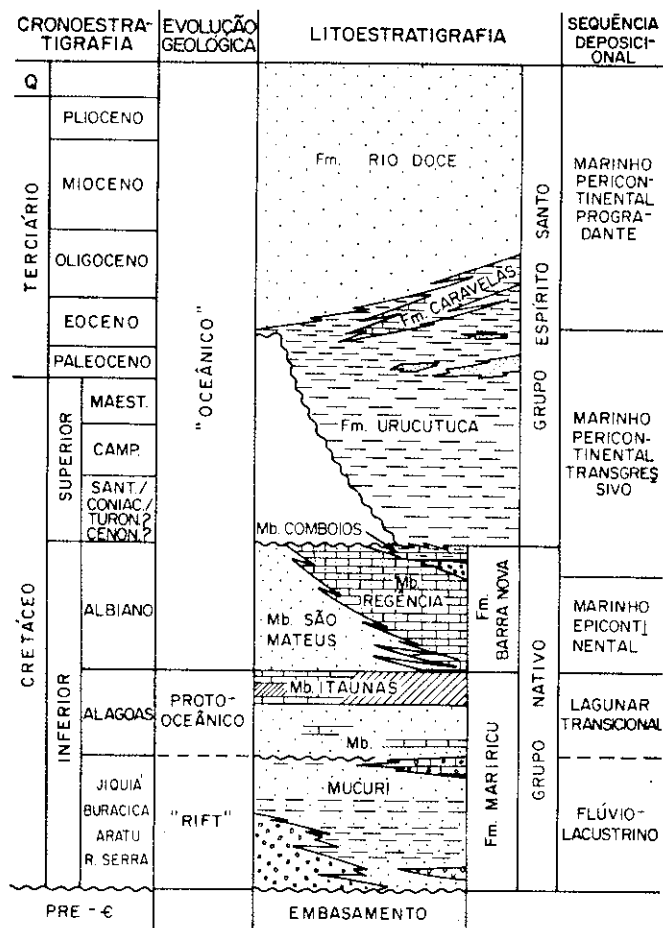


Fig. 2 - Coluna estratigráfica da Bacia do Espírito Santo (Heinerici et al. 1983).

Fig. 2 - Stratigraphic column of Espírito Santo Basin (Heinerici et al. 1983).

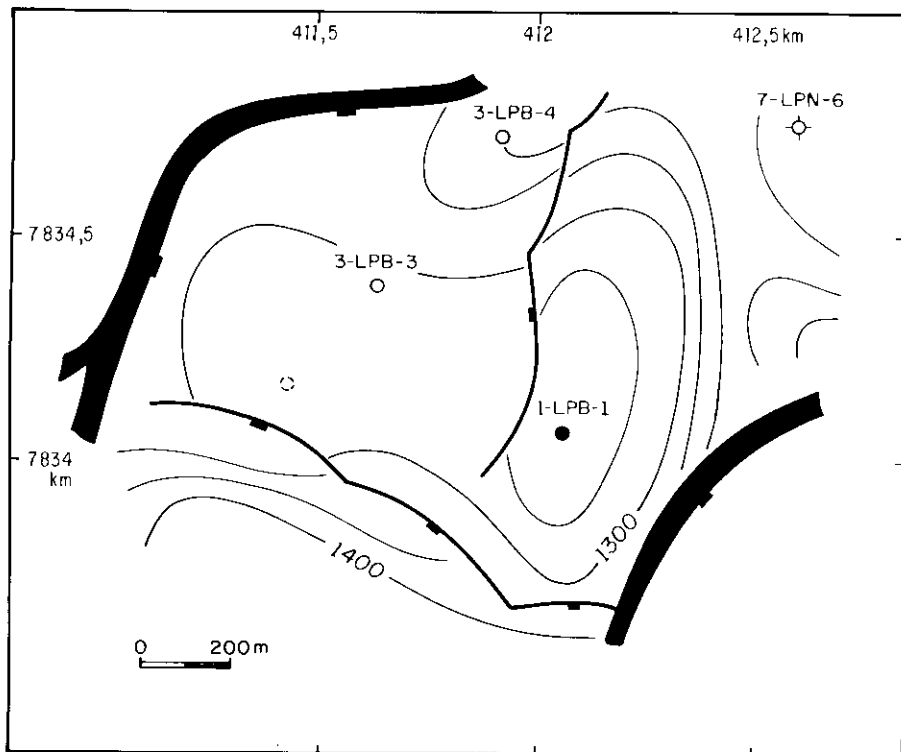


Fig. 4 - Mapa estrutural sísmico ao nível do Membro Regência, Formação Barra Nova, que deu origem aos poços 3-LPB-3-ES e 3-LPB-4-ES (DESUD/DINTER/SEBAT, 1984), I.C.: 20 m.

Fig. 4 - Seismic structural map at level of Regência Member, Barra Nova Formation, which motivated the perforation of wells 3-LPB-3-ES and 3-LPB-4-ES (DESUD/DINTER/SEBAT, 1984). Contour interval = 20 m.

os reajustes necessários na estrutura do prospecto original, visando a aprovação de locações para delimitação da jazida, sem efetuar alterações substanciais na estruturação sísmica interpretada (fig. 4). A diferença de 26 m encontrada no topo do Carbonato Regência nos poços 1-LPB-1-ES e 1-LPB-1A-ES, afastados apenas 60 m entre si no objetivo, foi interpretada como resultado de uma pequena falha entre os dois poços (fig. 5).

Com base na interpretação sísmica ajustada aos novos dados, foram aprovadas três locações delimitatórias nas partes oeste e noroeste da estrutura, a uma distância média de 600 m do poço descobridor (fig.4). Destas, duas resultaram secas (3-LPB-3-ES e 3-LPB-4-ES, a noroeste) e uma não foi perfurada.

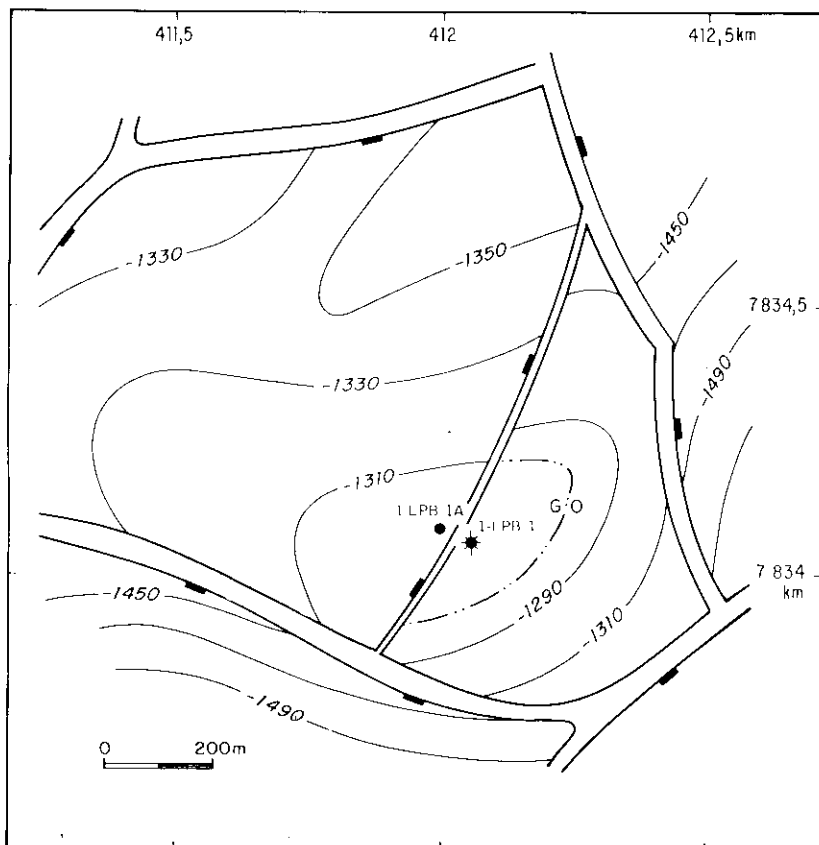


Fig. 5 - Mapa estrutural no topo dos reservatórios carbonáticos (DESUD/DINTER/SEGED, 1984), I.C.: 20 m.

Fig. 5 - Structural map at top of carbonate reservoirs (DESUD/DINTER/SEGED 1984). Contour interval = 20 m.

Em virtude desse insucesso, optou-se pela perfuração de poços com espaçamento de 250 m para o desenvolvimento da jazida. O primeiro (7-LPB-5-ES), perfurado a nordeste do 1-LPB-1-ES, encontrou o topo da seção carbonática do Membro Regência a -1349 m, 74 m estruturalmente mais baixo que no pioneiro, e detectou, sobreposta a esta seção, uma coluna de carbonatos retrabalhados (Membro Comboios), com indícios de óleo em fraturas (fig. 6). No 7-LPB-6-ES, na borda sudeste da estrutura, o topo do reservatório Regência está a -1436 m, ou seja, 161 m estruturalmente mais baixo que no pioneiro e não contém hidrocarboneto. Neste poço ocorreu a descoberta de um novo reservatório produtor, na seção carbonática do Membro Regência, independente e abaixo da ocorrência do poço 1-LPB-1-ES.

Nesta época foi realizado novo mapeamento integrando dados de

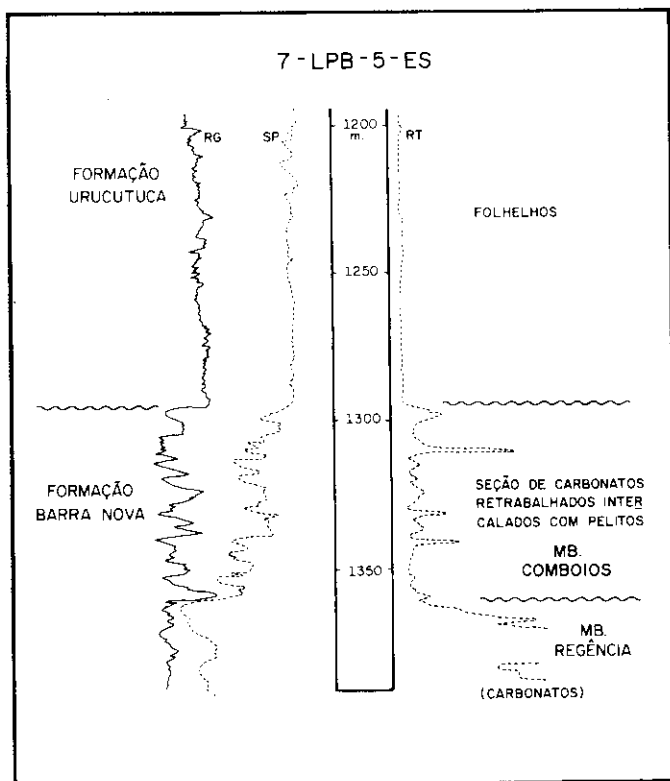


Fig. 6 - Perfil do Poço 7-LPB-5-ES.
Fig. 6 - Log of well 7-LPB-5-ES.

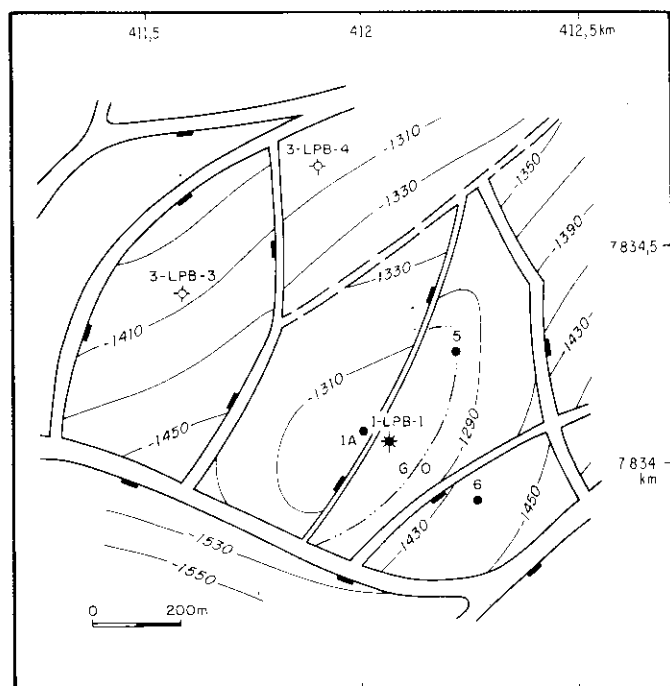


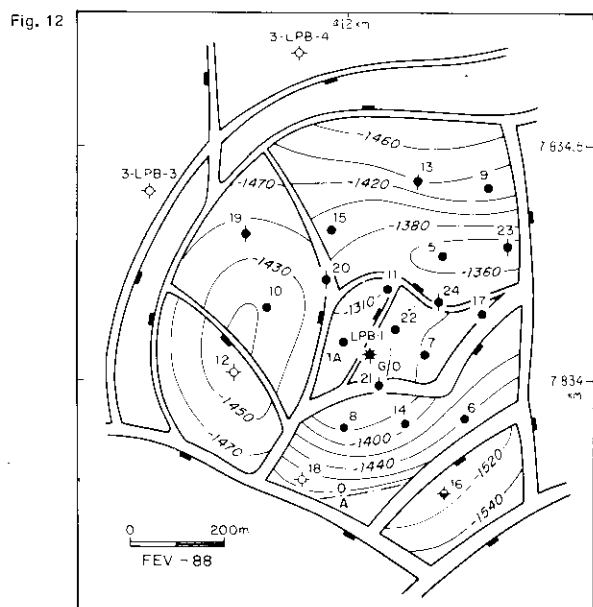
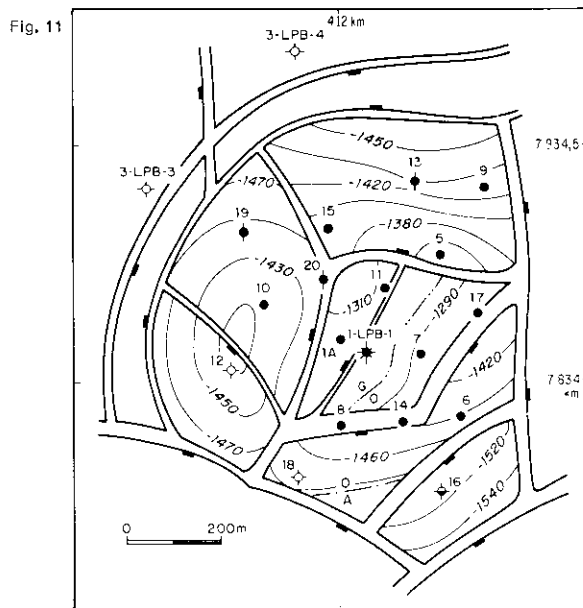
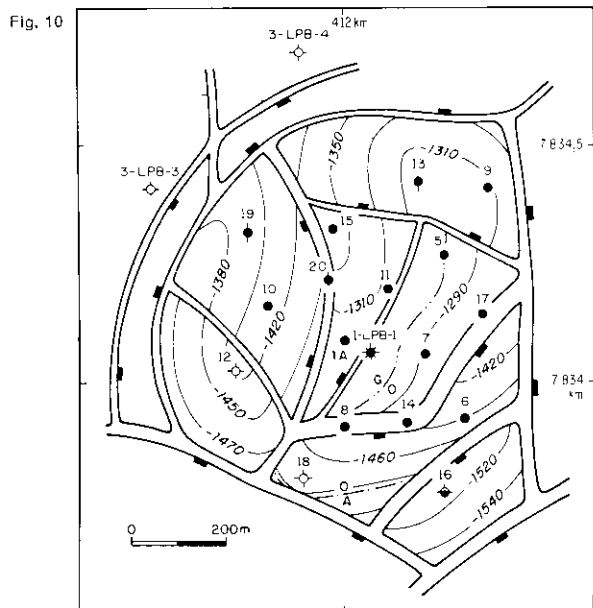
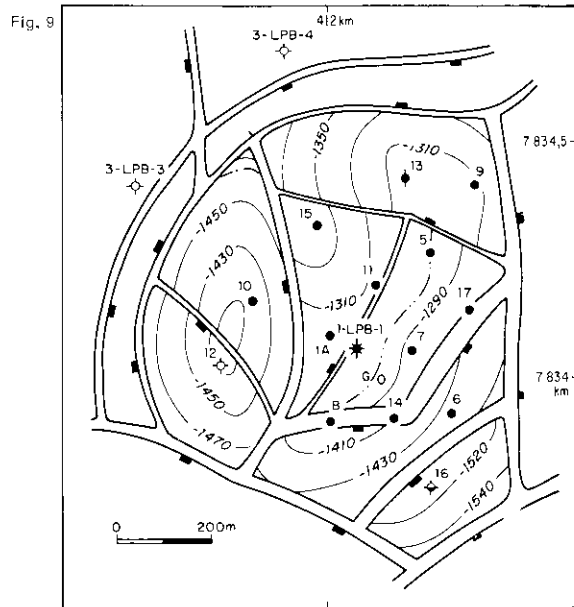
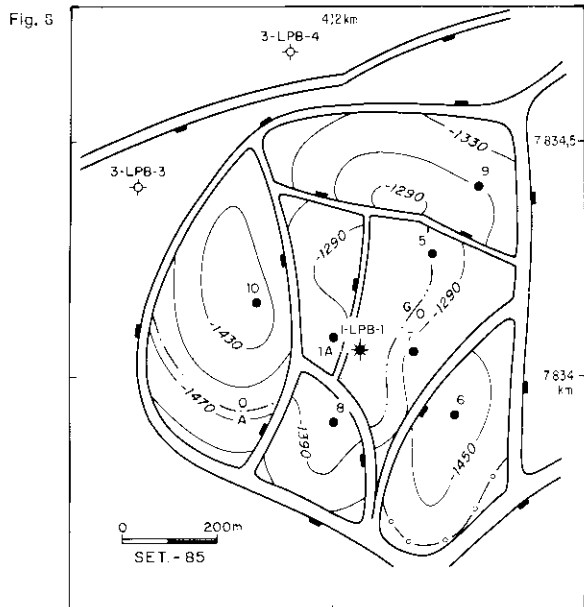
Fig. 7 - Mapa estrutural no topo dos reservatórios carbonáticos (DESUD/DINTER/SEGED, 1985), i.C.: 20 m.
Fig. 7 - Structural map at top of carbonate reservoirs (DESUD/DINTER/SEGED, 1985). Contour interval = 20 m.

subsuperfície e de geofísica, sendo considerados como topo do reservatório os carbonatos do Membro Regência ou Comboios, indistintamente. Nesta reinterpretação estrutural, os desníveis entre os poços 1-LPB-1-ES e 7-LPB-6-ES, 1-LPB-1A-ES e 3-LPB-3-ES e, entre o 3-LPB-4-ES e 3-LPB-3-ES, bem como a ocorrência de óleo em maior profundidade no 7-LPB-6-ES, foram explicados por falhamentos (fig. 7).

O desenvolvimento do campo prosseguiu com a perfuração de mais quatro poços: 7-LPB-7-ES, 7-LPB-8-ES, 7-LPB-9-ES e 7-LPB-10-ES. Nos poços 7-LPB-7-ES e 7-LPB-9-ES foi encontrada a seção de carbonatos retrabalhados (Membro Comboios). No 7-LPB-9-ES e no 7-LPB-10-ES, mais uma vez, foram identificadas acumulações independentes, também situadas estruturalmente abaixo da principal. A reinterpretação geológica efetuada após a perfuração desses poços valeu-se novamente de falhamentos para "isolar" blocos e explicar desníveis acentuados do topo do reservatório entre os poços, aumentando a complexidade da estrutura (fig. 8).

Sete poços, todos de lava, foram perfurados a seguir (7-LPB-11 a 7-LPB-17-ES), sendo necessários alguns acertos no posicionamento de falhas para atender a novas situações estruturais (fig. 9).

O desenvolvimento continuou com a perfuração dos poços 7-LPB-18-ES, seco, ao sul; 7-LPB-19-ES, subcomercial, a noroeste; e 7-LPB-20-ES, subcomercial, na seção de carbonatos retrabalhados, 130 m a norte do 1-LPB-1A-ES, que já havia produzido 59 000 m³ de óleo (fig. 10).



Figs. 8, 9, 10, 11, 12 - Sequência de mapas estruturais no topo dos reservatórios carbonáticos, mostrando as mudanças que foram efetuadas durante o desenvolvimento do campo. Nos mapas referentes às figuras 11 e 12 foi excluída a seção de carbonatos retrabalhados. (DESUD/DINTER/SEGED, 1985/1988), I.C.: 20 m.

Figs. 8, 9, 10, 11 and 12 - Sequence of structural contour maps at top of carbonate reservoirs, showing changes made during field development. The reworked carbonate section was excluded from maps in figures 11 and 12 (DESUD/DINTER/SEGED, 1985-88). Contour interval = 20 m.

Até então conhecia-se muito pouco a respeito dos reservatórios do campo, tanto em relação ao reservatório principal do Membro Regência, como também quanto à potencialidade de produção da seção retrabalhada; somente no 7-LPB-5-ES havia sido cortado um testemunho.

Após ampla discussão sobre a geologia e o histórico de produção do campo, foi decidida a perfuração de poços em malha reduzida, na parte central da jazida, sem atingir o contato óleo/água, e a realização de uma testemunhagem representativa.

Nessa época tentou-se também produzir óleo a partir da seção retrabalhada do poço 7-LPB-9-ES, sem resultado positivo. Em função

disso novo mapeamento foi realizado, desta vez ao nível do topo do Membro Regência, excluindo-se a seção retrabalhada (fig. 11).

Os poços 7-LPB-21-ES, 7-LPB-22-ES, 7-LPB-23-ES e 7-LPB-24-ES, perfurados a seguir, não obtiveram os resultados esperados (50 m³ de óleo por dia, por poço), sendo que dois deles (7-LPB-23-ES e 7-LPB-24-ES) nada produziram até o presente.

No mapeamento final realizado, mantendo o padrão estrutural adotado, foi necessário recorrer a falhamentos sinuosos para explicar os grandes desníveis que continuavam a ocorrer no topo do reservatório, na parte interna do campo (fig. 12).

3 - ALTERNATIVA DE INTERPRETAÇÃO ESTRUTURAL

A grande quantidade de falhamentos utilizados na interpretação estrutural, e o fato desses falhamentos serem interpretados basicamente em função dos desníveis verificados no topo dos carbonatos e da existência de contatos óleo/água supostamente distintos, conduziu-nos a tentar uma interpretação alternativa para o campo: a ocorrência de um alto paleogeomórfico.

Devido à absoluta ausência de camadas-chave é impossível ou duvidosa a observação de faltas de seções ou deslocamentos de camadas na seqüência carbonática e na seção de folhelhos da Formação Urucutuca.

Fig. 13

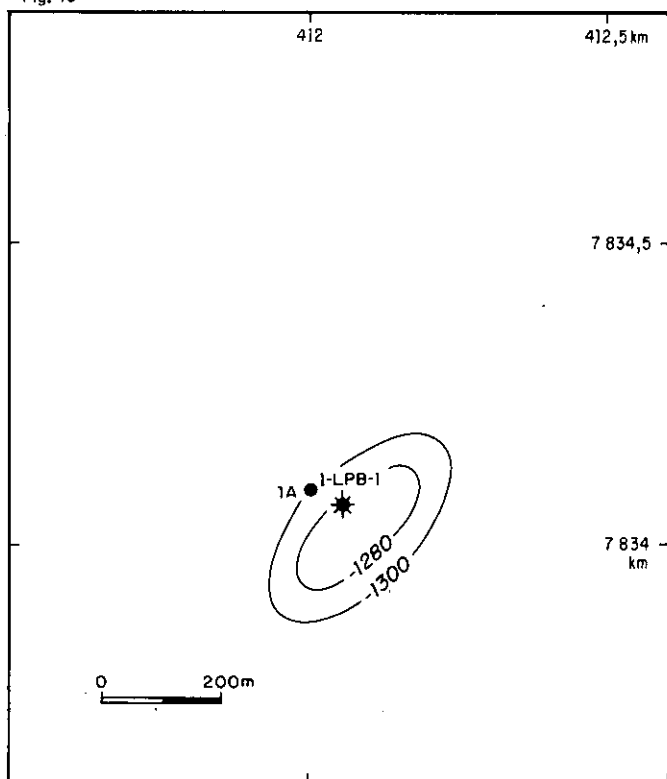
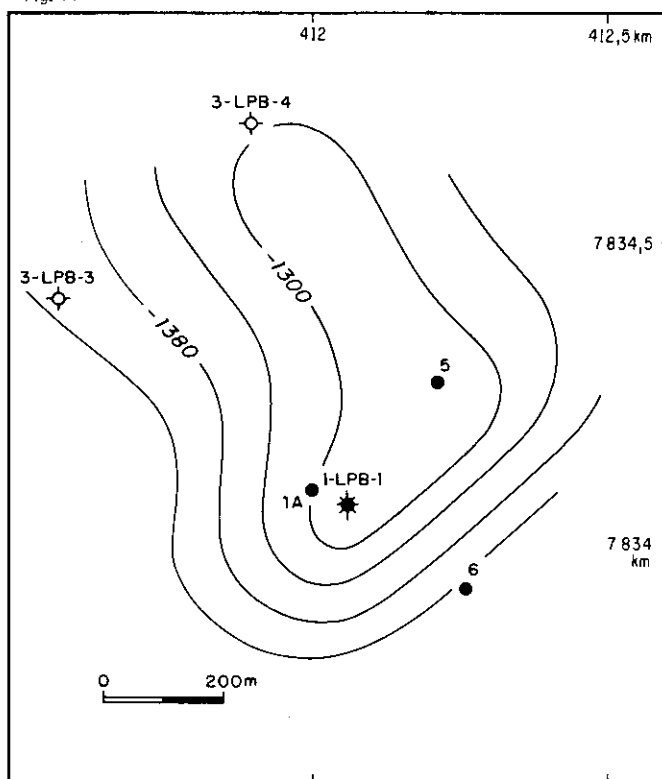


Fig. 14



Figs. 13 e 14 - Mapas de contorno no topo do reservatório carbonático. (DEPEX/DIRNEM/SEGES, 1988), I.C.: 40 m.

Figs. 13 and 14 - Contour maps at top of carbonate reservoir (DEPEX/DIRNEM/SEGES, 1988). Contour interval = 40 m.

Os reservatórios carbonáticos portadores de óleo encontram-se sobpostos aos folhelhos da Formação Urucutuca, havendo um período erosivo, bem conhecido e marcante, na área, entre os sedimentos das formações Barra Nova e Urucutuca.

Finalmente, seria pouco provável a ocorrência de falhas selantes separando carbonatos porosos com óleo, de um lado, e com água, do outro.

Em função dessas considerações o trabalho alternativo foi iniciado da maneira mais simples possível, ou seja: apenas contornando os dados do topo do reservatório em cada poço, deixando que eventuais anomalias fossem indicadas por diferentes padrões das curvas de contorno.

O primeiro mapa elaborado dessa maneira (fig. 13) foi feito à semelhança e coincidente com o ápice da estrutura sísmica que deu origem à aprovação da locação pioneira (fig. 3).

O segundo, elaborado após a perfuração de quatro poços subsequentes: 3-LPB-3-ES, 3-LPB-4-ES, 7-LPB-5-ES e 7-LPB-6-ES (fig. 14) resultou do ajuste dos contornos do mapa anterior aos novos dados obtidos e assemelha-se muito ao mapa sísmico atualizado após a perfuração do pioneiro descobridor (fig. 4).

Sucessivamente os mapas das figuras 15, 16, 17, 18 e 19 resultaram sempre da adaptação de um mapa precedente aos novos dados obtidos, não havendo nunca a necessidade de grandes reparos para as atualizações. Desta maneira, foi tomando forma a feição de um

Fig. 15

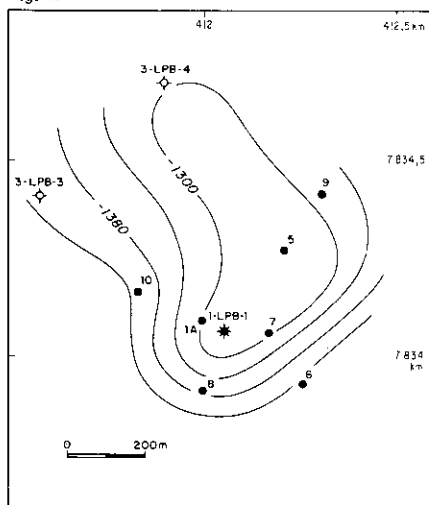


Fig. 16

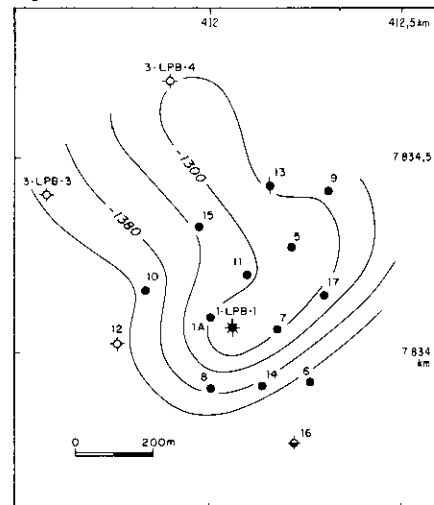


Fig. 17

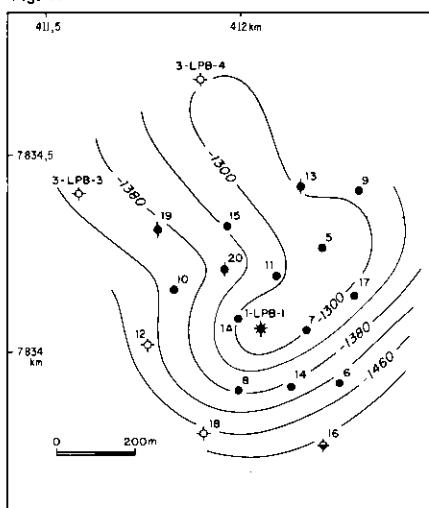


Fig. 18

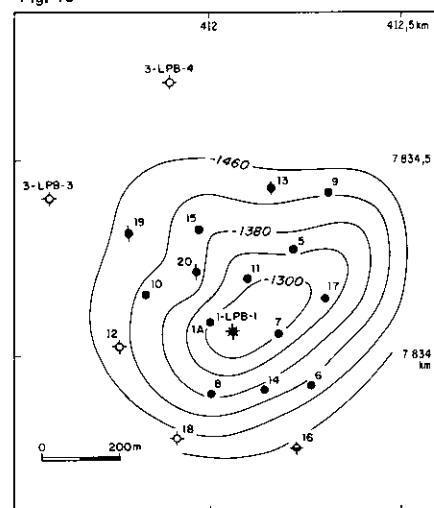
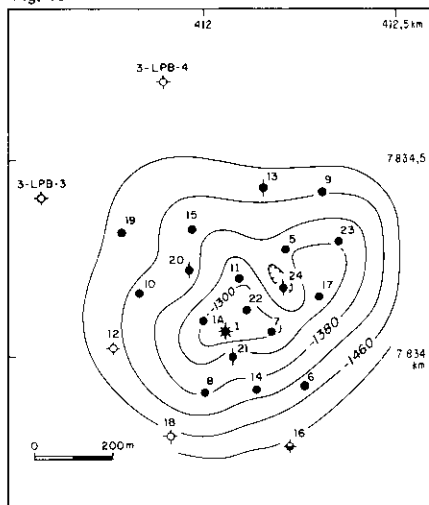


Fig. 19



Figs. 15, 16, 17, 18 e 19 - Sequência de mapas de contorno estrutural no topo dos reservatórios carbonáticos. Nos mapas referentes às figuras 18 e 19 foi excluída a seção de carbonatos re trabalhados. (DEPEX/DIRNEM/SEGES, 1988). I.C.: 40 m.

Figs. 15, 16, 17, 18 and 19 - Sequence of structural contour maps at top of carbonate reservoirs. Reworked carbonate section was excluded from maps in figures 18 and 19 (DEPEX/DIRNEM/SEGES, 1988. Contour interval = 40 m.

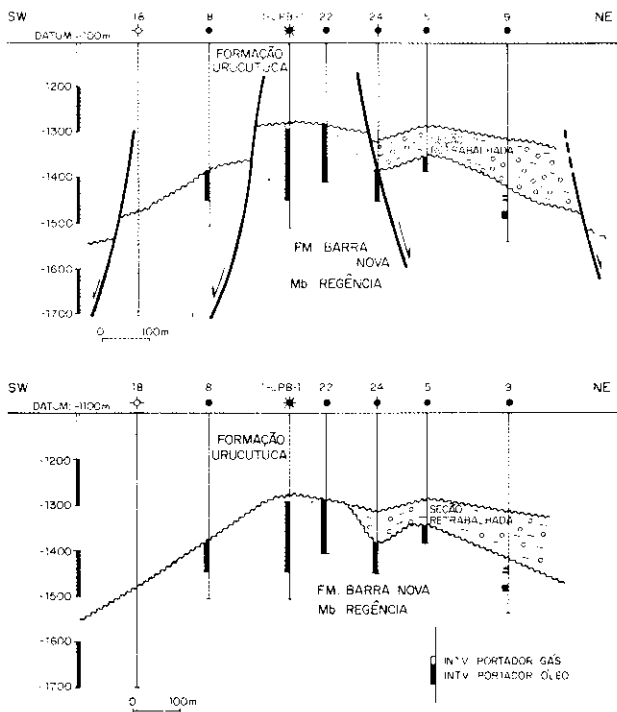


Fig. 20 - Seção geológica sudoeste-nordeste, mostrando as diferenças entre as duas interpretações. (DESUD/DINTER/SEGED, 1986 e DEPEX/DIRNEM/SEGES, 1988).

Fig. 20 - Southwest/northeast geologic section, showing differences between the two interpretations (DESUD/DINTER/SEGED, 1986 and DEPEX/DIRNEM/SEGES, 1988).

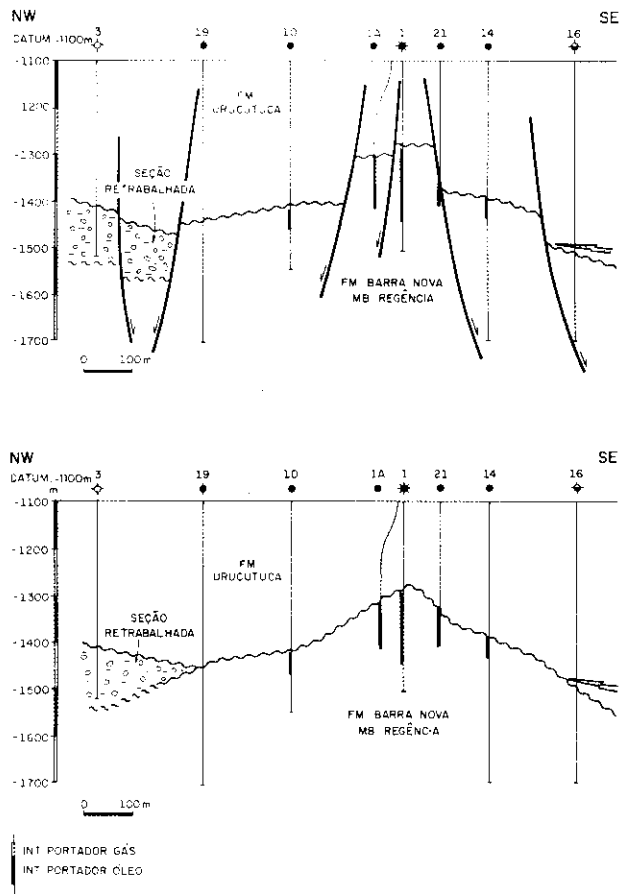


Fig. 21 - Seção geológica noroeste-sudeste, mostrando as diferenças entre as duas interpretações. (DESUD/DINTER/SEGED, 1986 e DEPEX/DIRNEM/SEGES, 1988).

Fig. 21 - Northwest/southeast geologic section, showing differences between the two interpretations (DESUD/DINTER/SEGED, 1986 and DEPEX/DIRNEM/SEGES, 1988).

paleoalto ao nível dos carbonatos da Formação Barra Nova, Membro Regência.

Os mapas das figuras 8, 9, 10, 11 e 12 indicam intensa movimentação do pacote carbonático, havendo, por isso, mudanças mais significativas de um mapeamento para outro, quer relacionadas aos falhamentos interpretados, quer relacionadas às curvas de contorno.

As seções geológicas transversais noroeste-sudeste e sudoeste-nordeste mostram, comparativamente, as diferenças entre as duas interpretações (figs. 20 e 21).

Mais recentemente, tendo-se já a idéia de que a acumulação de Lagoa Piabanha assemelhava-se a uma típica trapa paleogeomórfica, outros dados se somaram, corroborando com a nova interpretação. As altas porosidades secundárias na forma de pequenos *vugs* e cavernas, observadas nos testemunhos do 7-LPB-20-ES, sugerem exposição dos carbonatos da Formação Barra Nova ao final do Cretáceo Médio-Superior. Por sua vez, as ocorrências de "queda livre" da coluna durante a perfuração da sequência carbonática, em alguns poços, evidenciam a presença de cavernas com metros de extensão vertical.

Por outro lado, a ausência de impregnação de óleo nas rochas que não apresentam macroporosidade, como observado nos testemunhos do 7-LPB-5-ES e 7-LPB-20-ES, mostram que estas acumulações na Formação Barra Nova estão relacionadas às condições de porosidade preexistentes na época da migração; assim, as variações de porosidade condicionam os limites das acumulações, possibilitando a existência dos diversos reservatórios independentes.

Na alternativa de interpretação proposta, desníveis de até 100 m, que ocorrem entre poços que dis-

tam apenas 110 m (vide situação do poço 7-LPB-24-ES na figura 20), podem ser explicados a partir do colapso do teto de cavernas, formando dolinas.

4 – CONCLUSÃO

No novo modelo de interpretação, as ocorrências de petróleo nos reservatórios carbonáticos da Formação Barra Nova, na área estudada, estão condicionadas à presença de macroporosidade em paleorelievos relacionados à superfície de erosão

e à existência do selo efetivo propiciado pelos folhelhos da Formação Urucutuca.

A concepção proposta parece ser bastante mais simples que o modelo estrutural adotado durante o desenvolvimento do campo. Sua aplicação pode ser utilizada em outras acumulações similares que ocorrem na parte sul da Plataforma de Regência, bem como em quaisquer outras que estejam relacionadas à discordância pré-Urucutuca, simplificando as estruturas até hoje propostas.

BIBLIOGRAFIA

- HEINERICI, J., TIBANA, P., WINTER, W. *Evolução Tectono-Sedimentar da Plataforma de Regência, Bacia do Espírito Santo*. Rio de Janeiro: PETROBRÁS/DEPEX/DESUD/DINIER, 1983 (Relatório Interno).
- RODRIGUES, V.F. *et al. Cimentações Primárias no Campo de Lagoa Piabanha*. São Mateus, ES: PETROBRÁS / DEPRO / DEPEX / DIES, 1976. (Relatório Interno).

EXPANDED ABSTRACT

The Lagoa Piabanha Field is located on the northern edge of the Regência Canyon in the Espírito Santo Basin, Brazil. It was discovered in May 1984, when well 1-LPB-1-ES, which produces 11° API oil, reached the Regência Member of the Barra Nova Formation and detected a 170 m column of hydrocarbons. The deposit has an area of only 0.46 km², a proved volume of 2.6 million m³ of oil, and a primary recovery factor of 12%. It has so far produced 267 000 m³ (10.2%) through fourteen wells.

The mappings undertaken during field development relied on a complex structural model that took into account the presence of innumerable faults, which were based on the sometimes sharp differences in level observed

at the top of the carbonate reservoir of the Regência Member. This paper presents an alternative interpretation of hydrocarbon accumulation in this field.

Through core sampling it was determined that the reservoir contains abundant vugs and microcaverns, and drilling activities suggested that some wells may contain caverns. It is thus possible to hypothesize that the Barra Nova Formation was affected by the excavation of the Regência Canyon during the Middle-Late Cretaceous. This produced an irregular topography, later covered by the pelitic sediments of the Urucutuca Formation. Within this context, it may be suggested that the differences in levels observed at the top of the

Regência Member carbonates are related to the shape of a paleo-relief.

Using this line of reasoning, it became easier to adjust the map at the top of the reservoir as well data were introduced. Furthermore, a simpler interpretation was made possible, that is, that the Lagoa Piabanha field represents a paleo-relief sealed by the shales of the Urucutuca Formation.

The proposed alternative interpretation, which does not take faults into account, may also be valid for other fields that produce from the same carbonate section in the southern area of the Regência Platform and that were affected by Pre-Urucutuca erosion.

