

RASTREAMENTO DAS FÁCIES DIAGENÉTICAS E DA PERMEABILIDADE QUALITATIVA DA FORMAÇÃO SERGI (CAMPO DE SESMARIA, BACIA DO RECÔNCAVO, BAHIA) POR MEIO DE PERFIS ELÉTRICOS

Hélio Sérgio Rocha Lima e Silva⁽¹⁾

RESUMO — A análise detalhada de testemunhos demonstra que as condições de permoporosidade da Formação Sergi (principal reservatório do Campo) são controladas por cinco fácies Diagenéticas e também por apreciáveis quantidades de óleo pesado (residual). A identificação de tais parâmetros e o comportamento da permeabilidade do reservatório nos poços não testemunhados tornou-se possível através da análise combinada e detalhada de curvas geradas direta ou indiretamente dos perfis elétricos.

(Originais recebidos em 11-XII-86.)

INTRODUÇÃO

O Campo de Sesmaria, localizado no compartimento nordeste da Bacia do Recôncavo, foi descoberto em 1966 e é produtor de óleo, principalmente na Formação Sergi. A acumulação nos reservatórios dessa formação não se encontra totalmente delimitada, apesar do bom controle estrutural da área. Dois fatores dificultam o dimensionamento da jazida:

- contato óleo-água ainda não detectado nem mesmo nos poços da periferia do campo;
- presença de faixas não produtoras decorrentes da obliteração localizada do meio poroso da rocha, causada pela ação da diagênese e por óleo pesado (residual), que age como cimento.

A análise das características texturais e das estruturas sedimentares de 360 m de testemunhos contínuos cortados em três poços do campo permitiu a identificação de sete litofácies na Formação Sergi, que se agrupam em três associações faciológicas, denominadas — da base para o topo da unidade — de Sergi Distal, Sergi Mediano e Sergi Proximal. Essas associações são definidas com base em tipos litológicos predominantes (um ou mais), com características diagenéticas semelhantes e padrões de perfis distintos, principalmente nas curvas de raio gama e resistividade, sendo mapeáveis em nível de campo (ZABALAGA *et alii*, 1983).

O Sergi Distal é constituído de arenitos — que variam de médios a muito finos — e de lamitos arenosos; ocorrem, todavia, freqüentemente zonas com clorita autigênicas. No Sergi Mediano predominam arenitos de médios a finos, com freqüentes níveis de paleossolo (caliche). O Sergi Proximal é marcado pela predominância de arenitos que vão dos grosseiros aos conglomeráticos e pela freqüência de zonas com argilas de infiltração mecânica (ZABALAGA *op. cit.*).

Até o presente momento, a história do campo retrata duas fases distintas:

- Primeira fase (de 1966 até final de 1981): foram perfurados dezesseis poços, dos quais seis foram abandonados como secos e antieconômicos, e dez, revestidos para a produção de óleo. A produção média diária inicial dos poços foi em torno de 5 m³/d, e o tempo médio de perfuração, de 60 dias (fig. 1).
- Segunda fase (a partir do final de 1981): foram perfurados trinta e dois poços, e somente um foi abandonado como seco. A produção média diária inicial por poço foi de 20 m³/d, e o tempo médio de perfuração baixou para 20 dias (fig. 1). O melhor desempenho nessa segunda fase se deve, principalmente, ao melhor entendimento da geometria interna da Formação Sergi, que, segundo se pôde observar, é fortemente controlada por fatores diagenéticos e pela presença de óleo pesado (residual) (ZABALAGA *et alii*, 1983). Nessa fase,

1 - Setor de Geologia de Desenvolvimento I, Divisão de Interpretação, Distrito de Exploração da Bahia.

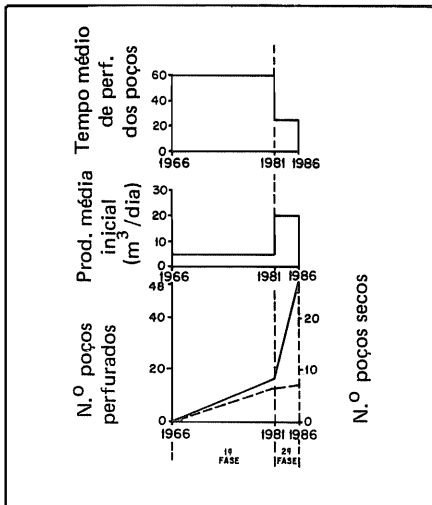


Fig. 1 - Resumo dos resultados obtidos até setembro de 1986 no Campo de Sesmaria (BA).

adotou-se como sistemática o fraturamento, tanto nos poços recém-perfurados como em alguns poços antigos, objetivando-se maior intercomunicação entre zonas de características permoporosas distintas no reservatório. Dessa forma, elevou-se o potencial produtor de cada poço.

2 - EVOLUÇÃO DIAGENÉTICA DA FORMAÇÃO SERGI

A análise de 138 lâminas delgadas mostrou que os mais altos teores de cimento na Formação Sergi, nos campos da Bacia do Recôncavo, são encontrados no Campo de Sesmaria. Essa constatação permite inferir que seus reservatórios foram fortemente influenciados pela diagênese, cuja evolução se processou em cinco fases distintas e sucessivas, quais sejam:

- Fase I (Fácies Diagenética 1): argilas de infiltração mecânica (ilitas e camadas mistas) na zona vadosa dos depósitos de canal, relacionadas ao rebaixamento do lençol freático, obliterando parte da porosidade primária da Formação Sergi. Não foram encontrados testemunhos dessa fase na parte inferior da Formação (Sergi Distal), possivelmente por não haver, à época da deposição do mesmo, uma topografia que estimulasse o processo.
- Fase II (Fácies Diagenética 2): crescimento secundário de quartzo e feldspato. Essa fácies não assume destaque na obliteração da porosidade restante da fase I, pois o crescimento de quartzo e feldspato não ocorre com intensidade na Formação Sergi.

- Fase III (Fácies Diagenética 3): precipitação de cimento calcífero, com preenchimento de todos os poros restantes da fase II. Registros desta fase são encontrados em toda a Formação Sergi.
- Fase IV (Fácies Diagenética 4): dissolução de parte do cimento calcífero gerado na fase III, criando porosidade secundária. Essa fácies, também, é encontrada em toda a Formação Sergi, caracterizando-se por ser a porção potencialmente produtora.
- Fase V (Fácies Diagenética 5): precipitação de franjas e agregados caóticos de clorita autigênica, ocupando parte do espaço poroso gerado na fase anterior. Essa fácies não foi encontrada na porção superior da Formação (Sergi Proximal), sendo mais característica do Sergi Distal (ZABALAGA *et alii*, 1983).

A fácies IV, apesar de ser a porção potencialmente produtora, freqüentemente possui suas características de permoporosidade afetadas pela presença de óleo pesado (residual), que chega a agir como cimento. A presença de dois tipos distintos de óleo preenchendo as rochas reservatórios faz supor que os mesmos foram gerados e migrados em duas fases distintas (DE ROS, 1985).

3 - RECONHECIMENTO DAS FÁCIES DIAGENÉTICAS E DAS ZONAS COM ÓLEO PESADO (RESIDUAL) ATRAVÉS DOS PERFIS ELÉTRICOS

As Fácies Diagenéticas foram definidas em testemunhos através de petrografia sistemática. O rastreamento das Fácies Diagenéticas assim definidas é feito com auxílio dos perfis obtidos através das ferramentas ISF (*Induction Spheric Focused Log*), FDC (*Formation Density Compensated*) ou LDT (*Litho-Density Tool*), CNL (*Compensated Neutron Log*) e NGT (*Natural Gamma Ray Spectrometry Tool*) (WEC - Schlumberger, 1985). O perfil obtido através desta última ferramenta é o registro da medida espectrométrica dos raios gama naturais emitidos pelos elementos radioativos mais freqüentes nas rochas, quais sejam, potássio, urânio e tório.

Intervalos com alto volume de argilas radioativas (ilitas e camadas mistas) e baixos valores de porosidade corrigida, identificam no Sergi Proximal e Mediano as Fácies Diagenéticas 1. Já no Sergi Distal, intervalos com essas caracte-

terísticas correspondem aos lamitos arenosos ou arenitos muito argilosos, característicos deste intervalo (fig. 2 a e b).

Os intervalos caracterizados por baixo volume de argilas, baixos teores de porosidade e também por altas resistividades correspondem às zonas onde se desenvolveram as Fácies Diagenéticas 2 ou 3 (crescimento secundário de quartzo e feldspato ou precipitação de cimento calcífero - fig. 2 b).

Intervalos com valores relativamente altos de porosidade, baixos volumes de argila e resistividade relativamente alta caracterizam as zonas potencialmente produtoras (Fácies Diagenética 4: dissolução de cimento calcífero - fig. a e b).

As zonas com baixos teores de argilas radioativas (ilitas e camadas mistas), valores relativamente altos de porosidade, valores bem baixos de resistividade que estejam na parte inferior da Formação Sergi, são correspondentes às partes afetadas pelo crescimento autigênico de clorita (argilas não radioativas), caracterizando a Fácies Diagenética 5. Também auxiliam na identificação dessa fácies, ainda que de forma menos significativa, os seguintes parâmetros:

- Baixos teores de urânio (funciona em 70% dos casos).
- Razão tório-potássio maior ou igual a 2 (funciona em apenas 20% das vezes).

A ocorrência de óleo pesado (residual) é geralmente associada a anomalias de urânio detectadas pela ferramenta NGT nas zonas caracterizadas como Fácies Diagenética 4 (dissolução de cimento calcífero), como se vê na figura 2a.

No poço 7-SI-17-BA (testemunhado), verificou-se uma correlação bastante razoável entre os dados obtidos pelo método em epígrafe e os identificados na rocha através de petrografia, conforme se observa na figura 3.

4 - PERMEABILIDADE QUALITATIVA DA FORMAÇÃO SERGI ATRAVÉS DOS PERFIS ELÉTRICOS

Analisando-se detalhadamente a influência individual de cada parâmetro de perfil na caracterização das diversas Fácies Diagenéticas e das zonas impregnadas com óleo pesado (residual), vê-se que:

- a) o produto da resistividade da rocha

(Rt) pela porosidade corrigida (ϕE) assume os valores mais altos diante das zonas potencialmente produtoras (Fácies Diagenética 4: dissolução de cimento calcífero), uma vez que é nestas condições que tanto a Rt como a ϕE são altas. Já nas zonas argilosas, a Rt é baixa (Fácies Diagenética 1: argilas de infiltração mecânica; Fácies Diagenética 5: cloritas autigênicas, lamitos arenosos e arenitos argilosos do Sergi Distal) e, nas zonas caracterizadas como sendo Fácies Diagenética 2 ou 3 (crescimento secundário de quartzo e feldspato ou precipitação de cimento calcífero), a porosidade é bastante baixa;

b) o volume de urânio na rocha (Vu) está relacionado principalmente à presença não só de argilas do tipo ilita e camadas mistas (argilas radioativas) como também de zonas com óleo pesado (residual). Daí se conclui

que, se o Vu for alto, o reservatório não deve ter boas condições de permeabilidade;

c) levando-se em conta a análise dos parâmetros de perfis nos itens "a" e "b" supracitados, constatou-se que a expressão matemática abaixo indicada fornece de forma bastante razoável a permeabilidade qualitativa da Formação Sergi, conforme se observa quando se comparam as permeabilidades obtidas através de experimentos com amostras de rocha no laboratório e as obtidas por esse método (fig. 4).

É esta a expressão matemática da permeabilidade qualitativa da Formação Sergi:

$$\frac{\phi E \cdot Rt}{Vu^2 + 0,0001} = Kq$$

onde,

Kq — permeabilidade qualitativa obtida através dos perfis elétricos

ϕE — porosidade corrigida do volume de argilas radioativas (ilitas e camadas mistas)

Rt — resistividade da rocha

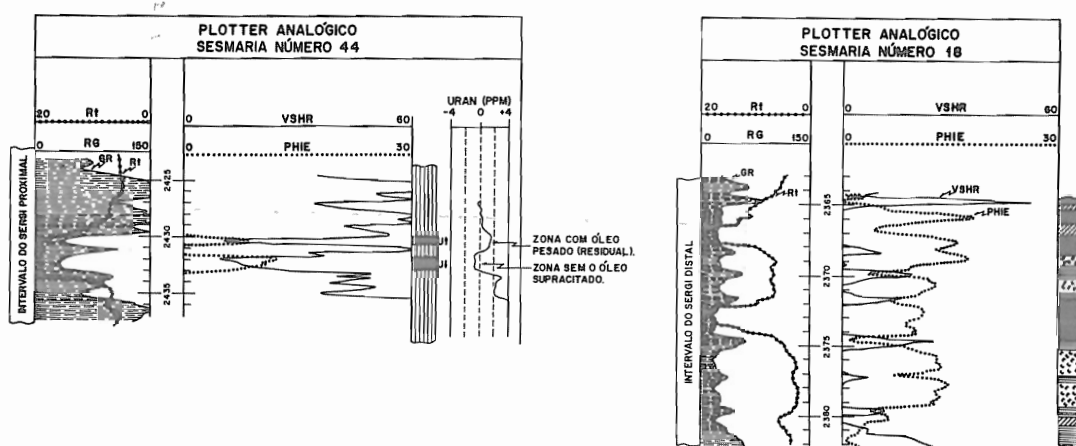
Vu — volume de urânio na rocha

0,0001 — constante

O termo "qualitativa", referente à permeabilidade da rocha, está sendo usado tendo em vista que o método aqui empregado não leva em conta os valores absolutos dos parâmetros de perfis, mas sim os valores relativos, que indicam zonas de diferentes qualidades em termos de permoporosidade. Portanto, pelo menos nesse estágio do trabalho, não é possível obter uma unidade qualitativa que venha a ser expressa em *milidarcy*.

a) Identificação das fácies diagenéticas 1 e 4 e das zonas impregnadas ou não com óleo pesado (residual), num intervalo do Sergi Proximal do poço 7-SI-44-BA.

b) Identificação das fácies 2, 3, 4 e 5, num intervalo do Sergi Distal do poço 7-SI-10-BA.



R1 Resistividade da rocha.

RG Raios gama

VSHR Volume de argilas radioativas (ilita e camadas mistas)

PHIE (ϕE) Porosidade corrigida do volume de argilas radioativas

▨ Fácies diagenética 1 (argilas de infiltração mecânica — ilita e camadas mistas)

▨ Fácies diagenética 2 ou 3 (crescimento secundário de quartzo e feldspato/precipitação de cimento calcífero)

▨ Fácies diagenética 4 (dissolução de cimento calcífero)

▨ Fácies diagenética 5 (precipitação de cloritas autigênicas)

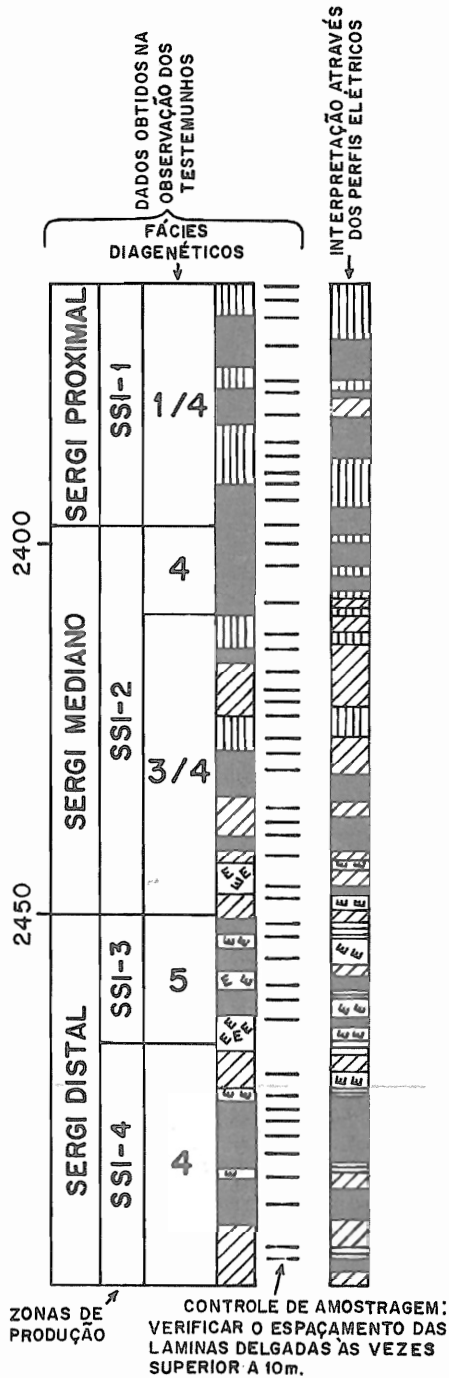
▨ Lamitos arenosos e arenitos muito argilosos característicos do Sergi Distal

▨ Zonas caracterizadas como sendo fácies diagenética 4, com teor de urânio anormalmente alto — presença de óleo pesado (residual)

▨ Zonas caracterizadas como sendo fácies diagenética 4, com teor de urânio anormalmente baixo — não ocorrência do óleo supracitado

Fig. 2 - Identificação de fácies diagenéticas e de zonas impregnadas com óleo pesado (residual), através de perfis elétricos, na Formação Sergi no Campo de Sesmaria.

POÇO: 7-SI-17-BA








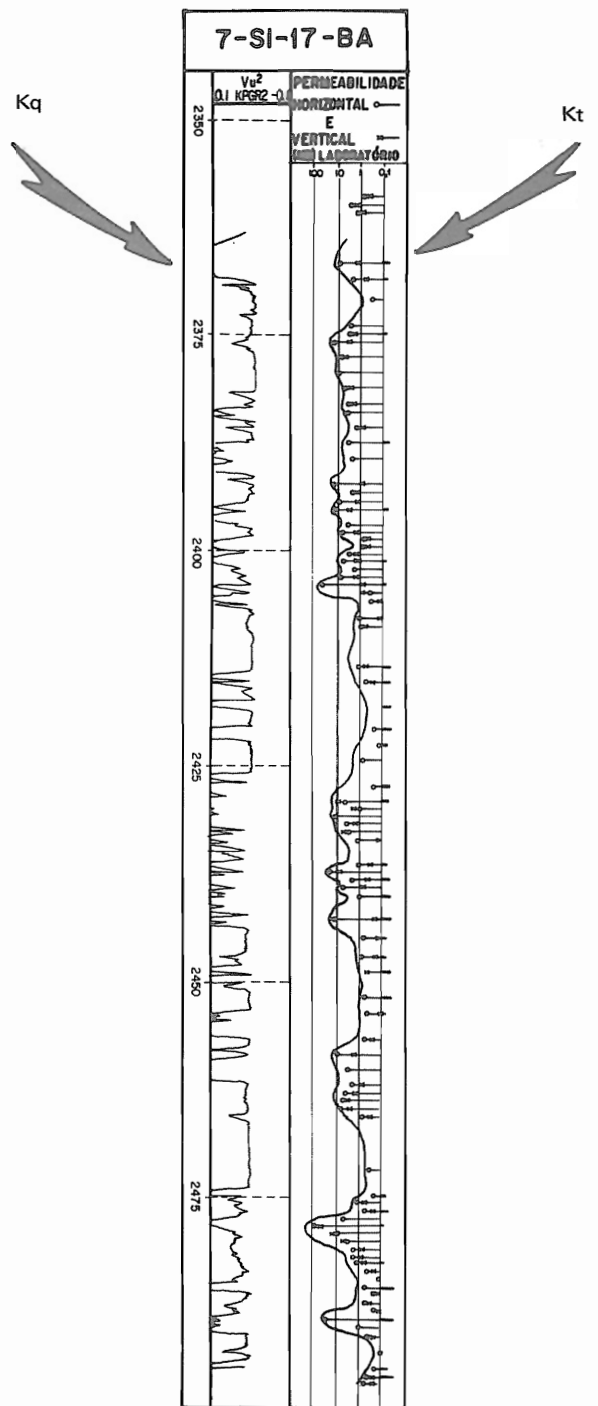
-  Fácies diagenética 1
-  Fácies diagenética 2 ou 3
-  Fácies diagenética 4
-  Fácies diagenética 5
-  Lamitos arenosos e arenitos muito argilosos do Sergi Distal

Fig. 3- Confronto entre as fácies diagenéticas interpretadas através dos perfis elétricos e as identificadas petrograficamente no poço 7-SI-17-BA.



- Kq = Permeabilidade qualitativa obtida através dos perfis elétricos
- Kt = Permeabilidade obtida no laboratório (testemunho)

Fig. 4- Confronto entre a permeabilidade interpretada através dos perfis elétricos e a permeabilidade obtida no laboratório.

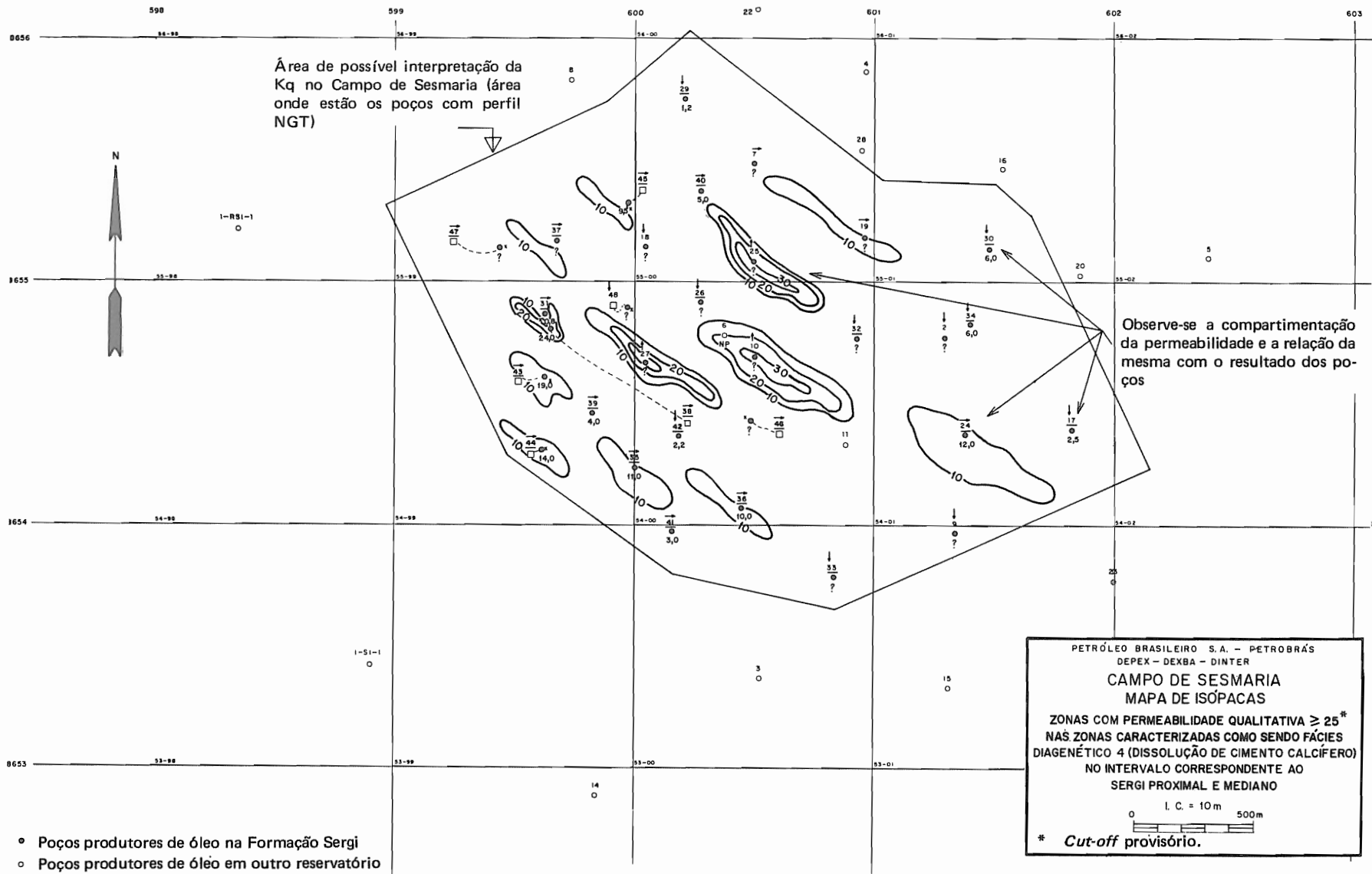


Fig. 5 - Campo de Sesmaria, mapa de isópacas (zonas com permeabilidade qualitativa $\geq 25^*$ nas zonas caracterizadas como sendo fácies diagenética 4 - dissolução de cimento calcífero - no intervalo correspondente ao Sergi Proximal e Mediano).

Através da análise das curvas de permeabilidade qualitativa (Kq) obtidas em diversos poços da área constatou-se uma boa correlação com as produtividades dos mesmos. Isso foi também observado no mapa de isópacas das zonas com $Kq \geq 25^*$ da Fácies Diagenética 4 do Sergi Proximal e Mediano (fig. 5). Nessas zonas se verifica também a compartimentação da permeabilidade do reservatório e sua relação com a produtividade dos poços.

5 – CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Essa metodologia permite, nos poços não testemunhados na Formação Sergi do Campo de Sesmaria, a identificação das diversas Fácies Diagenéticas e das zonas impregnadas com óleo pesado (residual). Essas características do reservatório, quando identificadas através de petrografia sistemática, têm boa correlação com as interpretadas através desse método. Por outro lado, a permeabilidade qualitativa do reservatório, obtida a partir dos mesmos parâmetros de perfis usados na identificação das Fácies Diagenéticas e das zonas com óleo pesado (residual), correlaciona-se bem com as permeabilidades obtidas nas análises petrofísicas. Conseqüentemente, é possível rastrear com detalhe a geometria interna da Formação Sergi nesse campo, o que não só trará subsídios para uma escolha mais criteriosa das novas locações nessa área, como também servirá para fornecer dados mais acurados à Engenharia de Reservatório.

Futuramente, ao se elaborarem os mapas utilizados na cubagem desse reservatório, levar-se-á em conta tanto a porosidade corrigida (ϕE) como a permeabilidade qualitativa (Kq), das zonas potencialmente produtoras (Fácies Diagnética 4), uma vez que as porosidades obtidas diretamente dos perfis não são necessariamente efetivas, em função da argiloidade e da presença de óleo pesado (residual), fato constatado de forma significativa no 7-SI-18-BA, onde ocorre a maior espessura porosa com óleo da área (40 m), e a produtividade é das mais baixas.

Recomenda-se que se verifique a viabilidade de adaptação deste método, utilizado na Bacia do Recôncavo para o estudo da geometria interna de reservatórios de outras bacias.

* Cut-off provisório.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- DE ROS, L. F. *Petrologia e características de reservatório da Formação Sergi (Jurássico) no Campo de Sesmaria, Bacia do Recôncavo, Brasil*. Ouro Preto, Universidade Federal de Ouro Preto, 1985. Dissertação de Mestrado.
- HEINRICH, E. W. *Mineralogy and geology of radioactive raw materials*. 1962.
- WELL EVALUATION CONFERENCE BRAZIL, 1985. *Avaliação de formações no Brasil*. Rio de Janeiro, Schlumberger, 1985.

ZABALAGA, H. M. C. *et alii*. *Projeto Sesmaria*. Salvador, PETROBRÁS/DEXBA, 1983.

AGRADECIMENTOS

Aos geólogos Antonio Sérgio Teixeira Netto, Luiz José Passos, Antônio Fernando Reis, Hugo Marcel Campero Zabalaga, José Renato López Sandoval, Antônio Carlos Santana, Nilson Rodrigues Cunha e a todos os colegas dos SEGEDs, pelos incentivos, críticas e sugestões que tanto contribuíram para este trabalho.

ABSTRACT

Located in the northeastern compartment of the Recôncavo Basin, the Sesmaria field is oil productive, principally in the Sergi Formation.

Notwithstanding the good structural control of the area, the accumulation of reserves in the Sergi Formation has not been totally delimited. Two factors hinder measurement of the deposit:

- *Oil-water contact that has not yet been detected, not even at the periphery of the field;*
- *The presence of non-productive areas, due to the localized obliteration of the porous part of the rock by the action of diagenesis and by heavy oil (residual), that acts like cement.*

Analyses of textural characteristics and of sedimentary structures from 360 m of continuous core verification checked in three wells on the field, allowed identifying seven lithofacies in the Sergi Formation, which were grouped into three types of facies, named — from the base upwards — in units of "Sergi Distal", "Sergi Mediano" and "Sergi Proximal".

The analyses of 138 thin sections showed that, comparing the grades of cement in the Sergi Formation to those of the other fields of the Recôncavo Basin, the higher grades are found in the Sesmaria Field. This permits us to deduce that reserves had been strongly influenced by diagenesis, evolution of which progressed in five distinct and successive phases:

- *Phase I (diagenetic facies 1): clay from mechanical infiltration (illites and mixed layers);*
- *Phase II (diagenetic facies 2): secondary growth of quartz and feldspar;*
- *Phase III (diagenetic facies 3): precipitation of calcitic cement;*
- *Phase IV (diagenetic facies 4): dissolution of part of the calcitic cement formed in Phase III;*

- *Phase V (diagenetic facies 5): precipitation of fringes and disorganized aggregates of authigenic chlorite.*

Facies 4, despite being the potentially productive part, frequently contains permeable-porous characteristics affected by the presence of heavy oil (residual), that acts like cement.

The diagenetic facies have been verified in cores, by means of systematic petrography. The localization of such defined diagenetic facies is done with the help of ISF, FDC or LDT, and also NGT logs.

Intervals with high volumes of radioactive clay (illites and mixed layers) and low values of corrected porosity, identified the diagenetic facies in the Sergi Proximal and Mediane units.

Already in the Sergi Distal, intervals with such characteristics correspond to the sandy mudstones or highly clayey sandstones.

The intervals characterized by low volumes of clay, low values of porosity and also high resistivities correspond to the zones where diagenetic facies 2 or 3 have developed (the secondary growth of quartz and feldspar, or precipitation of calcitic cement).

Intervals with relatively high values of porosity and low volumes of clay, and a relatively high resistance, are characteristic of potential productive zones, diagenetic facies 4.

The zones with low levels of radioactive clay (illites and mixed layers), relatively high values of porosity, very low values of resistivity, which may be in the lower part of the Sergi Formation, correspond to the parts affected by the authigenic growth of chlorite (nonradioactive clay), diagenetic

facies 5.

The occurrence of heavy oil (residual) is generally associated to anomalies of uranium detected by the NGT instrument in the zones characterized as diagenetic facies 4 (dissolution of calcitic cement).

Detailed analysis of the individual influence of each log parametric profile in the characterization of the different diagenetic facies and of the zones impregnated with heavy oil (residual), reveals that:

a) The product of resistivity in the rock (R_t) by the corrected porosity (ϕE) assumes greater values in the potentially productive zones (diagenetic facies 4 – dissolution of calcitic cement) given that it is in such conditions that the R_t as well as the ϕE are high. However the R_t is low in the clay zones (diagenetic facies 1 – mechanical infiltration of clay; diagenetic facies 5 – authigenic chlorites, sandy mudstones and clay sandstone of the Sergi Distal) and, in the zones characterized as diagenetic facies 2 or 3 (secondary growth of quartz and feldspar, or precipitation of calcitic cement) the porosity is

extremely low.

- b) The volume of uranium in the rock (V_u) is related principally to the presence of clays of the illites and mixed layers (radioactive clays) types and also the zones of heavy oil (residual), from which it was concluded that if the V_u is high the deposit should not show good permeability conditions.
- c) Taking into account the analyses of the parametric logs in the items "a" and "b" mentioned above, it has been proven that the mathematical expression indicated below provides a quite satisfactory way of determining the "qualitative" permeability of the Sergi Formation, as is observed when the permeabilities obtained by the specialist are compared to those obtained by this method.

Mathematical expression of "qualitative" permeability in the Sergi Formation:

$$\frac{\phi E \cdot R_t}{V_u^2 + 0,0001} = kg$$

where:

$$kg = \text{"qualitative" permeability}$$

ϕE = obtained from electric logs;
= corrected porosity of the volume of radioactive clays (illites and mixed layers);
 R_t = resistance of rock;
 V_u = volume of uranium in the rock;
0,0001 = constant.

This method permits identifying diverse diagenetic facies and zones impregnated with heavy oil (residual) of wells that have not been checked, in the Sergi Formation of the Sesmaria Field. When the characteristics of the deposits are identified by means of systematic petrography, they correlate very well those interpreted by this method. Additionally, the "qualitative" permeability of the deposits, generated from the same parametric profile used in the identification of diagenetic facies and from the heavy oil (residual) zones, corresponds satisfactorily with the permeability obtained from petrophysical analyses. Thus, it is possible to check the internal geometry in detail of this field of the Sergi Formation, a fact that will permit selection of more favorable new locations in this area, as well as supplying more precise data to reserve engineering personnel.