

# OCORRÊNCIA DE RESISTIVIDADES ANÔMALAS NO CAMPO DE NAMORADO, BACIA DE CAMPOS

OCCURRENCE OF ANOMALOUS RESISTIVITY  
IN THE NAMORADO FIELD, CAMPOS BASIN

Severino Xavier de Meneses<sup>(1)</sup> e Thomas Adams<sup>(2)</sup>

**RESUMO** – O Campo de Namorado foi descoberto em novembro de 1975 pelo poço pioneiro 1–RJS–19. A produção atingiu até o presente momento  $14 \times 10^6 \text{ m}^3$ , o que representa 40% da reserva original. Atualmente, a produção é de  $10\,500 \text{ m}^3/\text{dia}$  de óleo com 28 °API. A pressão original do reservatório era de  $321 \text{ kgf/cm}^2$  no datum 3 000,0 m. Atualmente, a pressão do reservatório está próxima à pressão de saturação ( $211 \text{ kgf/cm}^2$ ), embora tenha sido menor durante curtos períodos de tempo. A recuperação secundária começou em janeiro de 1984 com a injeção de  $12 \times 10^6 \text{ m}^3$  de água do mar até o presente momento. A intensa circulação de fluidos no reservatório altera significativamente os parâmetros e as características do reservatório. A resposta dos perfis elétricos foi afetada e foram detectados, em alguns poços, vários intervalos com anomalias de resistividade. As anomalias foram classificadas em dois tipos: a) alta resistividade, causada pela segregação de gás e a presença de óleo em zonas não tradicionais de óleo (abaixo do contato óleo/água original); b) baixa resistividade, causada pela lavagem de hidrocarbonetos com água injetada. A variação da resistividade tem sido da ordem de centenas de  $\text{ohm} \cdot \text{m}^2/\text{m}$  em poucos metros. Este trabalho propõe novos procedimentos e metodologias para minimizar os efeitos causados por estas anomalias.

(Originais recebidos em 21.12.89.)

**ABSTRACT** – The Namorado Field was discovered in November 1975 by wildcat 1–RJS–19. Total production so far stands at  $14 \times 10^6 \text{ m}^3$ , or 40% of original reserves, while current daily production is  $10\,500 \text{ m}^3$  of 28° API oil. Original reservoir pressure was  $321 \text{ kgf/cm}^2$  at a depth of 3 000 m; reservoir pressure is now close to saturation pressure ( $211 \text{ kgf/cm}^2$ ), although it has been lower for short periods of time. Secondary recovery began in January 1984, with  $12 \times 10^6 \text{ m}^3$  of sea water having been injected to date. The intense circulation of fluids inside the reservoir has a significant effect on reservoir parameters and characteristics. In some wells, electric log studies have detected a number of intervals displaying resistivity anomalies, classified in two types: (a) high resistivity, caused by the segregation of gas and by the presence of oil in non-traditional zones (below the original oil/water contact), and (b) low resistivity, caused by the injection of water to wash out hydrocarbons. Variations in resistivity are on the order of hundreds of  $\text{ohm} \cdot \text{m}^2/\text{m}$  over intervals of a few meters. New procedures and methodologies for minimizing the effects of these anomalies are proposed.

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

## 1 – INTRODUÇÃO

O Campo de Namorado (fig. 1) localiza-se na porção central-norte do *trend* de acumulações petrolíferas da Bacia de Campos. Situa-se a 80 km da costa, em cotas batimétricas variáveis de 110 a 250 m. Foi descoberto em novembro de 1975 pelo pioneiro 1–RJS–19. A produção, com sistema provisório, aproveitando poços com fins exploratórios, teve início em junho de 1979 e até maio de 1985 alcançou cerca de  $4,0 \times 10^6 \text{ m}^3$  de óleo. A perfuração dos poços exploratórios começou em dezembro de 1982 através

da plataforma PNA–1A, com 15 guias, e da PNA–2, com 24. A PNA–1A, através da sonda SM–7, concluiu a perfuração de todos os poços programados em dezembro de 1986 e, a PNA–2, em janeiro de 1989. O total de poços perfurados alça a cifra de 56; sendo 14 exploratórios e 42 de desenvolvimento. Nesse total estão incluídos os reaproveitamentos de guias. A produção, com o sistema definitivo, teve início em agosto de 1983 com os poços 7–NA–7 e 7–NA–8D, e, com os atuais 30 poços produtores (incluindo satélites), já atingiu a cifra de  $14,0 \times 10^6 \text{ m}^3$ , perfazendo um to-

- 1 - Setor de Geologia e Desenvolvimento dos Pólos Norte e Nordeste (SEDENE), Divisão de Interpretação da Região Sul e Sudeste (DIRSUL), Departamento de Exploração (DEPEX).
- 2 - Setor de Tratamento Especial de Perfis (SETRAP), Divisão de Operações Geológicas (DIGEO), Departamento de Exploração (DEPEX), Av. República do Chile, 65, Centro, CEP 20035, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

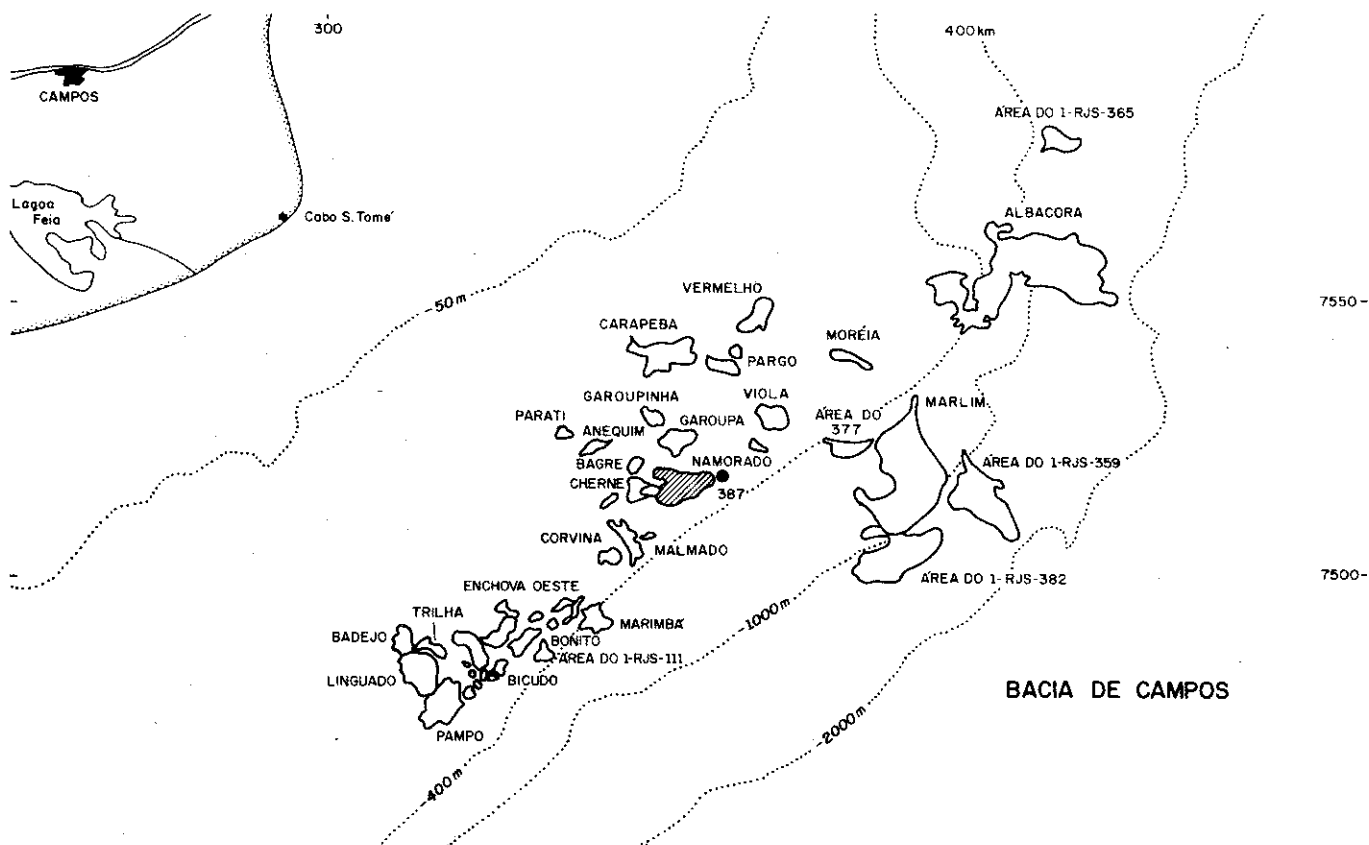


Fig. 1 - Mapa de localização das acumulações de hidrocarbonetos da Bacia de Campos.

Fig. 1 - Location map of hydrocarbon accumulation, Campos Basin.

tal produzido no campo de aproximadamente  $18 \times 10^6 \text{ m}^3$  de óleo, o que representa cerca de 40% de suas reservas. Atualmente está produzindo  $10\,500 \text{ m}^3/\text{dia}$  de óleo de 28 °API e um centipoise de viscosidade.

## 2 - CARACTERÍSTICAS DE RESERVATÓRIO

O principal reservatório na área do campo é o Arenito Namorado, de idade Cenomaniana Inferior. Essa unidade sedimentar compõe a porção superior da Formação Macaé e, na área do campo, ocorre a profundidades variáveis entre -2 900 e -3 400 m. O reservatório é de origem turbidítica e possui os seguintes atributos:

- área com fechamento (do tipo misto) =  $23 \text{ km}^2$ ;
- geometria externa - lenticular/tabular;  
limites:  
inferior - carbonatos da Formação Macaé;  
superior - folhelhos e margas da Formação Macaé;

QUADRO I/CHART I  
UNIDADES DE DRENAGEM  
DRAINAGE UNITS

Reservatório Óleo/Água	Subdivisão	Localização	Contato
I	A	Bloco Principal Bloco Adjacente Bloco Marginal	-3 100 m
I	B	Bloco Principal e Bloco Adjacente	-3 116 m
I	C	Bloco Adjacente e Bloco Marginal	-3 152 m
I	D	Bloco Adjacente e Bloco Marginal	-3 175 m
I	E	Bloco Marginal	-3 200 m
II	-	Bloco Secundário	Desconhecido Isolado
III	-	Área Nordeste de Namorado	Desconhecido
IV	-	Bloco Principal	Desconhecido (Calcilito Fraturado)

**QUADRO II/CHART II**  
**ANOMALIAS DE RESISTIVIDADE**  
*RESISTIVITY ANOMALIES*

Tipos	Motivo	Implicações	Conseqüências
Alta	Segregação de Gás	Avaliação Não – Convencional	Novo Modelo
	Presença de HC em Zonas não Tradicionais de Óleo (Mobilidade devida à Injeção)	Avaliação Não – Convencional	Novo Modelo
		Exploração	Canhoneio Dirigido
Baixa	Lavagem	Avaliação Não – Convencional	Novo Modelo

laterais – norte e sul por *pinchout*, sudeste, noroeste e sudoeste por falhas; direção principal de ocorrência – NW-SE;

espessuras: média de 60 m, variando de cinco a 130;

largura: média de quatro quilômetros, variando de dois a seis;

comprimento: mínimo de nove quilômetros e máximo de 14, com comunicação de pressão;

c) geometria interna – heterogênea de baixo grau;

estruturas primárias: predominantemente arenito maciço;

constituição: arenitos arcósicos;

textura: granulometria desde fina a grosseira, dominando o tamanho médio. A seleção varia de boa a má e, em média, é regular.

O grau de arredondamento e esfericidade é, no geral, baixo.

**3 – ZONEAMENTO DOS RESERVATÓRIOS**

Os fluidos acumulados na área do Campo de Namorado possuem vários níveis de trapeamento que são controlados por pontos de derramamento, ligados a anomalias de natureza estrutural e estratigráfica. O sistema do reservatório Namorado é composto de várias unidades

de drenagem cujas peculiaridades principais são as seguintes, conforme demonstra-se no quadro I.

**4 – ANOMALIAS DE RESISTIVIDADE**

Em Namorado ocorrem anomalias de resistividade de diversas naturezas, conforme quadro II.

Tais anomalias (fig. 2) foram constatadas através de perfis a partir do poço 7-NA-24D (06/85), com a

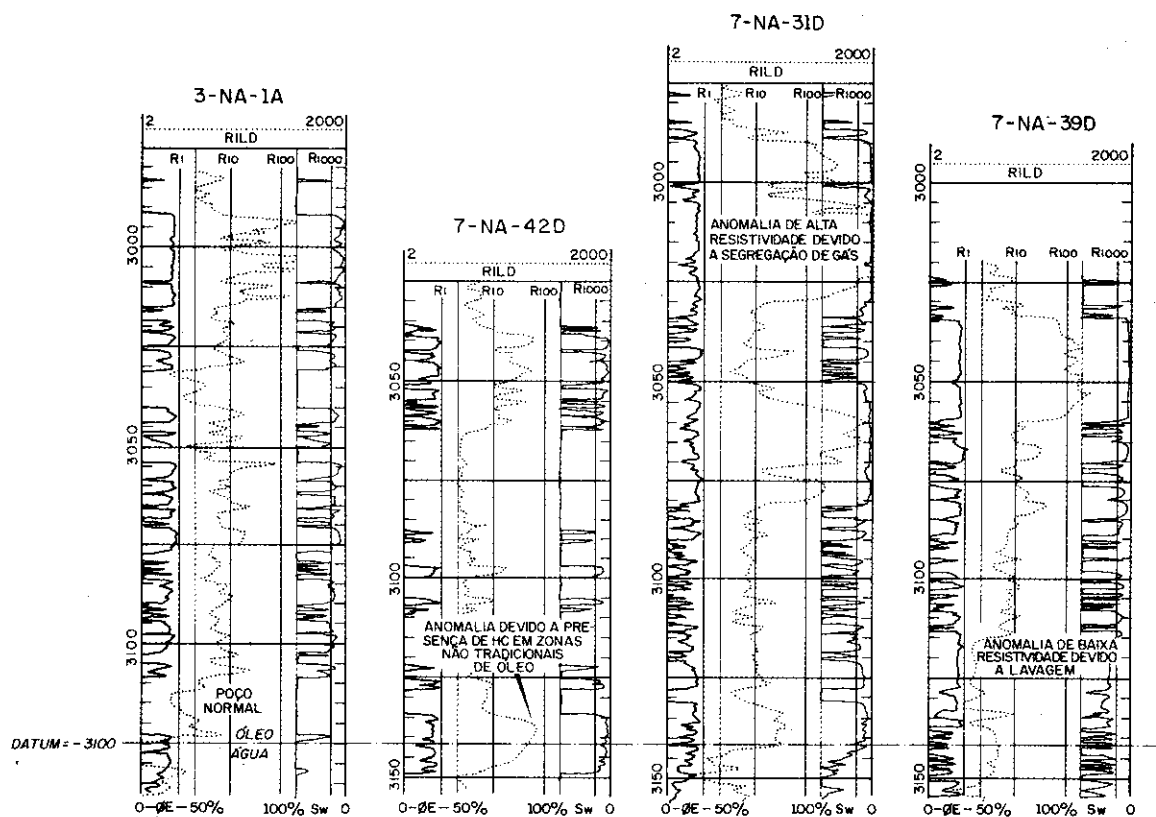


Fig. 2 - Anomalias de resistividade.  
Fig. 2 - Resistivity anomalies.

presença de hidrocarbonetos em zona não tradicional de óleo (abaixo do contato óleo-água original do campo). No entanto, o reservatório já revelara, em abril de 1984, sinais de modificação significativos com o aumento constante da razão gás/óleo no poço 7-NA-12. O poço 7-NA-25 (04/85) foi o primeiro a revelar sinais de zona lavada. Quando da perfuração do poço 7-NA-30D, coincidentemente num mesmo tipo de situação do 7-NA-24D, ou seja, na borda do campo, o mesmo revelou idêntica anomalia de resistividade. O poço 7-NA-31D revelou uma capa secundária de gás, constatando a segregação de hidrocarbonetos devido à elevada taxa de produção do campo. Esse poço também mos-

trou deslocamento de óleo para zona não tradicional. Outros poços perfurados em seguida também revelaram diversas anomalias. Por ocasião da retomada dos trabalhos de avaliação, através da utilização do Sistema Logcalc, foi possível melhor qualificar e quantificar essas anomalias. Dessa forma, foram determinadas as resistividades médias de todos os poços para uma mesma zona de óleo, e o resultado foi plotado e colocado num *grid* (fig. 3). Como conseqüência, surgiram claramente duas áreas com anomalias de alta resistividade, as quais logo foram identificadas como devidas à segregação de gás, pois coincidiam exatamente com as áreas onde estão localizadas as capas de gás secundárias

do campo, e também onde o reservatório está estruturalmente mais alto (fig. 3).

Nos casos onde as anomalias de alta resistividade eram devidas a óleo em zonas não tradicionais de hidrocarbonetos, optou-se na completação por canhonear nesses intervalos para produção ou próximo a eles, no caso de injeção de água. Normalmente esses intervalos encontram-se mais pressurizados e tendem a produzir água precocemente.

## 5 - METODOLOGIA E OBJETIVOS

Faz-se necessário desenvolver uma metodologia cujo objetivo seja propor um novo modelo para a

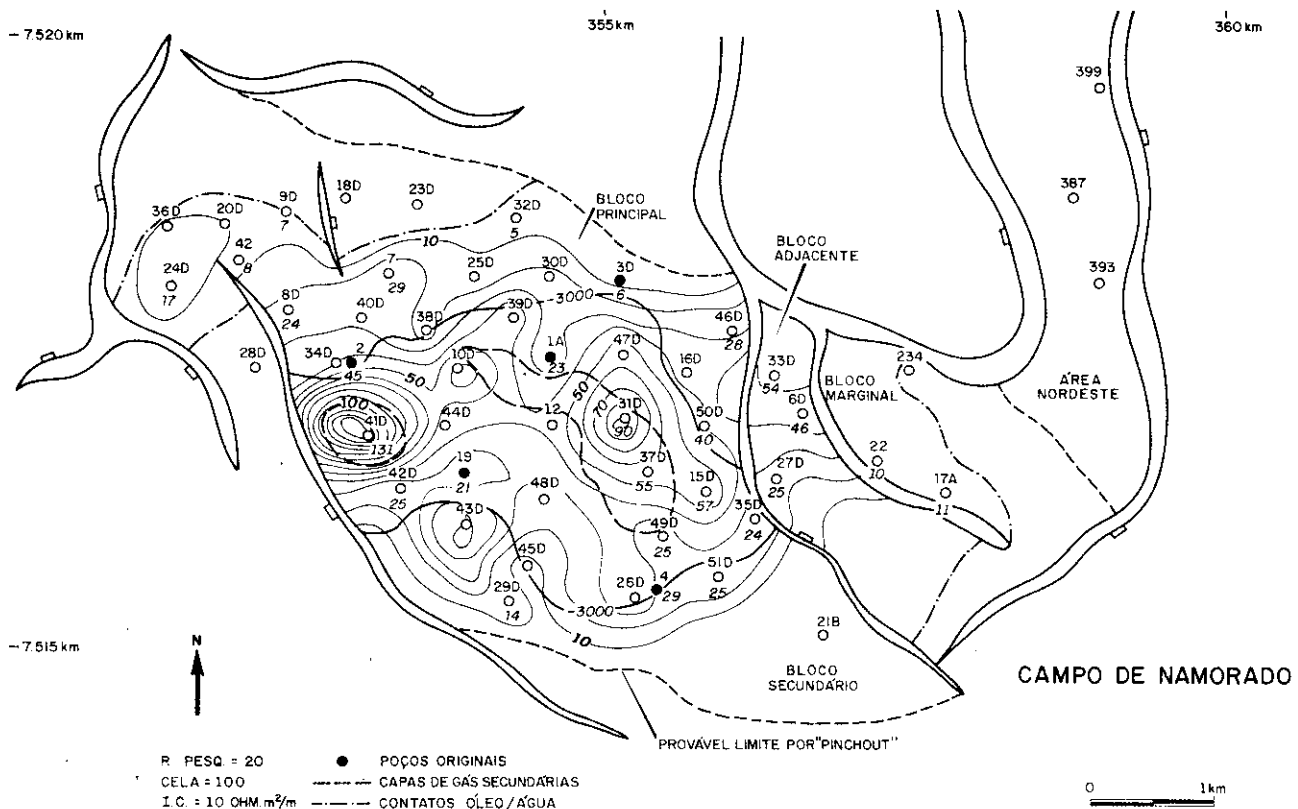


Fig. 3 - Reservatório Namorado. Mapa de Iso-resistividade.  
Fig. 3 - Iso-resistivity map, Namorado Reservoir.

## CAMPO DE NAMORADO

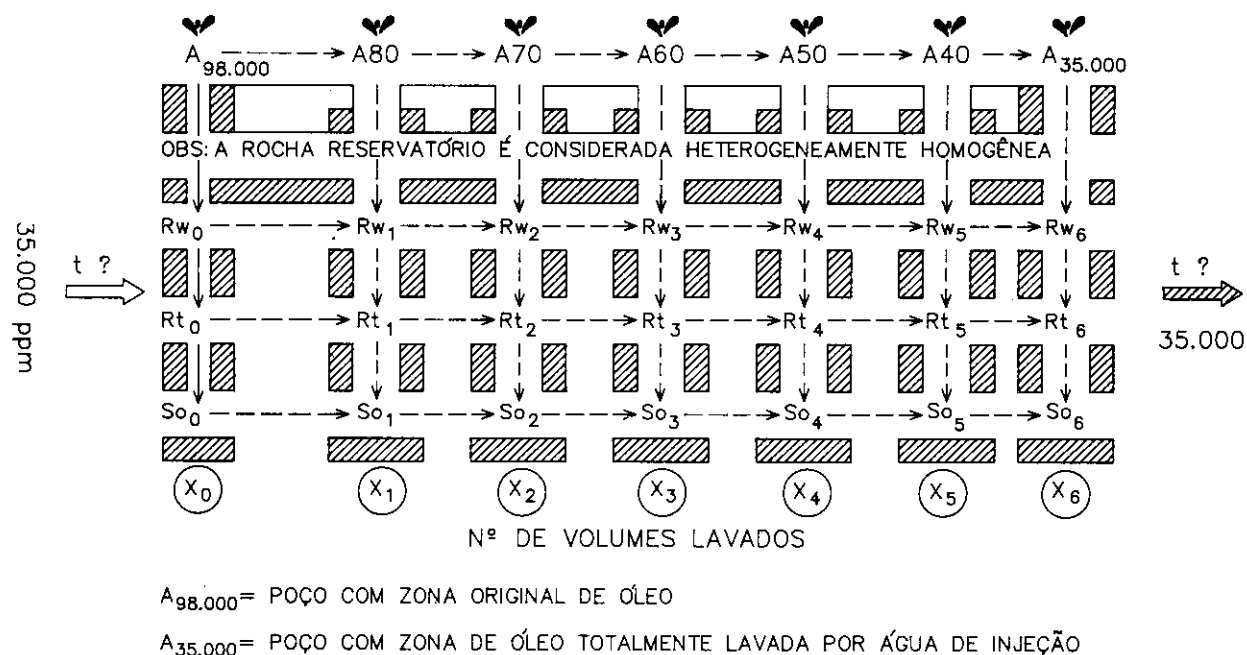


Fig. 4 - Esquema para determinação de saturação de óleo residual, baseado na variação de salinidade do BSW.  
Fig. 4 - Scheme for determining residual oil saturation based on variations in salinity of BSW.

avaliação não convencional de alguns poços do Campo de Namorado. A injeção de um volume significativo de fluido, água do mar com 35 000 ppm NaCl, e a formação prematura de capa secundária de gás, alteraram significativamente as características originais de resistividade do reservatório. Tanto a segregação de gás quanto a lavagem precisam ser avaliadas para que se possa melhor quantificar as consequências de tais anomalias.

Para a anomalia positiva (acréscimo de resistividade) a tendência de segregação maior, em certos intervalos, vai revelar os melhores caminhos de transmissão de pressão e movimentação de fluidos no reservatório, o que facilitará, de certo modo, não somente as recompletações futuras, como toda a filosofia de exploração do reservatório.

Na análise quantitativa de perfis, os valores de resistividade considerados foram limitados em 200 m<sup>2</sup>/m, devido ao limite de resolução da ferramenta de indução.

### 6 - MONITORAMENTO FUTURO DO CAMPO DE NAMORADO

O Campo de Namorado encontra-se atualmente sem uma alternativa prática e econômica para o seu monitoramento. Pode até parecer prático monitorar uma injeção através, pura e simplesmente, de uma queda de injetividade ou uma produção apenas pelo índice elevado do BSW, com baixíssimo volume de óleo produzido. Caso recente ocorrido no bloco adjacente do campo, envolvendo os poços NA-6D, 27D e 33D, poderá talvez ser otimizado em termos operacionais. Consta que foram injetados nesse bloco cerca de 1,5 x 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup> de água nos intervalos correspondentes às subunidades de drenagem I-C, I-D e I-E nos poços 6D e 27D, e produzidos 130 000 m<sup>3</sup> de óleo através da unidade I-C no poço NA-33D. Por ocasião de aumento excessivo da pressão na cabeça do injetor 27D resolveu-se recompletá-lo como produtor nos intervalos I-C e I-B, tendo em vista que esse poço era injetor em

I-D; o resultado é que ao fazer-se o teste, apenas foi recuperada água de injeção de 35 000 ppm sem traços sequer de óleo. O que se pode, à primeira vista, deduzir de uma relação de volumes água injetada versus óleo produzido de cerca de 1:10 é que com um controle mais ácurado do comportamento do reservatório, e se utilizando nova metodologia, seja possível se otimizar algumas operações no futuro. Faz-se necessário a realização de testes na zona lavada dos futuros poços, para obtenção de dados diretos de salinidade, permitindo assim um cálculo preciso da saturação de óleo residual.

À medida em que o volume de tais informações atingir um número representativo, retratando uma variação de salinidades significativa, será possível que se possa desenvolver uma nova metodologia mais acurada para, talvez até através dos dados de salinidade obtidos do BSW, por analogia, se calcular a saturação de óleo residual (fig. 4).

## 7 – CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

1<sup>o</sup>) As anomalias de resistividade ocorridas no Campo de Namorado são dos seguintes tipos:

- alta resistividade devido à segregação de gás;
- alta resistividade devido à presença de HC em zonas não tradicionais de óleo (abaixo do contato óleo-água original);
- baixa resistividade por motivo de lavagem com água do mar.

2<sup>o</sup>) A presença de tais anomalias implica na necessidade de desenvolver um modelo de avaliação não convencional para a maioria dos poços do campo.

3<sup>o</sup>) Recomenda-se a determinação, em laboratório, sempre que possível, reconstituindo as condições de reservatório, das resistividades da rocha-reservatório do Campo de Namorado, saturada com:

- água de diferentes salinidades, simulando a mistura de água original e de injeção em diversas proporções;
- óleo e água de diferentes salinidades misturados em diversas proporções.

4<sup>o</sup>) Recomenda-se a realização de testes em intervalos com zona lavada para obtenção da salinidade da água, visto que, com tais dados, torna-se possível calcular, com

maior precisão, a saturação de óleo residual relativa.

## BIBLIOGRAFIA

MENEZES, S. X. *Aspectos estruturais do Campo de Namorado*. Rio de Janeiro: PETROBRÁS/DEPEX, 1987. 18p. (Relatório Interno)

MENEZES, S. X. *Geometria de reservatório do Campo de Namorado*. Rio de Janeiro: PETROBRÁS/DEPEX, 1986. 12p. (Relatório Interno)

MENEZES, S. X. *Projeto Namorado / Cherne*. Rio de Janeiro: PETROBRÁS/DEPEX, 203p. 2 anexos. (Relatório Interno)

## EXPANDED ABSTRACT

*Discovered in November 1975 by wildcat 1-RJS-19, the Namorado oil Field is located offshore in the Campos Basin, state of Rio de Janeiro, at water depths ranging from 110 to 250 m. Exploitation began in June 1979, using exploratory wells as part of a provisional system. The definitive production system came on stream in August 1982. Total production so far stands at  $14 \times 10^6$  m<sup>3</sup> of oil, representing 40% of original reserves, while current daily production is  $10\,500$  m<sup>3</sup> of 28° API oil. Drilling activities ceased in January 1989, following perforation of a total of fifty six wells.*

*The Lower Cenomanian turbidites of the Namorado Sandstone constitute the main reservoir in the field and are found at depths of 2 900 m to 3 400 m. The oil-bearing area covers 23 km<sup>2</sup>. Original reservoir pressure was 321 kgf/cm<sup>2</sup> at a depth of 3 000 m; reservoir pressure is now close to saturation pressure (211 kgf/cm<sup>2</sup>), although it has been lower during short periods of time.*

*A secondary recovery program was inaugurated in June 1984 and to date  $12 \times 10^6$  m<sup>3</sup> of sea water have been injected. Due to the intense circulation of fluids, the reservoir displays certain characteristics, such as a secondary gas cap, fingering, and the precipitation of barium and strontium sulfates.*

*A number of resistivity anomalies have been detected in electric logs and indicate the need*

*to use non-conventional procedures in correctly evaluating the formation.*

*Because of the presence of a secondary gas cap, caused by reservoir depressurization, very high (resistivity values were) detected in certain wells (i.e., up to 2 000 ohm m<sup>2</sup>/m, compared with normal values ranging from 5 to 140 ohm m<sup>2</sup>/m). By mapping average reservoir resistivity for each well, high resistivity anomalies can easily be associated not only with the gas cap, which is found in the structurally high portions of the field, but also with the preferential pathways of pressure communication and fluid movement within the reservoir.*

*Another type of resistivity anomaly is observed in wells where injected water has carried the oil below the original oil/water contact. In those areas of the reservoir above this original contact, where oil was partially or totally displaced by injection water, log resistivity readings display lower values than would be expected originally. In order to arrive at a correct calculation of residual oil saturation in these zones, the log analyst must take into account that the formation fluid found in pore spaces is a mixture of formation water (with a salinity of 98 000 ppm NaCl) and injected sea water (with a salinity of 35 000 ppm NaCl). This means non-conventional procedures must be used in order to correctly evaluate the formation. In order to minimize the effects of gas on resistivity measurements, log values were limited to a maximum of 200 ohm m<sup>2</sup>/m, based on the assumption that with the resistivity tool used (ISF) resolution is poor at high values.*

*Once detected, non-traditional oil zones can be perforated for oil production, although field experience indicates that these zones were pressurized and tend to begin producing water quickly.*

*It is possible to accurately calculate residual oil saturation in washed-out zones as long as porosity, pore fluid salinity, and resistivity are known. Porosity can be read directly from well logs; where new wells are to be drilled, pore fluid salinity can be determined through drill-stem testing while resistivity can be determined through electric logs. In the case of older wells, pore salinity data is obtainable through BSW data, but due to the injection of sea water, current resistivity data differs from that of the original log and cannot be measured directly.*

*The article presents a laboratory simulation technique through which reliable resistivity values may be obtained. Resistivity is measured under reservoir conditions that simulate different degrees of fluid saturation: (a) the mixture of varying proportions of formation water and sea water to simulate different water salinities, and (b) the mixture of oil and a solution from item a to simulate different degrees of pore fluid saturation. Once this technique proves operational, reservoir engineers will be able to determine the correct value of residual oil saturation at any point in time and to monitor the secondary recovery process.*