

EXEMPLO DE MODELAGEM GEOLÓGICA APLICADA EM SIMULADOR DE FLUXO, CAMPO DE PARGO, BACIA DE CAMPOS

GEOLOGICAL MODELLING APPLIED TO RESERVOIR SIMULATION, AN EXAMPLE FROM PARGO FIELD, CAMPOS BASIN

André Luis Mynssen Ferreira¹

RESUMO - Os reservatórios de petróleo que têm o influxo de água como principal mecanismo de produção apresentam, geralmente, os mais altos fatores de recuperação. Porém, quando neles ocorre um crescimento exageradamente rápido da razão água-óleo, há substancial redução da produção líquida de óleo, que pode afetar sua recuperação final. O objetivo, aqui, é promover uma modelagem geológica na escala adequada, incluindo as heterogeneidades inerentes ao reservatório, para a compreensão do comportamento de produção de dois reservatórios do Campo de Pargo (Bacia de Campos), com as características citadas. O modelo gerado é coerente com a elevada produção de água observada, e sua aplicação em um processo de simulação de fluxo identifica os caminhos preferenciais que levam a água até os intervalos canhoneados, facilitando o processo de drenagem final do reservatório. Na modelagem geológica, verificou-se a importância das camadas pelíticas, de grande extensão lateral, que constituem barreiras ao deslocamento vertical dos fluidos. Um diagrama de cerca ilustra o modelo físico gerado. Para satisfazer esse modelo, o limite das camadas para simulação de fluxo deve coincidir com os limites estabelecidos por aquelas barreiras. De forma a validar o modelo elaborado e entender a atuação do aquífero, aplicou-se o modelo em um simulador de fluxo. Optou-se por desenvolver uma versão heterogênea, na qual porosidade e permeabilidade variam a cada célula. Após ter-se ajustado o histórico de produção, foram propostas extensões de canhoneios e uma nova locação que, quando extrapolados até o final do ano 2000, representariam acréscimo na produção de, aproximadamente, um milhão de metros cúbicos de óleo.

(Originais recebidos em 05.10.94.)

ABSTRACT - It is well known that oil reservoirs, with strong water drive show high recovery efficiency, but when production water-oil ratio increases rapidly, the ultimate oil recovery decreases. The main purpose of this research is to define a geological model for this type of oil reservoir, in an appropriate scale and including heterogeneities, which should explain the reservoir performance of Pargo Field, Campos Basin. Such a model should honor the observed high water-oil ratio, so that the fluid flow simulation would be able to indicate the preferential pathways through which water flows to the drilled intervals. Some extensive impermeable shale beds, which are the major features of the model, are effective vertical barriers for fluid flow. A fence diagram is an adequate illustration of the physical model. The flow simulation was performed adjusting the vertical boundaries of the layers with these shale beds. Permeability and porosity were allowed to change from cell to cell. A new method was developed to estimate and correlate permeability with porosity in the Pargo Field. After the water cut history has been fitted, several alternatives of extrapolation for production were done. The results of the basic case were compared to new proposed locations and different options of completed intervals, with the purpose of improving oil recovery in this problematic reservoir. The best alternative provided an increase of about one million of cubic meters of oil, until the end of the year 2.000.

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

1 - INTRODUÇÃO

O objetivo, aqui, é divulgar um exemplo de integração entre os dados normalmente trabalhados por geólogos com os utilizados pelos engenheiros de reservatórios, visando a entender melhor o comportamento de produção de um reservatório real,

dentro do conceito da geoengenharia, que regeu a dissertação de mestrado do autor (Ferreira, 1993).

Uma das principais metas da indústria do petróleo é a otimização da produção, que pode ser obtida pelo aumento da recuperação de óleo de suas jazidas. Por vezes, ocorrem fenômenos na Natureza que dificultam tal intento. É comum, sob certas condições, em

¹ - E&P- RNCE/GERET/GEREV II, Rua Interventor Mário Câmara, 2.783, Nazaré, Natal, 59074-600, RN, Brasil.

O objetivo, aqui, é elaborar uma modelagem geológica capaz de conjugar heterogeneidades, de modo a estabelecer um modelo coerente com a produção observada no campo. O modelo físico gerado, quando aplicado ao simulador de fluxo, deve identificar os caminhos preferenciais de movimentação da água no reservatório.

A simulação foi realizada com as porosidades e permeabilidades variando a cada célula, de acordo com a litofácies predominante. Após o ajuste do histórico de produção, partiu-se para diversas alternativas de extrapolação. Foram comparados os resultados do caso básico, versão atual dos poços, com novas propostas de locação e diferentes opções de extensão de canhoneios, visando a elevar a recuperação de óleo de reservatório tão problemático como o do Campo de Pargo.

Sugerem-se alternativas que, extrapoladas até o final do ano 2000, incrementariam a produção de óleo em, pelo menos, um milhão de metros cúbicos.

2 - ASPECTOS GEOLÓGICOS

O reservatório é composto essencialmente por sedimentos areno-conglomeráticos depositados por um sistema turbidítico, que foi subdividido, para fins operacionais, em três zonas de produção. Segundo Bruhn (1993), os depósitos são corpos arenosos não-canalizados, de forma tabular ou lobada, formados por seqüências *fining* e *thinning upward*, bem definidas, resultantes de um sistema retrogradante, onde a diminuição da taxa de sedimentação resultou em eventos turbidíticos menos frequentes e com granulometria mais fina.

O reservatório principal tem idade que varia do Coniaciano ao Santoniano, e foi depositado em um depocentro alongado de noroeste para sudeste, com, aproximadamente, 5 km de largura. A calha deposicional está relacionada à tectônica salífera, que construiu paleoaltos ao norte e ao sul do Campo de Pargo, e condicionou o trapecamento, que é predominantemente de natureza estrutural, na forma dômica e alongada no sentido deposicional (Figueiredo e Mohriack, 1984).

Becker *et al.* (1989) identificaram seis litofácies: conglomerado arenoso (Ca), arenito conglomerático (Ac), arenito maciço (Am), interlaminado (I), arenito estratificado (Ae) e arenito argiloso deformado (D). Constituem fácies-reservatório as três primeiras litofácies, ou seja, Ca, Ac e Am, que formam camadas cíclicas granodecrescentes para o topo, passando gradacionalmente da litofácies Ca para a Am. As camadas têm base erosiva, e apresentam-se mais grosseiras e com maiores espessuras nas porções mediana e basal do reservatório, que correspondem às

zonas de produção 2 e 3, onde ocorrem unidades de até 12 m de espessura.

Nestas zonas (2 e 3), existe maior volume de rochas-reservatório. Os corpos pelíticos de margas e folhelhos representam paradas na sedimentação clástica grosseira e formam barreiras efetivas ao deslocamento vertical de fluidos.

Na zona de produção 1, os ciclos são menos expressivos, e há diminuição da granulometria dos estratos arenosos, desaparecendo a litofácies Ca e predominando a Am. No topo desta zona ocorrem diversas lentes arenosas de difícil correlação, intercaladas com fácies não-reservatório (Ae, I e D).

Nos estudos estatísticos do comportamento da rocha-reservatório, bem como no prosseguimento deste trabalho, foram agrupados, em uma única litofácies, os arenitos conglomeráticos (Ac) e os conglomerados arenosos (Ca), uma vez que os últimos não têm condições de serem submetidos a ensaios petrofísicos, devido a seu forte caráter friável, além do fato de somente terem sido amostrados em um poço, o que tornou precária sua caracterização nos perfis. Desta forma, ao se mencionar a litofácies Ac, subentende-se que os conglomerados do sistema estão nela inclusos.

Com a finalidade de compreender a distribuição espacial e o arcabouço estrutural do reservatório, ou seja, sua macrogeometria, foram confeccionadas diversas seções geológicas.

A zona 1 é separada da 2 por sedimentos pelíticos (fig. 2). Não se conhece região de amalgamação entre elas. Contudo, ao se colocar a zona 1 em produção, a mesma foi encontrada depletada em 8 kgf/cm² em relação à pressão original de 313 kgf/cm². Nesta mesma ocasião, as outras duas zonas já tinham perdido em torno de 18 kgf/cm² (Moreira, 1987).

Separando-se a zona 2 da 3, ocorre outra expressiva camada pelítica, que corresponde a um excelente marco de perfil em todos os poços, constituindo um evento determinístico. Esta camada contínua está preservada em grande parte do campo pelo evento deposicional superimposto, que deu origem à zona 2, exceto na porção centro-sul da acumulação, onde as zonas estão em contato (fig. 3).

Uma vez que o fenômeno que se pretende analisar, após a modelagem geológica da acumulação, é o avanço de água a partir do aquífero em direção aos poços que produzem com elevado BSW, e este ocorre com maior intensidade e frequência nas zonas intermediária (2) e basal (3), analisou-se o avanço de água somente nestas duas zonas de produção. A zona 2 é formada, geralmente, por duas ou três camadas cíclicas de granodecrescência ascendente, correlacionáveis por todo o campo. A presença de corpos pelíticos expressivos nesta zona é rara.

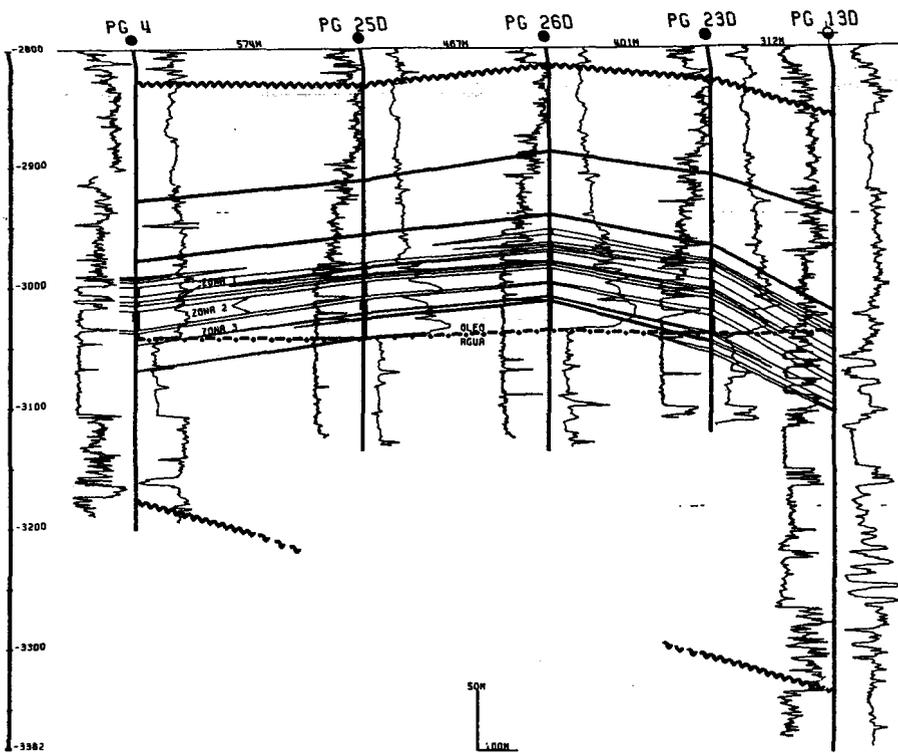


Fig. 2 - Seção geológica PG-4/PG-13D.
 Fig. 2 - Geological section PG - 4/PG - 13D.

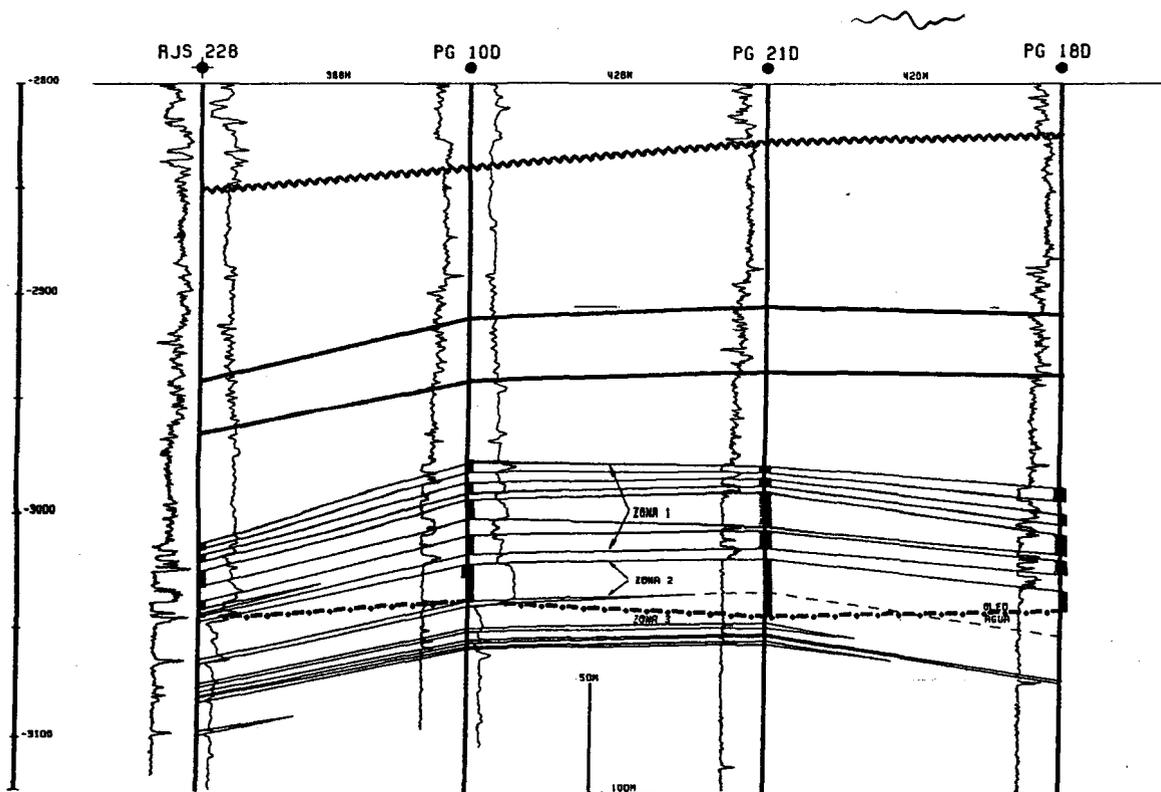


Fig. 3 - Seção geológica RJS-228/PG-18D.
 Fig. 3 - Geological section RJS-228/PG-18D.

A zona 3, basal, possui as maiores espessuras e aquífero expressivo. Compõe-se da superposição de inúmeras camadas permoporosas areno-conglomeráticas, que se intercalam com lentes de rocha não-reservatório, descontínuas e aleatórias nos dois terços inferiores da zona, e contínuas e de fácil correlação areal no terço superior. Elaborou-se uma correlação entre as litofácies descritas e o conjunto de perfis disponíveis no campo, com o objetivo não só de identificar as feições de perfis correspondentes às litologias, como propiciar meios para mapear sua distribuição espacial no reservatório.

O perfil de densidade mostrou ser o mais sensível às variações litológicas, especialmente na distinção entre as rochas conglomeráticas, litofácies Ac, e arenosas, litofácies Am. Os arenitos maciços apresentam as maiores porosidades e, conseqüentemente, as menores densidades. Verifica-se o incremento da densidade, quando se passa da litofácies Am para as Ca e Ac, decorrente da diminuição de seu grau de seleção, bem como devido ao aumento da ocorrência de granadas, que, em geral, incide nas fácies grosseiras (Becker *et al. op. cit.*).

O valor da densidade (*bulk density* - RHOB) de $2,28 \text{ g/cm}^3$ é o que melhor representa a separação entre as litofácies-reservatório. Porém, devido à gradação entre elas, este limite não é absoluto e representa, sim, a média de valores encontrados nas seções testemunhadas (fig. 4). Este foi o critério aqui utilizado para diferenciar as litofácies-reservatório, por se dispor de dados de densidade, a cada 20 centímetros, em todos os poços da jazida em estudo.

3 - METODOLOGIA

Diversos procedimentos foram adotados com o intuito de modelar o reservatório, de forma que o modelo físico gerado, quando aplicado em simulador de fluxo, fosse capaz de caracterizar os avanços de água existentes no campo. Limitou-se, aqui, ao estudo das duas zonas inferiores de produção (2 e 3).

O diagrama de cerca é uma ferramenta muito útil e bastante utilizada para visualizar tridimensionalmente a geometria de um depósito.

Em uma primeira etapa, reconheceu-se que o reservatório está encaixado entre dois altos estruturais, gerados pela tectônica halocinética sindeposicional. Conhecendo-se a direção preferencial de deposição, procedeu-se a uma rotação de 28° , no sentido horário, das coordenadas x e y do mapa-base, em relação às coordenadas UTM originais. Deste modo, a jazida e o eixo principal de deposição dos turbiditos ficaram orientados conforme o eixo x do novo mapa e, as maiores anisotropias, ao longo do eixo y. O mapa já

rotacionado da área modelada possui 5 000 m de comprimento na direção x cartesiana e 3 750 m na direção y, englobando, assim, todas as porções do campo (fig. 5).

Optou-se por uma malha regular, escolha natural em função da distribuição e espaçamento dos poços, excluindo a possibilidade de se efetuarem refinamentos locais na gridagem. O tamanho da célula de simulação escolhido foi de 250 m por 250 m, dimensões que garantiram a existência de somente um poço por célula. A malha resultante é de 20 células por 15.

3.1 - Diagrama de Cerca

Em seguida, de posse das análises das seções geológicas que mostram diversos folhelhos, facilmente identificáveis por suas assinaturas em perfis, decidiu-se elaborar um diagrama de cerca, pois o contexto geológico do campo pode ser esquematicamente visualizado em três dimensões (fig. 6).

Todos os poços do Campo de Pargo foram utilizados para a confecção do diagrama de cerca. O *datum* escolhido foi a base do folhelho que cobre o topo do reservatório 2, estendendo-se até um nível genérico escolhido pouco abaixo do contato óleo-água. Na figura 6, têm-se, ainda, plotados os canhoneios de cada poço.

Vislumbraram-se possíveis caminhos por onde a água migraria desde o aquífero até os canhoneios dos poços centrais, que apresentam alta produção de água mesmo estando canhoneados nas porções mais superiores da formação, sendo teoricamente protegidos do avanço da água por diversas camadas de pelitos que se interpõem ao contato óleo-água.

No diagrama, visualiza-se a região de amalgamação entre as duas zonas e as possíveis regiões de *pinch-out* dos corpos pelíticos. De posse desta rede tridimensional, percebeu-se que o modelo físico escolhido para a simulação de fluxo não poderia ser outro senão aquele que acompanhasse a estratigrafia da deposição dos folhelhos e margas. Desta forma, o limite das *layers* deveria ser coincidente com os das barreiras, obedecendo a uma ordem estratigráfica, uma vez que o posicionamento de tais barreiras proporciona caminhos notadamente preferenciais para o deslocamento da água, a partir do aquífero.

Assim, descartou-se completamente a hipótese de se usar um modelo estrutural de discretização das *layers*, que é aquele em que cada célula da mesma camada possui sempre os mesmos topo e base.

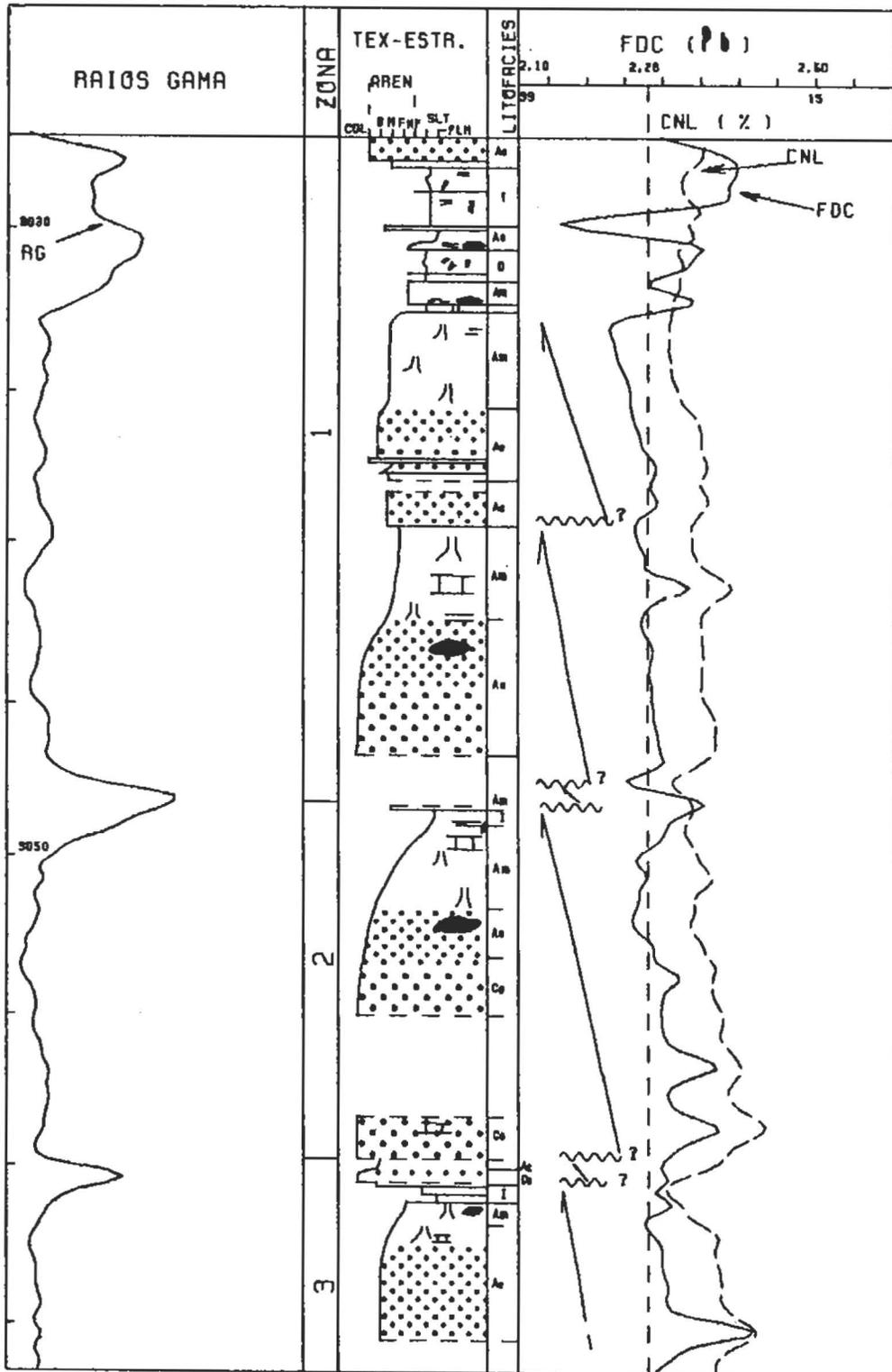


Fig. 4 - Correlação entre litofácies e perfis radioativos no poço PG-4 (modificado de Becker et al. 1989).
 Fig. 4 - Correlation of lithofacies and radioactive logs in well PG-4 (after Becker et al. 1989).

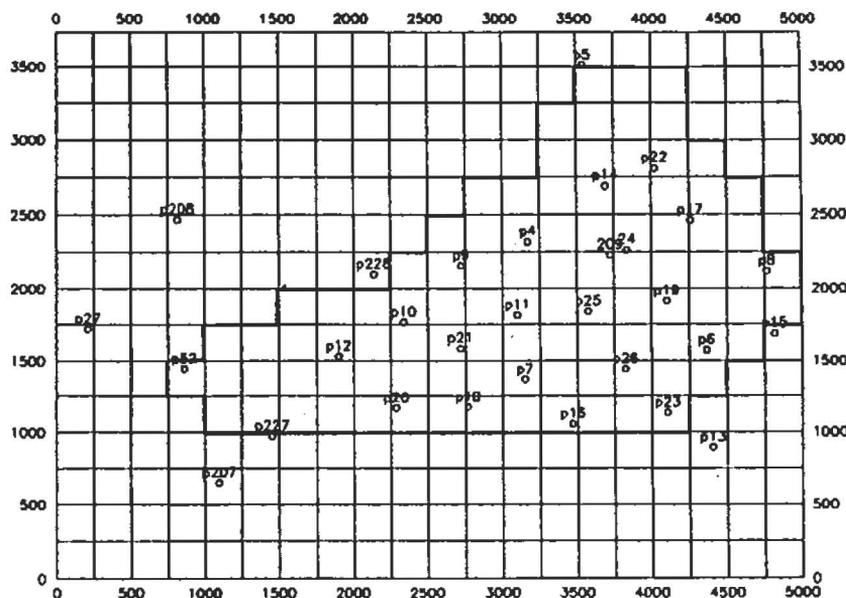


Fig. 5 - Mapa-base da área estudada.
 Fig. 5 - Base map showing the studied area.

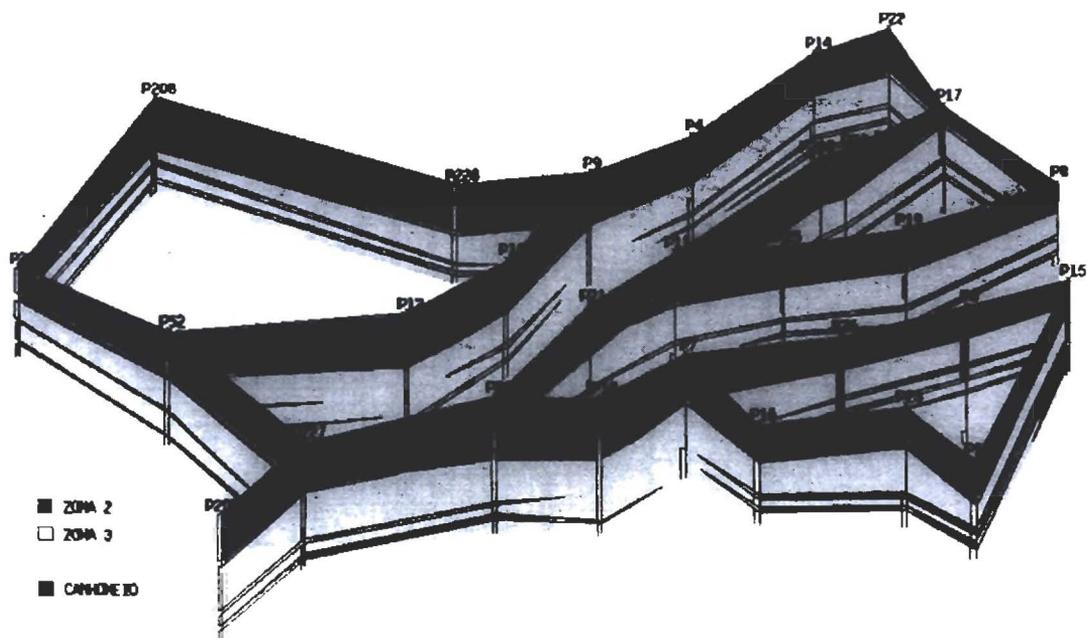


Fig. 6 - Diagrama de cerca.
 Fig. 6 - Fence diagram.

3.2 - Montagem do Modelo Físico

A montagem deste modelo foi uma etapa fundamental do trabalho. A metodologia pretendia facilitar o desempenho da simulação numérica de fluxo, implicando o uso de um modelo mais simples e

representativo dos aspectos mais importantes do processo físico a ser simulado, aplicando, ainda, valores condizentes com os dados petrofísicos disponíveis para o campo. Isto porque a metodologia descrita a seguir praticamente impede a presença de rochas não-reservatório determinísticas, ou seja, aquelas que estão

3.3 - Estimativa dos Parâmetros Petrofísicos

Estudos petrofísicos são feitos nas litofácies-reservatório visando à melhor caracterização do reservatório e à determinação de relações entre os principais parâmetros mais diretamente ligados ao fluxo, ou seja, busca-se estabelecer equações para se obter a permeabilidade absoluta a partir da porosidade das litofácies. Os valores obtidos de tais relações podem ser aplicados a modelos não-homogêneos de simulação de fluxo.

A porosidade, por ser uma variável aditiva, teve seus valores médios calculados para cada poço, por meio de uma simples média aritmética ponderada pela espessura, a partir dos valores fornecidos pelo *Logcalc* (programa de avaliação quantitativa de perfis). Obtidos os valores médios por poço e por *layer*, foram elaborados mapas de porosidade.

A permeabilidade absoluta (K) foi obtida por meio de relações lineares com a porosidade (PHI): para o arenito maciço $\log K = 0,123 \text{ PHI} + 0,049$ e para o arenito conglomerático $\log K = 0,027 \text{ PHI} + 2,319$.

Na elaboração dos mapas de permeabilidade, foi respeitada a litofácies predominante em cada célula de simulação, indicada pela relação que a densidade da rocha (RHOB) guarda com as litofácies.

Calculou-se a densidade média, ponderada pela espessura, das rochas-reservatório, por poço e por *layer*. Com os valores médios calculados, tinha-se conhecimento da litofácies predominante em cada poço. Mapeou-se a variável RHOB por todo o campo, para cada *layer* da simulação.

Posteriormente, foi elaborado um programa que "visita" cada célula do *grid* do mapa de RHOB e identifica a litofácies predominante na célula. Conhecida a litofácies, o programa calcula seu valor, utilizando uma das relações mencionadas, buscando o valor da porosidade da célula em outro arquivo equivalente.

4 - SIMULAÇÃO DE FLUXO

Uma vez modelado o arcabouço geológico do reservatório, que mostra a conectividade e continuidade das rochas-reservatório, com base na continuidade das camadas pelíticas, decidiu-se testar esta modelagem em simulador de fluxo. A simulação passou, então, a ser ferramenta para aferir o modelo físico idealizado, uma vez que possibilita subdividir e atribuir propriedades médias ao reservatório, levando em conta, inclusive, variações espaciais e temporais (Peaceman, 1977).

A simulação foi feita em cinco camadas, as quais são limitadas por camadas pelíticas contínuas, segundo um modelo estratigráfico. A permeabilidade vertical foi considerada nula, salvo nas poucas regiões de

amalgamação entre as camadas superiores e entre as camadas 4 e 5.

Escolheu-se uma modelagem convencional, do tipo *Black-oil*, que considera três componentes: água, óleo não-volátil e gás. O simulador comercial escolhido para o estudo foi o SimBest, versão 1.0 (1985), da *Scientific Software - Intercomp Incorporation*.

Optou-se pelo método de solução simultânea, isto é, tratamento totalmente implícito da pressão e saturação. O simulador avalia os termos de transmissibilidade e saturação no próprio passo de tempo, por um processo iterativo. O método, apesar de implicar maior erro de truncamento, além de requerer mais tempo computacional, quando comparado com o IMPES (*implicit/explicit method*), tem a vantagem de ser incondicionalmente estável (Aziz e Settari, 1979).

Inicialmente, os fluidos foram considerados totalmente dispersos, o que fez com que as curvas de permeabilidade relativa fossem mantidas. A opção de equilíbrio automático, bem como o controle automático dos *timesteps* foram selecionados de modo a garantir estabilidade e acurácia.

A caracterização do influxo de água foi feita via função de aquífero. Optou-se pelo influxo de Carter-Tracy, na forma definida por Van Everdingen e Hurst (1949), considerando uma razão de 4,5 entre o raio do aquífero e o do reservatório, obtido por balanço de materiais. A princípio, utilizou-se somente aquífero de fundo.

Procurou-se ajustar o histórico do corte de água (Wcut) observado no campo, enfatizando-se o tempo de *breakthrough* da água e a tendência das curvas, bem como sua queda de pressão média. Não se trabalhou com as curvas de RGO (razão gás/óleo), uma vez que o campo será abandonado antes mesmo de ser atingida sua pressão de saturação, com base nos fatores de economicidade hoje vigentes.

Foram utilizadas oito curvas de permeabilidade relativa, que tiveram sua origem a partir de modificações das saturações dos pontos terminais das curvas médias de cada zona (Guedes e Josimeck, 1991) e uma tabela única de propriedades PVT (pressão *versus* temperatura), comum para as duas zonas de produção. Foram alterados coerentemente os parâmetros que apresentam maiores incertezas e também aqueles mais sensíveis ao problema em análise (Aziz, 1989). Monitorou-se constantemente o comportamento da pressão média do reservatório, trabalhando-se com o volume do aquífero e características de seu influxo, bem como seu grau de comunicação com a zona de óleo.

Com base nas seções geológicas e no diagrama de cerca, que mostram forte mergulho das camadas em direção ao aquífero na porção sudeste da jazida, implementou-se o aquífero lateral em todas as *layers*, alterando-se, de modo coerente, as propriedades do aquífero de fundo.

4.1 - Ajuste de Histórico

No histórico do campo existem 31 dados de pressão, oriundos de testes e registros de pressão realizados ao longo de sua vida produtora. Algumas elevações observadas nesses dados de pressão, que de certa forma são ajustadas pela simulação, são decorrentes de diminuições na vazão bruta de

óleo, significando que o campo é sensível à vazão imposta (fig. 12).

Obteve-se bom ajuste global para o campo em relação ao corte de água (fig. 13).

Os ajustes dos poços 4, 6, 14, 22, 23 e 24 foram considerados muito bons, ao passo que os ajustes dos poços 7, 8, 10, 17, 25 e 26 foram considerados bastante razoáveis (figs. de 14 a 16).

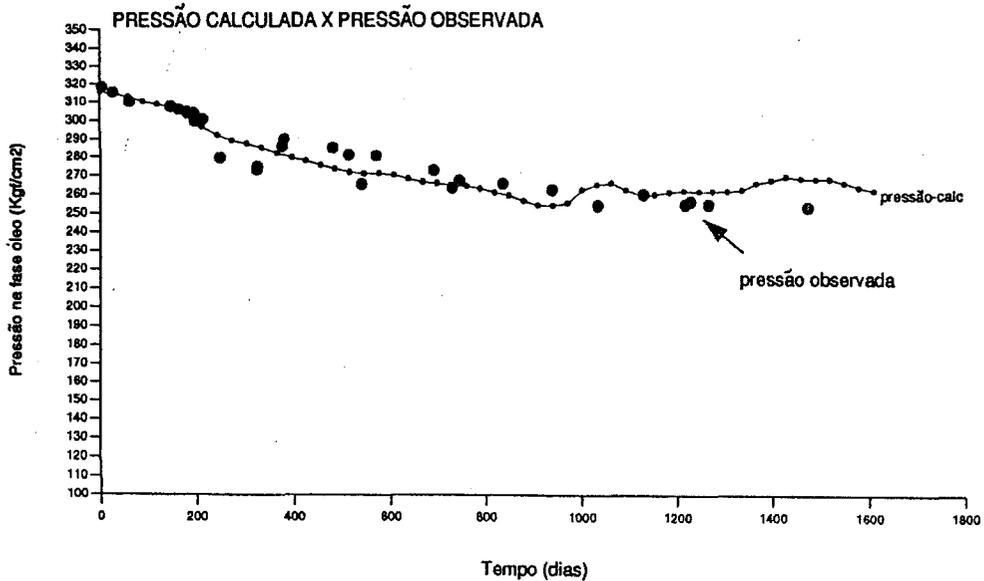


Fig. 12 - Ajuste global da pressão na fase óleo.
Fig. 12 - Pressure global fitness in the oil phase.

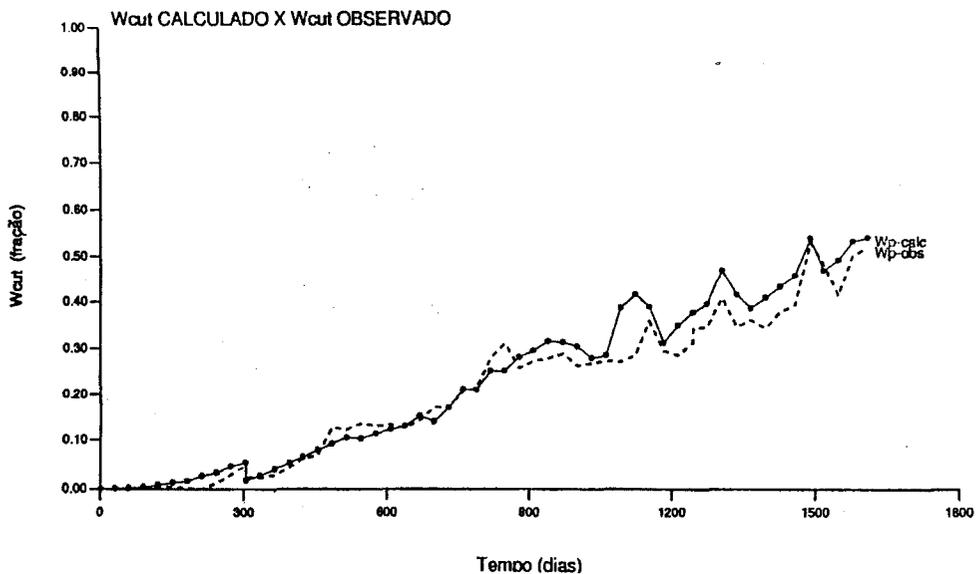


Fig. 13 - Ajuste global do corte de água (Wcut).
Fig. 13 - Wcut global fitness.

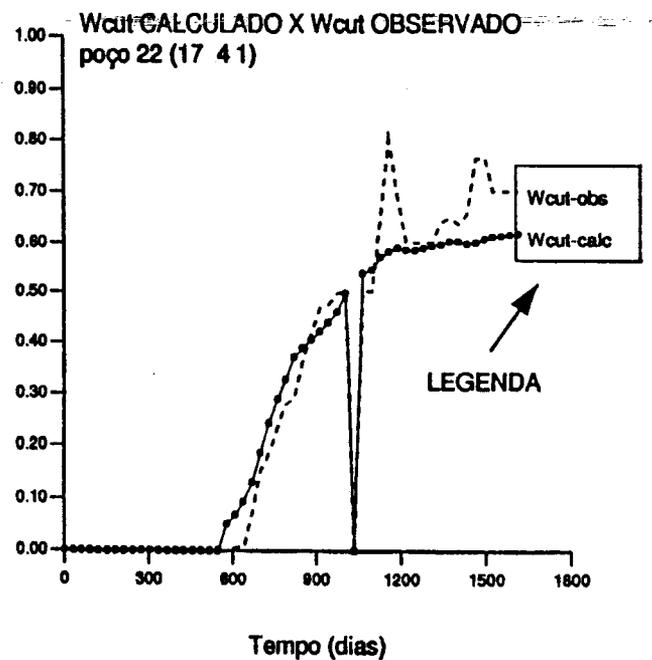
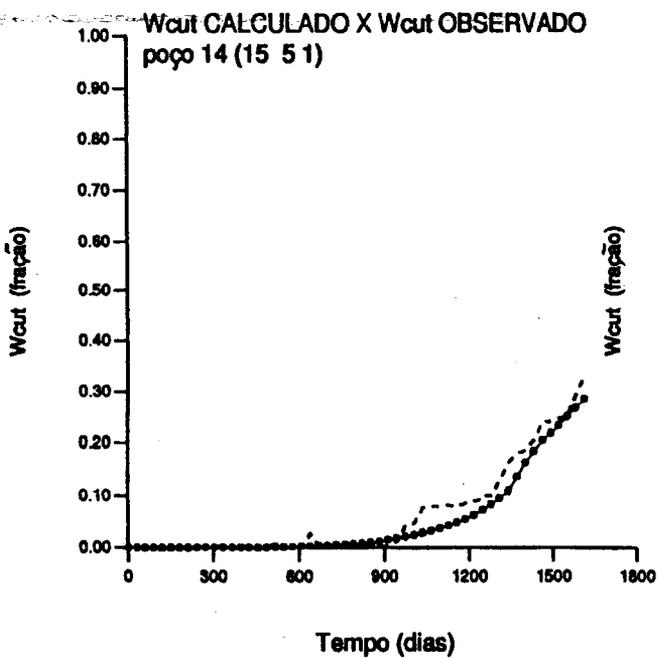
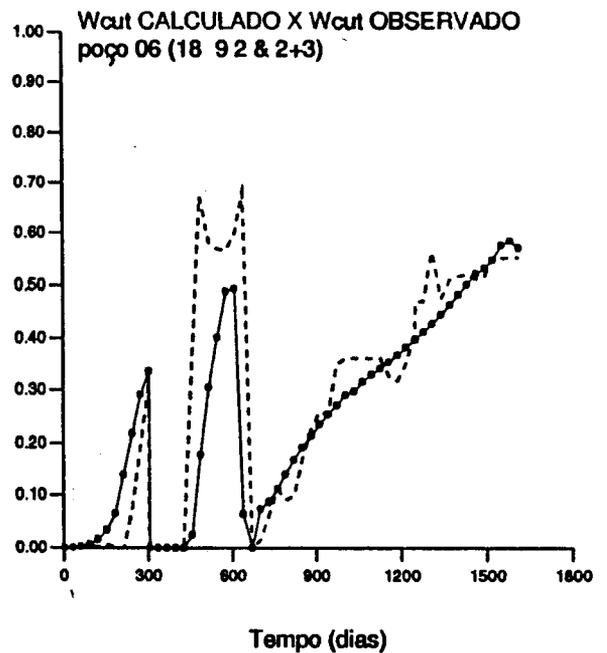
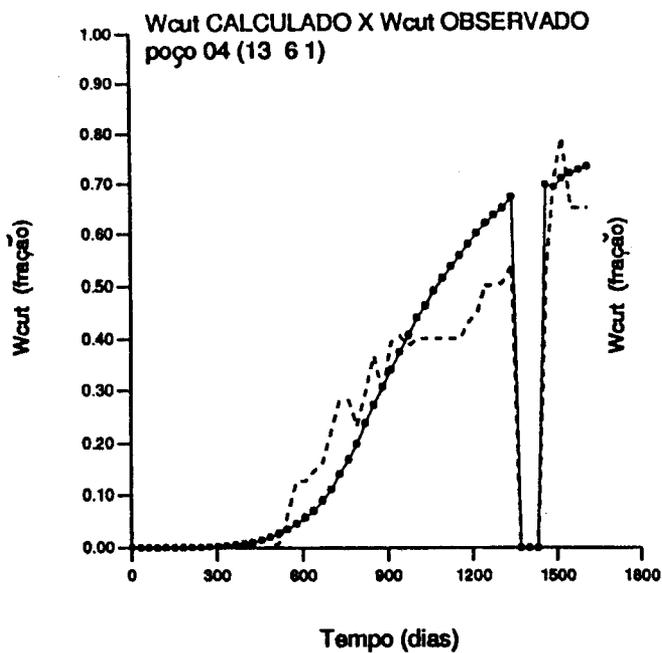


Fig. 14 - Ajuste no corte de água nos poços 4, 6, 14 e 22.
Fig. 14 - Wcut fitness in wells 4, 6, 14 and 22.

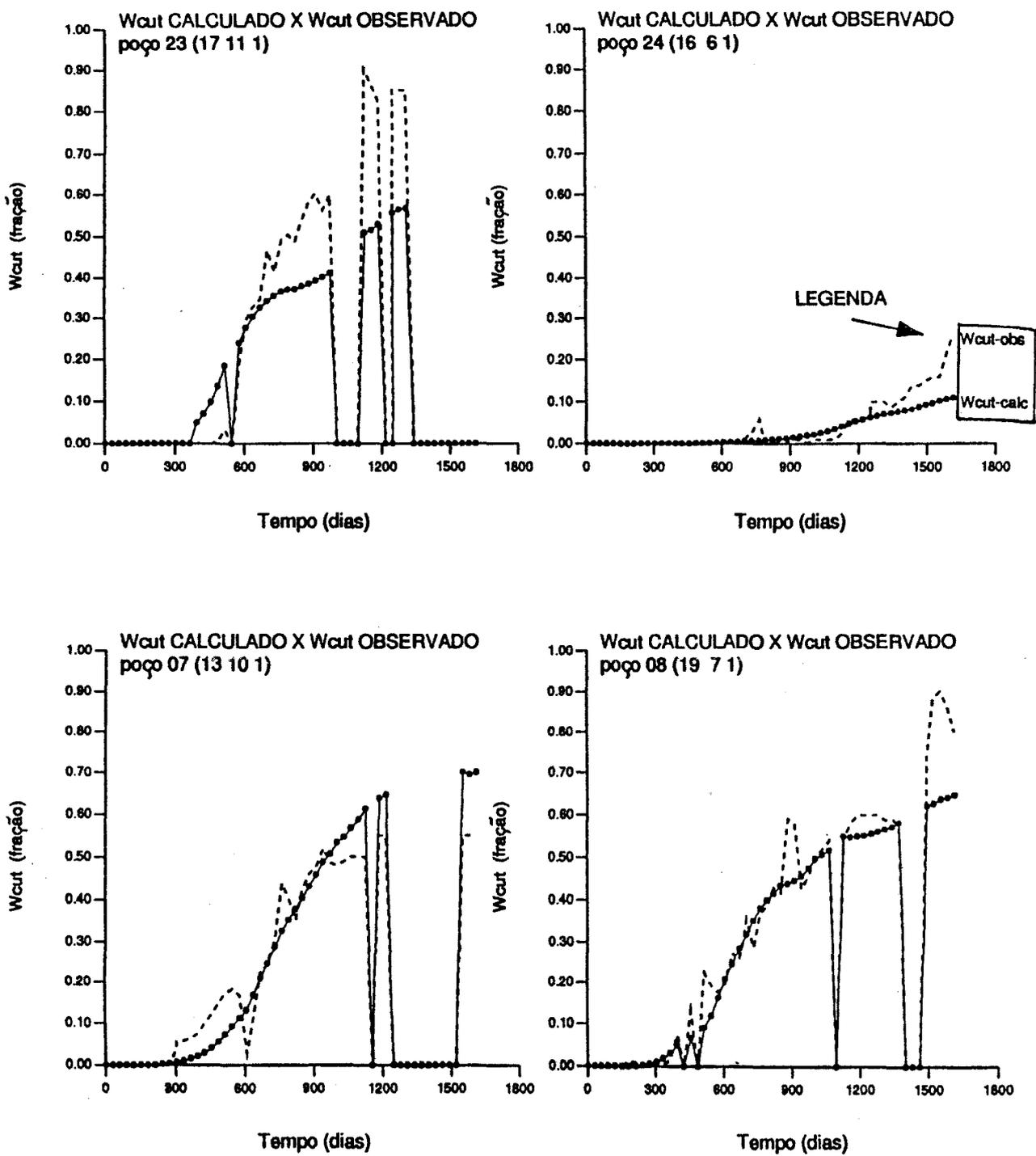


Fig. 15 - Ajuste no corte de água nos poços 23, 24, 7 e 8.
Fig. 15 - Wcut fitness in wells 23,24,7 and 8.

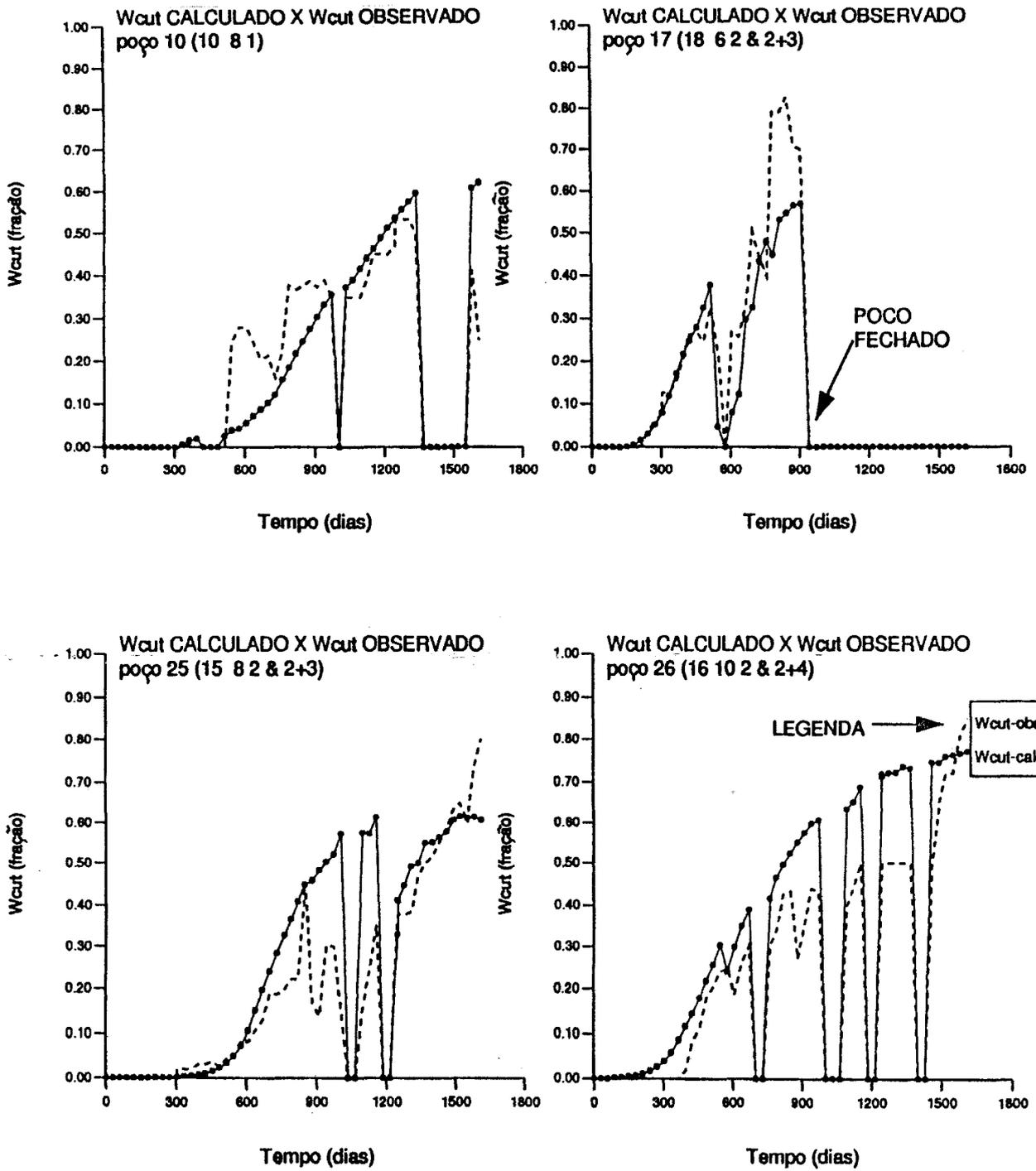


Fig. 16 - Ajuste no corte de água nos poços 10, 17, 25 e 26.
 Fig. 16 - Wcut fitness in wells 10, 17, 25 and 26.

Restaram, então, os poços realmente problemáticos – 11 e 19 –, onde não se conseguiu ajuste (fig. 17).

Tentou-se alterar a dispersão de fluidos na área desses poços, modificando-se a condição de totalmente disperso para totalmente segregado, uma vez que a produção de água calculada era muito maior do que a

observada, e os canhoneios nestes poços estão na porção superior das camadas.

Contudo, mesmo com a segregação dos fluidos, obrigando a água a se posicionar a princípio na base da camada, conseguiu-se uma redução significativa do corte de água.

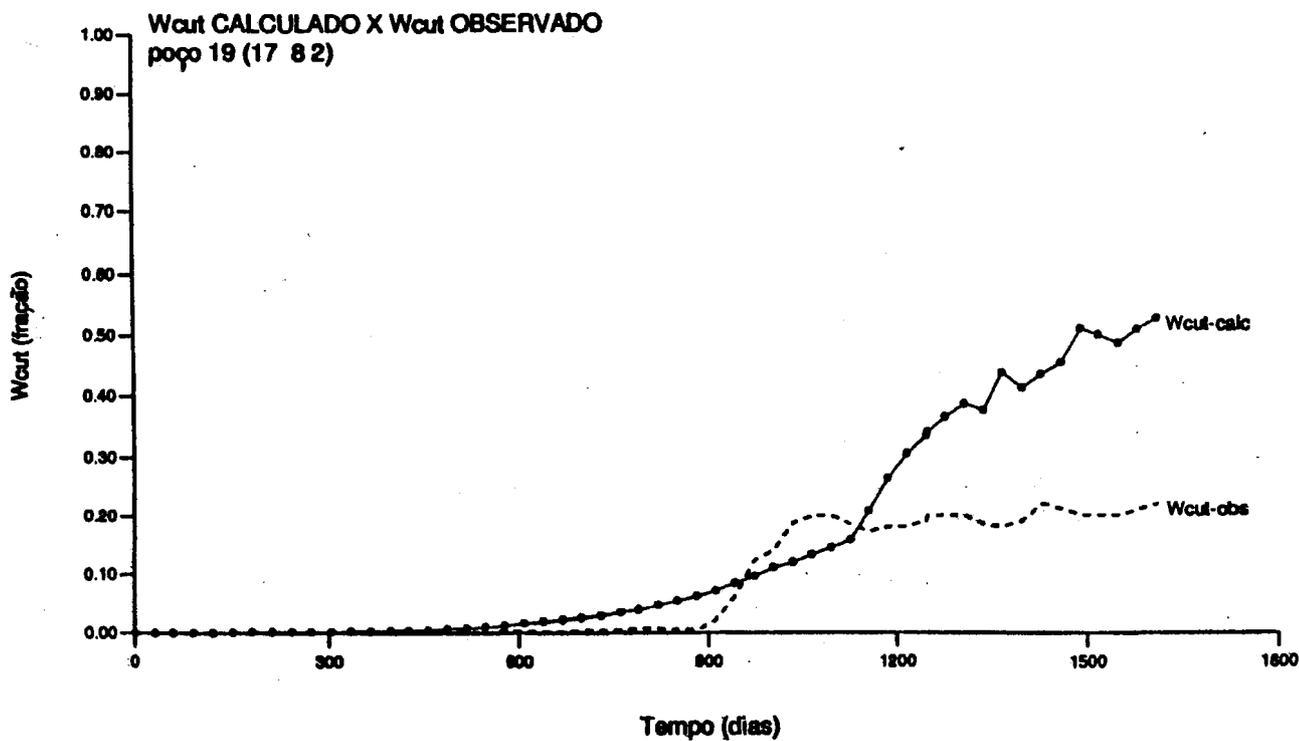
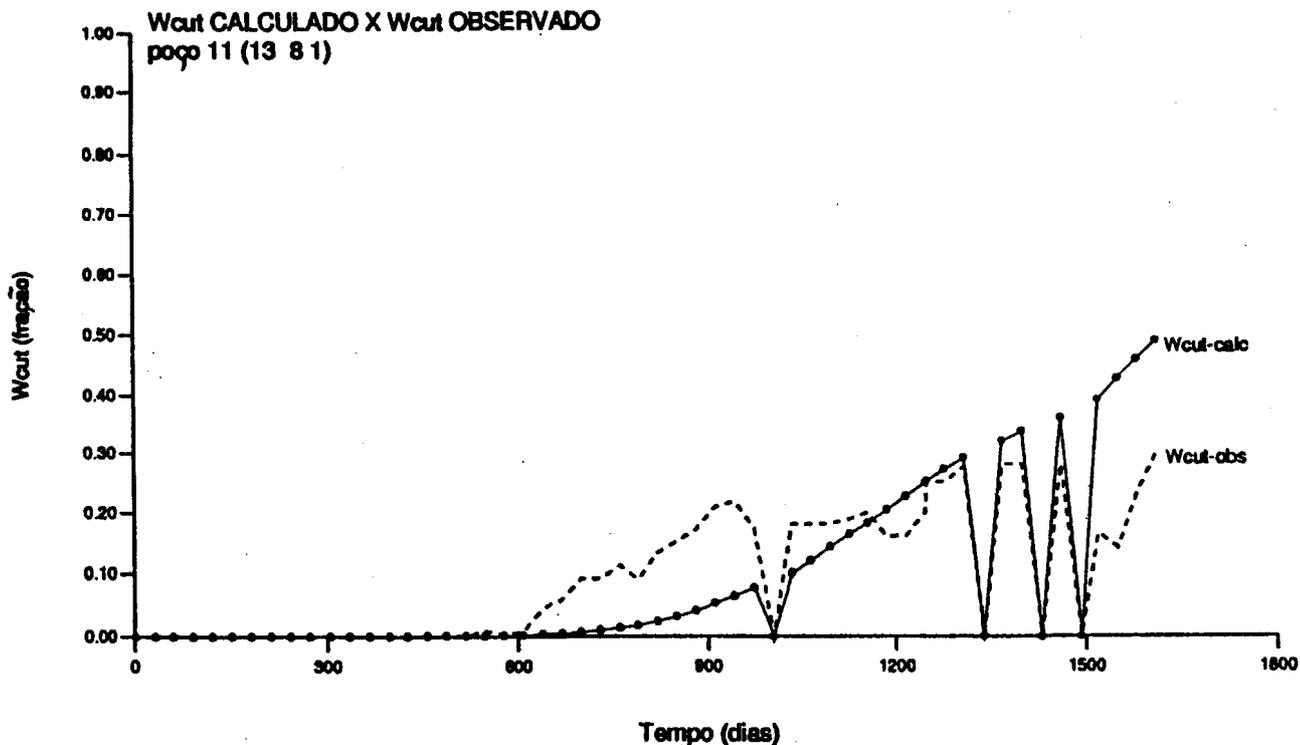


Fig. 17 - Ausência de ajuste no corte de água nos poços 11 e 19.

Fig. 17 - Lack of Wcut fitness in wells 11 and 19.

4.2 - Determinação dos Caminhos Preferenciais da Água

Uma vez obtido êxito no ajuste do histórico, comprovou-se que no campo em estudo o aquífero age não só por meio do influxo de fundo, atuando ao longo de toda jazida, bem como lateralmente.

Investigando-se os caminhos preferenciais que foram percorridos pela água, elaboraram-se mapas de

saturação de água, para cada camada produtora, a cada período de seis meses de produção.

Após um semestre de produção, as saturações de água nas camadas 1 e 4 se mantiveram praticamente inalteradas, abaixo de 10%. Na camada 2, observou-se avanço quase simétrico por todo o hemisfério sul da área, ao passo que na camada 3 surgiu discreto aumento na saturação nas extremidades a sudeste e a sudoeste (fig. 18).

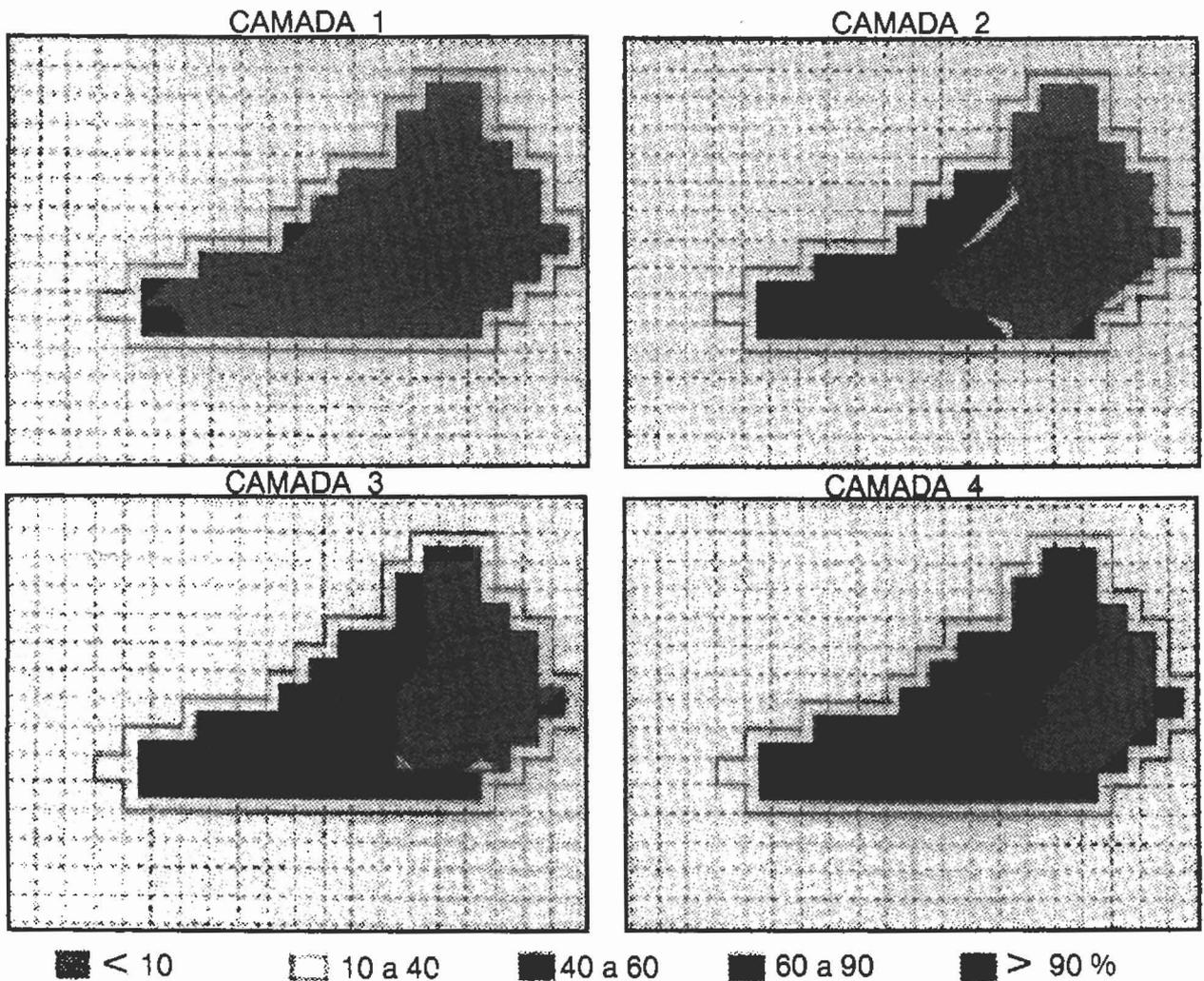


Fig. 18 - Mapa de saturação de água por camada de simulação (1 a 4), após um semestre de produção (junho de 1989).
Fig. 18 - Water saturation map of each simulation layer (1 to 4), after six month of production (June, 1989).

Nos mapas relativos a dois anos de produção, ilustram-se configurações bem distintas daquelas apresentadas na figura anterior. Na camada 1, onde o avanço é simétrico a partir das bordas, há a tendência de se gerarem duas regiões com saturações de óleo mais elevadas. Na camada 2, a água já varre quase que três

quartos de sua área, sendo que o maior avanço ocorre pela borda oeste. A camada 3 apresenta frentes a leste, sul e sudoeste, que caminham em direção ao centro da zona de óleo. A configuração da camada 4 pouco se altera, em função de sua baixa produção, mesmo assim surge pequena entrada de água a sul/sudoeste (fig. 19).

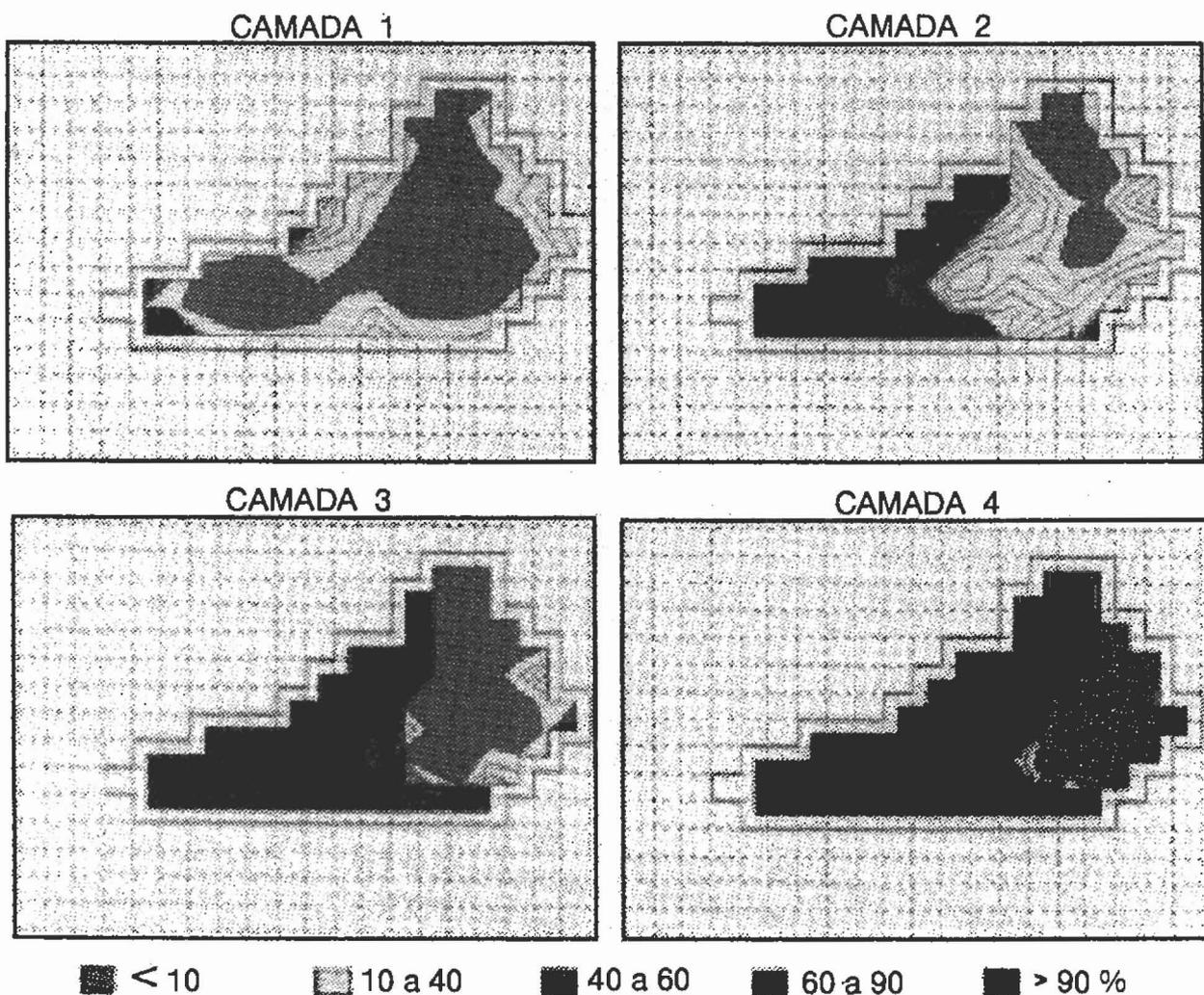


Fig. 19 - Mapa de saturação de água por camada de simulação (1 a 4), após dois anos de produção (dezembro de 1990).
 Fig. 19 - Water saturation map of each simulation layer (1 to 4), after two years of production (December, 1990).

Após quatro anos e meio de produção, que corresponde ao último dia do histórico disponível (fig. 20), observa-se que o avanço da água na camada 1 tende a isolar duas grandes regiões, uma central e outra a sudeste, onde persiste a saturação de água irreduzível.

A camada 2 fecha o histórico apresentando toda sua área central com saturações na faixa de 30%. Na

camada 3, nota-se estrangulação no centro da zona de óleo, por avanços simétricos da frente de água no Hemisfério Sul da mesma. A camada 4 mostra-se extremamente mal drenada. Com base nestas distribuições de saturações foram propostas estratégias para implementar a drenagem final dos reservatórios.

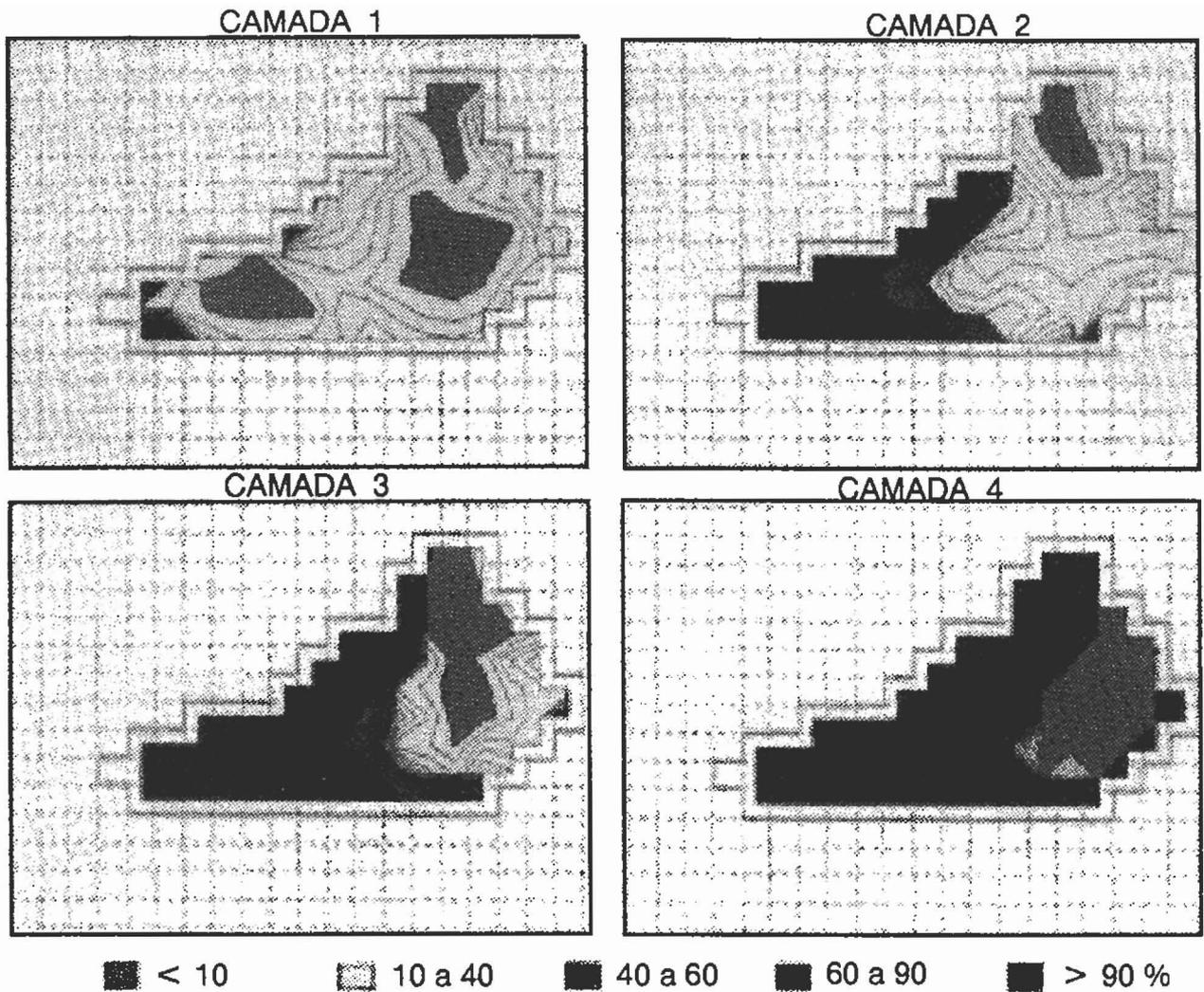


Fig. 20 - Mapa de saturação de água por camada de simulação (1 a 4), após quatro anos e um semestre de produção (junho de 1993).
 Fig. 20 - Water saturation map of each simulation layer (1 to 4), after 4 1/2 years of production (June, 93).

5 - EXTRAPOLAÇÃO DA PRODUÇÃO

A maioria dos estudos de reservatório culmina na previsão de seu futuro desempenho. Esta é uma das etapas mais interessantes da simulação, uma vez que permite testar diversas estratégias para incrementar a recuperação de óleo.

A tendência natural é estimar a produção de todo o conjunto corrente de poços, sem promover qualquer tipo de operação no reservatório. É o chamado caso básico.

Analisando-se os mapas de saturação de água do último *timestep* da simulação, desenvolveram-se diversas alternativas para a drenagem final dos reservatórios.

Para simplificar o estudo, as diferentes extrapolações começaram imediatamente após o último dia do histórico disponível, neste caso em 31 de maio de 1993. Assim, as extensões de canhoneios e a nova locação proposta iniciaram a produção já no dia 01 de

julho de 1993. A extrapolação foi estendida até 31 de dezembro de 2000.

O processo de extrapolação exigiu que diversos parâmetros balizadores fossem informados previamente ao simulador, tais como a vazão mínima econômica e o corte de água limite (Wcut), a partir dos quais o poço é automaticamente fechado. Foram informados, respectivamente, 5 m³/d e 95%. E como nunca se atingirá a pressão de saturação, optou-se pelo valor *default* para a RGO limite de 200 m³/m³.

Foram ainda respeitadas as vazões brutas existentes no final do histórico disponível, uma vez que, devido ao avanço de água existente no campo, as vazões deveriam ser sempre controladas. A transição suave, sem descontinuidades, entre o desempenho calculado no histórico e o extrapolado das vazões e pressões é, segundo Richardson e Blackwell (1971), um teste de qualidade do modelo desenvolvido para o reservatório.

5.1 - Extrapolação do Caso Básico

Avaliou-se, a cada execução da versão básica, a tendência do declínio de produção, por meio da queda da vazão de óleo dos poços, até que se tivesse obtido o ajuste da extrapolação. Observou-se, também, o aumento no corte de água e queda de pressão global do reservatório. Em alguns poços, foi necessário ajustar o índice de poço (*well index*) – índice de produtividade independente do fluido – para se obter uma extrapolação mais consistente. Para este ajuste, foi utilizado um dos programas de Babu *et al.* (1991).

Na extrapolação do caso básico, a produção total de óleo atingiu, ao final do ano 2000, aproximadamente, 4,757 milhões de m³, para as zonas 2 e 3 de Pargo.

5.2 - Alternativas para a Zona 2 de Produção

A sugestão imediata para a drenagem desta zona passa por uma nova locação. Foram testadas hipóteses para poços direcional e horizontal. A locação proposta, independentemente do tipo, poderia aproveitar parte do poço 1-RJS-209, em função não só dos custos de perfuração, podendo ser feito um *side-track* a partir dele, considerando-se ainda a proximidade da plataforma de produção, com a finalidade de drenar a área central da *layer 1*.

Foram completadas duas células adjacentes na mesma camada (16 8 e 16 9), perfazendo 500 m de intervalo contínuo aberto ao fluxo. Seria interessante fazer um refinamento local da malha de simulação, de forma a discretizar melhor a porção do reservatório a ser drenada pelo poço. O processo utilizado é aceito, embora seja considerado o mais simples para poços horizontais (Gomes, 1990).

Para uma vazão bruta limitada a 500 m³/d, obteve-se, ao término da extrapolação, uma produção acumulada de 670 mil m³ de óleo.

A fim de avaliar esse desempenho, simulou-se um poço direcional, na célula 16 8, com extensão de canhoneio de 12,6 m, que equivale à espessura da célula, com os mesmos índices de produtividade e vazão bruta do poço horizontal. Talvez em função da falta de refinamento local do poço horizontal, o desempenho do vertical atingiu 707 mil m³, em torno de 5,4% melhor quando comparada com o anterior.

5.3 - Alternativas para a Zona 3 de Produção

Em função do avanço de água observado nas camadas 2 e 3, sugere-se implementar a drenagem da camada 4 por intermédio de extensões de canhoneio. Analisaram-se quatro alternativas, considerando-se

sempre todo o intervalo aberto ao fluxo e respeitando-se a norma, não se fazendo completações seletivas.

A primeira alternativa estudada foi o canhoneio do poço 17, em função de sua localização na porção norte da camada, que ainda não foi drenada. Este poço foi produtor nas camadas 2 e 3, tendo sido fechado por alta produção de água. Impondo-se uma vazão bruta de 200 m³/d, ao final da extrapolação o poço produziria, aproximadamente, 46 mil m³ de óleo, volume que paga os possíveis custos da intervenção.

A segunda alternativa proposta foi em relação ao poço 19, que se localiza na porção central da acumulação e não apresentou bom ajuste. A produção de água calculada foi superior à observada; mas, mesmo assim, optou-se por fazer a extrapolação. Com a vazão bruta fixada em 500 m³/d, o poço produziria, aproximadamente, 1 137 mil m³, valor este que representa um incremento de 30% (260 mil m³ de óleo) em relação à produção extrapolada para o poço no caso básico, que foi de 876 mil m³ de óleo.

Foram consideradas, ainda, outras duas extensões de canhoneio nos poços 6 e 25, que não surtiram efeito e, portanto, não deveriam ser implementadas.

É importante enfatizar que a credibilidade das previsões depende de constantes atualizações do ajuste do histórico, à medida que novos dados surgem. Na tabela I, compara-se a produção acumulada do caso básico com o acréscimo das extensões dos poços 17 e 19 e com a adição da locação direcional proposta.

TABELA II TABLE I

COMPARAÇÃO ENTRE AS ALTERNATIVAS DE EXTRAPOLAÇÃO COMPARISON OF EXTRAPOLATION ALTERNATIVES

Alternativa	básica (b)	(b) + extensões	(b)+(ext)+ loc
Produção Acumulada (m ³)	4.757.832	5.064.100	5.771.26

6 - CONCLUSÕES

A metodologia estabelecida a partir do diagrama de cerca provou ser eficiente, na modelagem física dos reservatórios, refletindo-se no ajuste obtido na simulação de fluxo. A montagem do modelo estratigráfico fez com que o modelo físico fosse simples e o mais fiel possível ao do reservatório real.

Comprovou-se, assim, que as camadas de folhelhos e margas são determinantes no avanço da água no campo, sendo estas heterogeneidades as mais importantes para a ocorrência do fenômeno.

A simulação pôde comprovar a hipótese levantada pela análise das seções geológicas e pelo diagrama de cerca, que indicavam a atuação não só de fundo mas também lateral do aquífero.

Para implementar a recuperação de óleo do campo foram analisadas diversas alternativas de produção futura. Recomendaram-se a perfuração de um novo poço direcional e a ampliação de canhoneios em outros dois. A extrapolação da produção mostrou que tais ações poderiam representar um acréscimo na produção em torno de um milhão de metros cúbicos de óleo.

Finalmente, conclui-se que os dados geológicos de diversas fontes, tais como rocha, perfis, seções, diagramas de cerca e sísmica, com análise petrofísica apropriada, devem sempre ser incorporados, por mais trabalhoso que seja, ao modelo físico da simulação de fluxo, não devendo ficar restritos ao conhecimento do geólogo. Só por meio da sinergia entre a Geologia e a Engenharia de Reservatório é que se vai atingir o melhor gerenciamento das jazidas, obtendo-se maior recuperação de petróleo, e melhorando os investimentos na produção.

AGRADECIMENTOS

Ao geólogo Milton José de Souza e ao engenheiro José Adilson Tenório Gomes, pelo incentivo e interesse no desenvolvimento da Dissertação de Mestrado que deu origem a este artigo. Aos engenheiros Antônio Cláudio de França Correia, Daniel Miranda Filho e Euclides José Bonet, pelos comentários e valiosas sugestões.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AZIZ, K., SETTARI, A. *Petroleum reservoir simulation*. London : Applied Science, 1979. 476 p.
- AZIZ, K. Ten golden rules for simulation engineers. *Journal of Petroleum Technology*, Beaconsfield, v. 2, p. 1157, 1989.
- BABU, D. K. et al. *The relation between wellblock and wellbore pressures in numerical simulation of horizontal wells*. Richardson; Society of Petroleum Engineers, 1991. p. 324-328.
- BECKER, M. R. et al. *Caracterização do reservatório principal do Campo de Pargo, Bacia de Campos, Brasil*. Rio de Janeiro : PETROBRAS. CENPES. DIGER, 1989. (Relatório interno).
- BRUHN, C. H. L. *High-resolution stratigraphy, reservoir geometry and facies characterization of Cretaceous and Tertiary turbidites of Brazilian passive margin basins*. Hamilton : Mc Master University, 1993. Dissertação (Mestrado).
- FERREIRA, A. L. M. *Uma modelagem geológica para caracterizar avanço de água em um reservatório turbidítico*. Campinas : Universidade Estadual de Campinas, 1993. Dissertação (Mestrado).
- FIGUEIREDO, A. M. F., MOHRIAK, W. U. *A tectônica salífera da Bacia de Campos*. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, 33, 1984, Rio de Janeiro. *Anais...* Rio de Janeiro: Sociedade Brasileira de Geologia, 1984. p. 1380-1395.
- GOMES, J. A. T. *Simulação numérica de poços horizontais em reservatórios com fluxo multifásico, usando refinamento local*. Campinas : Universidade Estadual de Campinas. 1990. 210 f. Dissertação (Mestrado).
- GUEDES, S. S., JOSIMECK, M. R. *Relatório integrado de avaliação de formações do Campo de Pargo*. Rio de Janeiro : PETROBRAS. DEPRO. DIAF. SETEA, 1991. (Relatório interno).
- MATTAX, C.C., DALTON, R. L. *Reservoir simulation*. Richardson : Society of Petroleum Engineers. 1990. (SPE, Monograph Series, v. 13).
- MOREIRA, J. V. *Pólo Nordeste: primeiro relatório de acompanhamento*. Macaé : PETROBRAS. RPSE. DIRES. SERES-NE, 1987. (Relatório interno).
- PEACEMAN, D. W. *Fundamentals of numerical reservoir simulation*. Amsterdam : Elsevier, 1977, 176 p.
- RICHARDSON, J. G., BLACKWELL, R.J. Use of simple mathematical models for predicting reservoir behavior. *Journal of Petroleum Engineers*, Dallas, v. 23, n. 12, p. 1145-1154, 1971.
- Van EVERDINGEN, A. F., HURST, W. The application of the Laplace transformation to flow problems in reservoirs. *Journal of Petroleum Technology*, p. 305-324, 1949.

EXPANDED ABSTRACT

Pargo Field is located in the northeastern Campos Basin, offshore eastern Brazil, in an area with water depth of about 100 m. Nowadays, the field produces from coarse-grained Cretaceous turbidite reservoirs with a BSW of approximately 52%.

The description of these turbidites permitted the recognition of six major lithofacies, but only three of them are reservoir facies. In this paper, the conglomerate facies (Ca and Ac) are put together into just one lithofacies called Ac, and the massive sandstone is classified as another one called Am. The response of the density log (FDC) permitted the mapping of these two different lithofacies: Ac and Am. The absolute value of $2,28 \text{ g/cm}^3$ was considered the best index to operate the discrimination.

The reservoir succession was divided into three distinct oil-producing zones, separated by shaly beds. The zones 2 and 3 are described here. Zone 2 is formed by three or two cycles, with fining-upward and thinning-upward sequences presenting widespread lateral correlation.

The thickest basal zone (3) has the most expressive aquifer. It consists of sandy and conglomeratic turbidites, with high permeability and porosity. Interbedded mudstones occur, discontinuously and randomly at the lower part of the reservoir, and continuously at its top, providing an easy correlation of the upper portion of the zone.

It was made a fence diagram to illustrate the distribution of the shaly beds, which are responsible for the behavior of the

sandy sequences as flow units. The choice of the physical model has to respect the stratigraphy of these shaly beds. The limits of the simulation layers must coincide with this effective vertical barriers, because they favor preferential pathways for the waterflow.

The construction of the physical model is based on maps which must be successively added for each simulation layer: top of the layer, net thickness and shale thickness. It was also developed some criteria to establish mathematical relations which permitted to estimate porosity and permeability for each lithofacies.

The flow simulation was made allowing permeability and porosity to change from cell to cell, in a five-layer model. The vertical permeability is assumed to be null, except in the regions where shales pinch-out. It was chosen a black-oil, fully implicit simulator, which presents automatic equilibrium and time-steps controls. The water influx was characterized by the aquifer function, based on Carter-Tracy influx.

The water cut history was fitted, with emphasis for breakthrough time and tendency of the curves, as well as for medium pressure drop. The preferential pathways for water flow were determined through analyses of water saturation maps. These maps were elaborated for every semester of oil production. Finally, several alternatives of extrapolation for production were done; the best of them providing not only an improvement of oil recovery, but also an oil volume increase of about $1,0 \times 10^6 \text{ m}^3$ until the end of the year 2 000.