



PROCEDIMENTOS E RESULTADOS DO PROCESSO DE MUDANÇA DE ESCALA DO RESERVATÓRIO BURACICA/SERGI/ZONAS 2 - 6

Augusto André Vieira Machado

PETROBRAS - CENPES - DIGER - SIGER
Cidade Universitária - Q 07 - Ilha do Fundão
CEP: 21921-900 - Rio de Janeiro - RJ - Brasil

Regis Krueel Romeu

PETROBRAS - CENPES - DIGER - SIGER
Cidade Universitária - Q 07 - Ilha do Fundão
CEP: 21921-900 - Rio de Janeiro - RJ - Brasil

Paulo Carlos Saldanha Filho

PETROBRAS - E&PBA - GERET - GECAR
Av. Antônio Carlos Magalhães 1113
CEP: 41856-900 - Salvador - BA - Brasil

Rosane Oliveira Mota

PETROBRAS - E&PBA - GERET - GECAR
Av. Antônio Carlos Magalhães 1113
CEP: 41856-900 - Salvador - BA - Brasil

Resumo. São apresentados os métodos e resultados do processo de mudança de escala aplicado ao Campo de Buracica, Formação Sergi, Zonas 2-6, reservatório de óleo. Os estudos do reservatório utilizam dois tipos de malha de simulação: uma fina para descrever as heterogeneidades geológicas, normalmente construído com a ajuda de métodos geoestatísticos; e outro grosseiro para a simulação de fluxo. A mudança de escala das propriedades de rocha entre duas malhas de dimensões diferentes é uma tarefa crítica: existe o risco de perda de informações importantes que foram obtidas a um alto custo. Este trabalho mostra uma metodologia de mudança de escala de propriedades petrofísicas (porosidade, permeabilidade absoluta, e permeabilidade relativa) dos dados de perfilagem e testemunhos para os blocos da malha de simulação de fluxo. Para realizar esta tarefa foi utilizado o programa UPA, desenvolvido pela Petrobras, que combina vários métodos de mudança de escala e outras facilidades.

Palavras-chave: mudança de escala, simulação de fluxo, geoestatística, reservatório, permeabilidade

1. INTRODUÇÃO

No processo de mudança de escala, devem ser consideradas todas as escalas de interesse, partindo dos dados adquiridos nas menores escalas, que são os dados provenientes dos plugues de testemunho e dos perfis elétricos, até a etapa de simulação de fluxo. Como será visto mais adiante, a escolha dos métodos para a mudança de escala, assim como o lançamento da malha de simulação, dependem de características do campo e do regime de fluxo. Portanto, inicia-se o trabalho com uma breve descrição do Campo de Buracica. Na seqüência, é feita uma descrição da metodologia da mudança de escala e da ferramenta que aplica esta metodologia. Finalmente, trata-se da aplicação da metodologia no estudo do campo.

2. O CAMPO

O campo de Buracica está situado no compartimento central da Bacia do Recôncavo, no alinhamento estrutural Mata-Catu. É composto por três blocos (Norte, Principal e Sul) limitados por falhas normais selantes de direção aproximada E-W, totalizando cerca de 13km².

A formação Sergi, de idade Neotithoniana, possui na área uma espessura média de 240m e é composta por arenitos essencialmente fluviais, que constituem os principais reservatórios do campo, divididos em 14 zonas de produção. O volume de óleo *in place* (VOIP) na formação Sergi é de 98,2 10⁶ m³, representando 87,7% do VOIP do campo. Em dezembro de 1996, a produção acumulada da formação Sergi no campo era de 17.2 10⁶ m³, 91,3% da qual provenientes do bloco Principal e correspondentes a uma fração recuperada de 20,2%.

Os sedimentos da formação Sergi constituem depósitos intracratônicos de ampla distribuição geográfica com geometria tabular provenientes de um sistema fluvial do tipo *braided* desenvolvido sob condições climáticas áridas e localmente sujeitos a retrabalhamento eólico, especialmente nas porções mediana e superior da formação.

Os tipos litológicos dominantes são arenitos subarcósicos bastante homogêneos e com pouca matriz sindeposicional. As principais heterogeneidades presentes são devidas a níveis de paleossolos, sedimentos finos de planície de inundação, pacotes arenosos com argilas de infiltração e bases de canais fluviais.

De acordo com as características litológicas e estruturais do modelo geológico, a simulação geoestatística é formada por uma malha com blocos de dimensões 50m, 50m e 1m nas direções x, y e z, respectivamente. Os blocos da malha de simulação de fluxo são formados por um número de blocos da malha fina sobrepostos, de forma que só apresentam variação das propriedades na direção z (Fig. 1). A malha de simulação geoestatística é formada por duas regiões de rocha reservatório e uma “não-reservatório”. Em especial, a rocha “não-reservatório” apresenta baixa permeabilidade, porém boa porosidade.

3. A FERRAMENTA UTILIZADA (O PROGRAMA UPA)

Este trabalho usa o Programa UPA, desenvolvido no Centro de Pesquisa da Petrobras (Cenpes), para cálculo de propriedades equivalentes para transferência de escala (veja Romeu *et al.* 1997). O programa UPA possui uma série de métodos de transferência de escala das propriedades porosidade (ϕ), permeabilidade absoluta (k_a), permeabilidade

relativa e pressão capilar (k_r e p_c) e também orientação para a escolha do método ideal de cálculo. No caso da permeabilidade absoluta, os métodos analíticos (veja Leloc'h, C.) ou numéricos, sendo o último mais geral, porém exigindo maior número de cálculos. No caso de k_r e p_c , os métodos se subdividem em métodos de equilíbrio (veja Lemouzy, P. *et al.*) e métodos dinâmicos, sendo o último mais geral porém exigindo maior número de cálculos. A orientação com relação à escolha do método ideal a ser utilizado no cálculo é dada no manual do usuário do UPA. O estudo em questão apresenta variação das propriedades somente na direção z e, neste caso, existe solução analítica exata para o cálculo de permeabilidade absoluta nas direções x , y e z . Esta solução exata, ou seja a solução que fornece resultado próximo ao obtido utilizando-se o método numérico, é alcançada fazendo-se a média aritmética na direção x e y e a média harmônica na direção z .

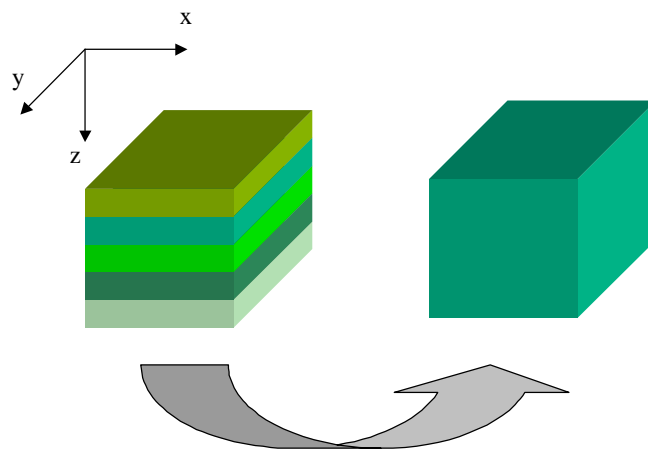


Figura 1 - Transferência de escala dos blocos da malha de simulação geoestatística para um bloco da malha de simulação de fluxo.

Para o cálculo das curvas de permeabilidade relativa e pressão capilar, o programa UPA tem recursos para avaliar a interação entre as forças capilar, gravitacional e viscosas no regime de fluxo que ocorre no modelo da simulação. Com este recurso, pode-se verificar se existe o domínio de alguma destas forças e com isso identificar o método de cálculo mais adequado para o caso. Quando existir o domínio das forças viscosas, o método mais adequado é o método dinâmico, se houver o domínio das forças capilares, o mais adequado é o método de equilíbrio capilar e se, o domínio for das forças gravitacionais, o método mais adequado é o método de equilíbrio gravitacional. Entende-se como método mais adequado o método de equilíbrio que der resultados semelhante à solução dinâmica, ou a própria solução dinâmica, caso nenhum método de equilíbrio seja suficientemente próximo. Os métodos de cálculo dinâmica disponíveis no UPA são Kyte&Berry (1975), Stone (1991) e *Pore Volume Weighted Pseudos* (1995).

Os blocos da malha grossa, em princípio, são todos diferentes entre si, pois existe pouca chance de que um grupo de blocos da malha grossa apresente a mesma distribuição de permeabilidades absolutas, porosidades e regiões de rocha nos blocos da malha fina que compõem cada um destes blocos grosseiros. Como blocos diferentes geram curvas diferentes, existe uma impossibilidade prática, causada pelas limitações dos simuladores, de se ter uma curva de k_r e p_c diferente para cada bloco da malha grossa. Portanto, é

necessário definir metodologias para agrupar regiões da malha grossa com características semelhantes ou seja características que conduzam a curvas de kr e pc parecidas.

4. A MUDANÇA DE ESCALA

O processo de mudança de escala das propriedades permoporosas foi feito em duas etapas. A primeira etapa compreende a mudança de escala da dimensão dos testemunhos para um paralelepípedo de dimensões 50m, 50m, 1m (esta é a dimensão dos blocos da malha geoestatística), e a segunda etapa compreende a mudança desta última para um paralelepípedo de dimensões do bloco de simulação de fluxo que, neste caso, é da ordem de 50m, 50m, 5m. Nesta última etapa, as propriedades dos blocos da malha grossa só variam na direção da profundidade (“z”), uma vez que, nas direções “x” e “y”, o bloco da malha grossa tem as mesmas dimensões do bloco da malha fina.

4.1. Primeira etapa

A análise de perfis de porosidade disponíveis dos reservatórios do Sergi, Zonas 2 a 6, de Buracica aponta a possibilidade de discernimento de três agrupamentos de dados de perfil ou três eletrofácies. Foram descritas as litofácies pertencentes a cada um destes grupos e medidas as suas propriedades. Conhecidas as proporções de litofácies em cada eletrofácies, calcularam-se os valores de permeabilidade absoluta e porosidade para cada eletrofácies a partir da média ponderada dos valores obtidos.

Para se obterem as curvas de kr e pc das litofácies, utilizou-se uma metodologia proposta no manual do usuário do Xpreproc (Petrobras,1997), partindo-se de um número reduzido de curvas de kr e pc e um número maior de valores de permeabilidades absolutas. Para todos os plugues onde são conhecidos os valores de permeabilidade absoluta (obtidas em relação ao ar), e curvas de permeabilidade relativa (obtidas para o sistema água-óleo) encontra-se uma regressão dos pontos terminais que correlacione: permeabilidade relativa à água (krw) com permeabilidade absoluta (ka); saturação de água máxima ($Sw(1-Sor)$) com ka; permeabilidade relativa ao óleo (kro) com ka e saturação de água mínima ($Sw(Swc)$) com ka. Desta forma, conhecendo-se a permeabilidade absoluta podem-se calcular a permeabilidade relativa e a saturação de água dos pontos terminais de uma curva de permeabilidade relativa. Paralelamente a isso, todas as curvas de permeabilidade relativa foram adimensionalizadas e calculou-se uma curva média por meio da média ponderada de todas as curvas disponíveis.

Neste ponto tem-se para a curva média representativa das permeabilidades relativas, uma função que permite reposicionar os pontos terminais da curva de permeabilidade relativa e os valores de permeabilidade absoluta. Com isso é possível gerar as curvas de permeabilidade relativa de cada litofácies reposicionando os pontos terminais das curvas de permeabilidade relativa média de acordo com a permeabilidade absoluta.

Para se obterem as curvas de kr e pc, permeabilidade absoluta e porosidade de cada eletrofácies, dividiu-se a malha geoestatística (50m, 50m, 1m) em cinco blocos nas direções “x” e “y” e em quatro blocos na direção “z”, criando uma malha mais refinada com blocos de 10m, 10m, 25m. Conhecidas as proporções de cada litofácies em cada uma das três eletrofácies, distribuíram-se aleatoriamente no espaço da malha menor as litofácies. Uma vez que os valores das porosidades, permeabilidades absolutas e relativas de cada litofácies já foram determinados, utiliza-se o programa UPA para fazer a mudança de escala da malha

de 10m, 10m, 25m (considerada a dimensão das litofácies) para a malha de 50m, 50m, 1m (considerada a dimensão das eletrofácies e dos blocos da malha geoestatística). Calcula-se portanto a porosidade das eletrofácies por meio da média aritmética dos valores da malha menor enquanto para a permeabilidade absoluta utiliza-se também a média aritmética. Não utilizou-se nenhum método mais sofisticado para o cálculo da permeabilidade absoluta porque não teria sentido uma vez que a distribuição espacial das litofácies não é conhecida.

Com relação ao preenchimento dos mapas da malha geoestatística, a distribuição das eletrofácies foi modelada por simulação estocástica, com o auxílio do *software* Heresim (Beicip Franlab) utilizando o algoritmo Gaussiano Truncado. Posteriormente foram atribuídos valores de porosidade às diversas ocorrências de cada eletrofácies, também através de simulação estocástica, condicionada ao histograma das porosidades de cada eletrofácies (sem relação de dependência espacial). A distribuição das permeabilidades foi obtida por regressão linear do logaritmo da permeabilidade a partir da porosidade.

4.2. Segunda etapa

A segunda etapa compreende a mudança de escala das propriedades associadas a blocos de dimensões da célula unitária geoestatística – provenientes de simulação geoestatística e definidos em termos de eletrofácies – para as propriedades associadas a blocos de dimensões maiores – da malha de simulação de fluxo e definidos em termos de regiões de rocha.

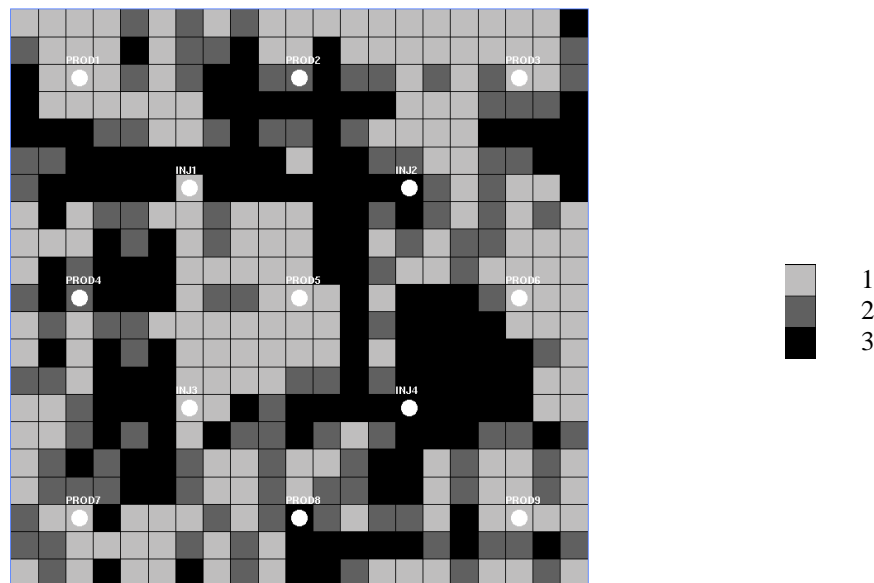


Figura 2 - Malha de uma camada do modelo utilizado no teste mostrando as fácies reservatório (1 e 2) e “não reservatório” (3).

A abordagem mais tradicional para o preenchimento da malha do reservatório exclui as regiões de rocha “não reservatório”, ou seja, trata os blocos destas regiões como blocos inativos. Outra possibilidade é tratar estes blocos como blocos ativos, atribuindo-lhes propriedades de baixa permoporosidade. Para decidir qual método é o mais adequado ao

caso estudado foi feita uma comparação da simulação dos dois casos. Verificou-se que mesmo reduzindo muito as propriedades permoporosas (porosidade e permeabilidade absoluta), ainda assim ocorria uma diferença significativa entre as duas simulações (Fig. 3 e Fig. 4). Portanto, optou-se por considerar os blocos com regiões de rocha não reservatório como blocos ativos na malha fina de simulação. O teste de verificações foi realizado simulando-se uma parte do reservatório com poços hipotéticos. Os poços injetores sendo controlados por vazão constante e os poços produtores por pressão constante. A Fig. 2 mostra o mapa de fácies de uma das camadas do modelo utilizada no teste. As Fig. 3 e Fig. 4 mostram respectivamente os gráficos de produção acumulada de óleo e pressão. Nestas figuras, a legenda é formada pela letra “p” simbolizando a propriedade porosidade e pela letra “k” representando a permeabilidade absoluta. Ambas as letras são seguidas por um valor multiplicador das respectivas propriedades nas regiões de rocha “não reservatório”. Pode-se perceber que as diferenças entre o modelo que considera bloco inativo e os outros são significativas.

Seguindo a filosofia da programa UPA, após a finalização da mudança de escala da porosidade e da permeabilidade iniciou-se a mudança de escala das curvas de k_r e p_c , associadas a uma região de rocha. Inicialmente foram feitos alguns testes para verificar qual seria o método mais adequado para a geometria, propriedades dos fluidos, da rocha e médias das velocidades de deslocamento dos fluidos. Por meio destas informações, é possível descobrir se existe o domínio de forças gravitacionais, capilares ou viscosas no regime de fluxo (veja Bedrikovetsky, 1993) e com isso utilizar o método mais rápido para gerar as curvas de k_r e p_c . Devido principalmente às velocidades envolvidas e à pequena espessura dos blocos da malha grosseira o método de equilíbrio capilar deu resultados similares ao método dinâmico (veja Fig. 5). Sendo o método de equilíbrio capilar o método mais rápido, este ficou sendo o método escolhido para a mudança de escala da permeabilidade relativa.

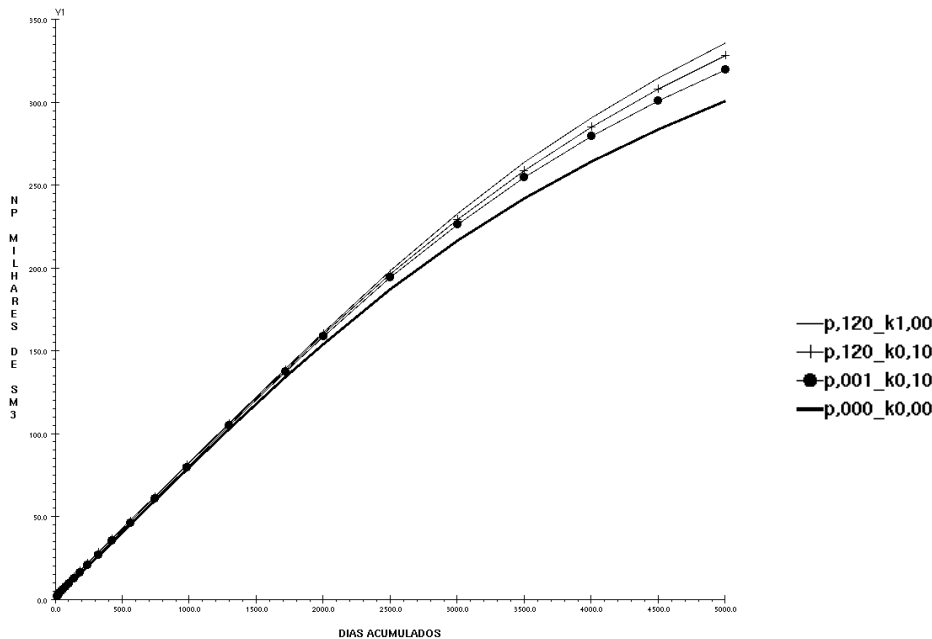


Figura 3 - Gráfico de N_p (tempo) do modelo utilizado no teste.

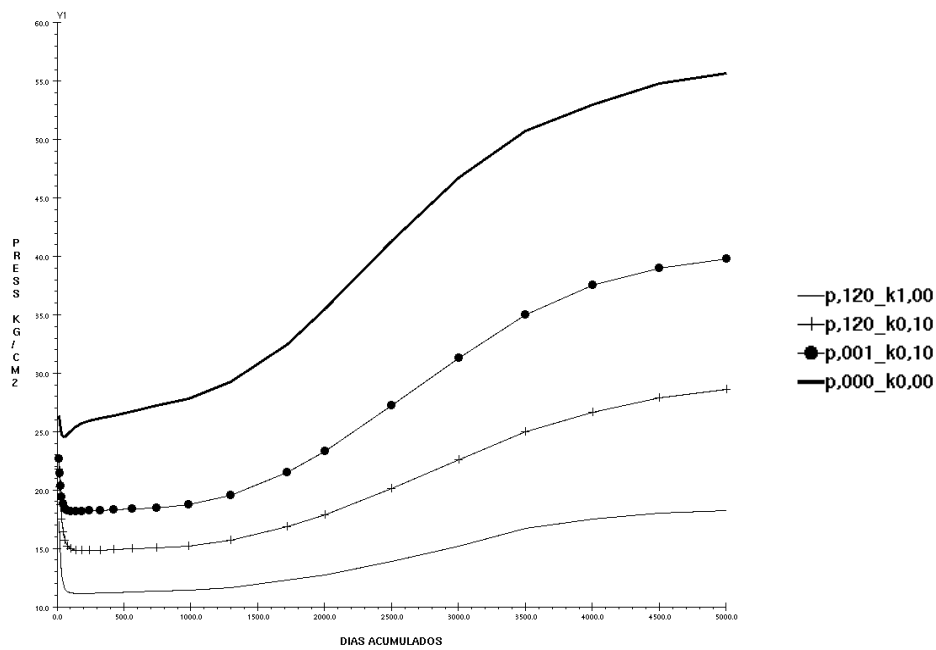


Figura 4 - Gráfico de Pressão(tempo) do modelo utilizado no teste

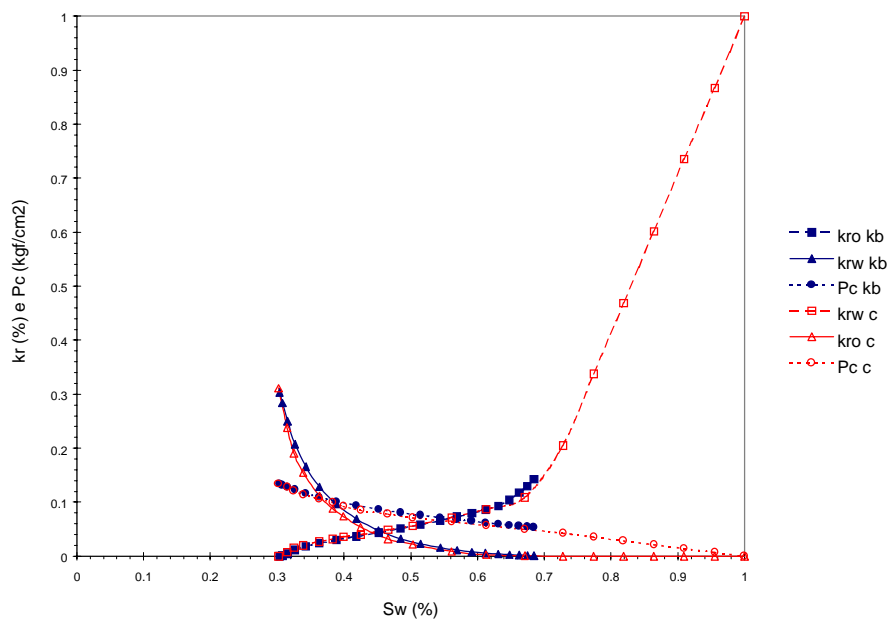


Figura 5 - Gráficos de permeabilidade relativa e pressão capilar para os métodos dinâmico (Kyte and Berry) e de equilíbrio capilar.

Escolhidos alguns blocos ao acaso, e calculadas as curvas de kr e pc para a malha grosseira, verificou-se que o formato das curvas geradas é muito influenciado pela

proporção das fácies não reservatório. Isso decorre do fato de esta fácies apresentar altas saturações da água conata contrastando com as baixas saturações da rocha reservatório. Como as saturações de água conata da curva resultante são muito dependentes deste ponto, as curvas geradas apresentam grande variação do formato de acordo com a proporção de fácies “não reservatório”. Outra propriedade que tem uma importância significativa na alteração dos formatos das curvas geradas é a permeabilidade absoluta do bloco grosseiro. Nos métodos de cálculo da curva de permeabilidade relativa, os valores correspondentes a uma saturação são obtidos dividindo um determinado valor pela permeabilidade absoluta equivalente do bloco grosseiro, causando uma deformação da forma da curva ao longo da altura. Como esta influência é menos significativa na alteração da forma das curvas, o critério adotado para o agrupamento das regiões de rocha da malha de simulação de fluxo é a proporção de fácies “não reservatório” no bloco grosseiro. Portanto decidiu-se por gerar um número máximo de 9 fácies (regiões de rocha) grosseiras, cada uma representando um intervalo de proporção de fácies não reservatório da malha fina. Como a permeabilidade absoluta dos blocos grosseiros também influencia na forma da curva, será utilizado no cálculo da curva de kr um valor médio das permeabilidade absoluta dos blocos grosseiros que assumirão esta curva.

Definido um critério para agrupar as regiões da malha grossa, podem-se gerar os mapas das regiões de rocha da malha grosseira. Para gerar as curvas de kr e pc de cada região de rocha da malha grosseira, uma vez já definido que o critério que mais influência na alteração das curvas é a proporção das fácies da malha fina, decidiu-se criar blocos fictícios que tenham contemplada esta proporção de fácies “não reservatório”. Neste bloco fictício da malha grosseira, o valor das propriedades porosidade e permeabilidade dos blocos da malha fina já foi obtido previamente para cada eletrofácies.

5. CONCLUSÃO

Muitas vezes o processo de transferência de escala é feita de maneira pouco apropriada, causando perda de informações que foram obtidas a um alto custo. Identificou-se durante a realização do trabalho a falta de uma metodologia para a realização da mudança de escala em todas as etapas da caracterização do reservatório. Em casos práticos o número de regiões de rocha diferentes, e portanto curvas de kr e pc, utilizados em uma simulação de fluxo é da ordem de 10. Porém, mesmo em casos relativamente simples, onde a mudança de escala é feito com blocos que apresentam variação das propriedades em uma só direção, existe uma grande diversidade de blocos com distribuição espacial de propriedades diferentes que irão gerar diferentes curvas de permeabilidade relativa. Portanto existe uma necessidade de se desenvolverem técnicas para reduzir o número de curvas de permeabilidade relativa possíveis de serem geradas. Neste trabalho, onde existe a particularidade de se ter uma das curvas de permeabilidade relativa da malha fina muito diferente das demais, propôs-se uma metodologia para reduzir o número de curvas.

No processo de simulação de fluxo constatou-se a necessidade de verificar se os blocos das regiões de rocha não reservatório devem ser tratados como blocos inativos ou ativos no modelo. Mostrou-se, contrariando uma prática em simulação de fluxo, que em determinados casos existe a necessidade de se considerarem estes blocos como ativos. Constatou-se também que métodos simplificados de cálculos de permeabilidade relativa para muitos casos práticos fornecem resultados muito próximos dos métodos mais

elaborados e, portanto, devido ao ganho de tempo, deve-se verificar qual o método mais adequado para o caso estudado.

REFERÊNCIAS

- Bedrikovetsky, P., 1993, Mathematical theory of oil and gas recovery, volume 4.
- Beicip Franlab, 1998, HERESIM 4.1, User Guide.
- Intera, 1995, PSEUDO reference manual, version 95^a.
- Kyte, J. R. & Berry, D. W., 1975, New pseudo functions to control numerical dispersion, Paper SPE 5105, p.269.
- Leloc'h, G., An efficient strategy for combining the permeabilities: practical application on a simulated reservoir. In: Armstrong, M. (ed.). Geostatistics, vol. 2, Kluwer Acad. Publ. (Proc. 3rd Int. Geost. Cong., Sept. 1988, Avignon), pp. 557-564, 1989.
- Lemouzy, P. *et al.*, 1993, A new scaling-up method to compute relative permeability and capillary pressure for simulation of heterogeneous reservoirs, Paper SPE 26660 presented at the 68th Ann.
- Petrobras/Gerer/Getec, 1997, XPREPROC, manual do usuário, capítulo 2.
- Romeu, R. K. *et al*, 1997, Cálculo de propriedades equivalentes para transferência de escala (programa UPA), relatório final do projeto 03-05-08, Petrobras/Cenpes.
- Stone, H. L., February 1991, Rigorous black-oil pseudo functions, Paper SPE 21207 presented at the SPE Symposium on Reservoir Simulation, Anaheim, USA.

UPSCALING PROCEDURES AND RESULTS APPLIED TO BURACICA/SERGI/ZONES 2 – 6 RESERVOIR

***Abstract.** We present the methods and results of the upscaling process applied to the Buracica Field, Sergi Formation, Zones 2-6, oil reservoir. Reservoir studies use two kinds of grids: a fine one to describe the geologic heterogeneities, usually built with the aid of geo-estatistical methods; and a coarser one for fluid flow simulation. Upscaling rock properties from the fine to the coarse grid is a critical task: there is a risk of loosing important and high-cost information in the process.*

This work shows a methodology of upscaling of petrophysical properties (porosity, absolute permeability and relative permeability) from logging and core data to the flow simulation gridblocks. We used the program UPA, developed by Petrobras, that combines several upscaling computing methods and facilities.

***Keywords:** upscaling, flow simulation, geoestatics, reservoir, permeability*