

## APLICAÇÃO DA TÉCNICA DE *UPSCALING* DE PERMEABILIDADE EM SIMULAÇÃO DE RESERVATÓRIOS

Rogério Tadeu Santana Junior<sup>1</sup>, Carolina Mendes Isidoro<sup>2</sup>, Lindaura Maria Steffens<sup>3</sup>.

<sup>1</sup> Acadêmico do Curso de Engenharia de Petróleo – CESFI-bolsista PROIP/UDESC

<sup>2</sup> Acadêmica do Curso de Engenharia de Petróleo – CESFI-bolsista PIVIC/UDESC

<sup>3</sup> Orientadora, Departamento de Engenharia de Petróleo – CESFI– lindaura.steffens@udesc.br

Palavras-chave: *Upscaling* de Permeabilidade, Simulação de Reservatórios.

### Objetivo

O objetivo deste trabalho é avaliar e comparar técnicas de *Upscaling* de Permeabilidade e o seu papel na simulação de reservatórios.

### Metodologia

As simulações estão sendo feitas em códigos autorais escritos no *software MATLAB*. Para avaliar os efeitos do *Upscaling* (ou homogeneização) é feita a simulação na malha original, depois é feita a simulação na malha homogeneizada e assim são comparados os resultados em termos de vazão e volume acumulado.

### Resultados/discussões

Atualmente está sendo avaliada uma técnica nova técnica de *Upscaling*. É um método não local baseado na conservação de fluxo que leva em conta camadas de células ao redor da região em que se deseja homogeneizar. A fim de avaliar o desempenho desse método, os resultados de simulados das simulações serão comparados com a malha original e com outro método de *Upscaling* mais clássico da engenharia de reservatórios, que são as médias (harmônica e aritmética).

Os métodos citados são avaliados em alguns campos de permeabilidades 2D. Para investigar os efeitos que o tamanho da região tem sobre os resultados o conjunto de células usado para fazer a homogeneização é variável. As simulações são feitas com o meio poroso saturado com apenas um fluido. O parâmetro usado para comparar os métodos é o volume de fluido produzido em 5 dias. Neste resumo são apresentados os resultados de simulações em dois campos de permeabilidades. No primeiro campo os métodos são comparados em uma malha com distribuição log-normal. Além disso, o desempenho dos métodos é analisado em um *dataset* da SPE, disponível no site da SPE.

**Distribuição Log-Normal:** O primeiro campo de permeabilidades é uma malha com distribuição log-normal de tamanho 40X40 e o poço produtor é colocado também em 2 localidades diferentes. Os resultados obtidos estão na figura 1. Os resultados não mostraram grande diferença em questão de erro. Mas uma análise interessante pode ser tirada, pois um dos poços é colocado em uma região mais heterogênea que o outro e, com o poço nessa região, os erros associados ao *Upscaling* são maiores. É possível perceber que há uma significativa redução do tempo de simulação que é o objetivo principal do *Upscaling*.

Localização	1 Upscaling		2 Upscalings	
	1	2	1	2
Volume Original (bbl)	49.22	43.04	49.22	43.04
Tempo de Simulação (s)*	116.37	116.37	116.37	116.37
Volume <sup>1</sup> (bbl)	44.62	43.22	43.72	43.65
Erro <sup>1</sup> (%)	9.33	0.41	11.16	1.41
Tempo de Simulação* (s)	2.50	2.50	0.12	0.12
Volume <sup>2</sup> (bbl)	44.72	43.26	43.77	43.65
Erro <sup>2</sup> (%)	9.13	0.52	11.06	1.43
Tempo de Simulação* (s)	2.50	2.50	0.12	0.12
Volume <sup>3</sup> (bbl)	44.68	43.27	43.76	43.66
Erro <sup>3</sup> (%)	9.22	0.53	11.08	1.43

**Fig 1.** Resultados das simulações feitas no campo com distribuição log-normal. O índice 1 indica o Upscaling feito com médias. O índice 2 indica o Upscaling não local com 1 camada de célula ao redor da zona de interesse. O índice 2 indica o Upscaling não local com 2 camadas. (\*) O tempo de simulação mostrado é um tempo médio.

**Dataset 1 da SPE:** O segundo campo de permeabilidades foi obtido do *SPE Comparative Solution Project* (SPE, 2001). O modelo foi desenvolvido como referência para comparar o desempenho de diferentes métodos ou algoritmos de *Upscaling*. A malha é uma seção vertical com 100X20 células. Os poços foram colocados em 4 localidades diferentes. A figura 2 mostra os resultados das simulações.

Para o *dataset 1* da SPE o número de camadas ao redor da zona de interesse provou ser significativo como pode ser visto nos resultados apresentados. Novamente a heterogeneidade da região está associada ao erro final no volume recuperado.

Localização	1 Upscaling				2 Upscalings			
	1	2	3	4	1	2	3	4
Volume Original (bbl)	1783.9	1203.5	1177.1	603.1	1783.9	1203.5	1177.1	603.1
Tempo de Simulação (s)*	19	19	19	19	19	19	19	19
Volume <sup>1</sup> (bbl)	1687.7	1182.8	1149.2	513.2	1623.1	1178.8	1082.4	514.0
Erro <sup>1</sup> (%)	5.39	1.72	2.37	14.91	9.01	2.05	8.05	14.77
Tempo de Simulação* (s)	0.41	0.41	0.41	0.41	0.02	0.02	0.02	0.02
Volume <sup>2</sup> (bbl)	1789.8	1146.3	1044.9	549.1	1729.5	1187.6	1056.6	511.6
Erro <sup>2</sup> (%)	0.33	4.75	11.23	8.95	3.05	1.32	10.24	15.17
Tempo de Simulação* (s)	0.41	0.41	0.41	0.41	0.02	0.02	0.02	0.02
Volume <sup>3</sup> (bbl)	1753.2	1101.4	1176.1	555.2	1696.0	1227.0	1148.0	622.5
Erro <sup>3</sup> (%)	1.72	8.48	0.08	7.94	4.93	1.95	2.47	3.22

**Fig 2.** Resultados das simulações feitas no modelo da SPE. O índice 1 indica o Upscaling feito com médias. O índice 2 indica o Upscaling não local com 1 camada de célula ao redor da zona de interesse. O índice 2 indica o Upscaling não local com 2 camadas. (\*) O tempo de simulação mostrado é um tempo médio.