

A INFLUÊNCIA DO AJUSTE LOCAL OU GLOBAL NA CALIBRAÇÃO DE MODELOS NUMÉRICOS DE CAMPOS DE PETRÓLEO UTILIZANDO MAPAS DE SATURAÇÃO

Valmir Francisco Risso¹ (UNICAMP), Denis José Schiozer² (UNICAMP)

¹DEP-FEM-UNICAMP, Caixa Postal 6122, CEP 13083-970, Campinas/SP, valmir@dep.fem.unicamp.br

²DEP-FEM-UNICAMP, Caixa Postal 6122, CEP 13083-970, Campinas/SP, denis@dep.fem.unicamp.br

Resumo: A complexidade dos reservatórios de petróleo e a conseqüente dificuldade de modelar o problema com precisão, através de modelos analíticos, fazem com que seja necessária a utilização da simulação numérica, a qual permite obter uma previsão do comportamento do reservatório, com base em um modelo numérico previamente construído a partir de diversos parâmetros gerados durante a caracterização do campo. Resultados positivos têm sido continuamente obtidos utilizando-se a metodologia de ajuste de histórico de produção, a qual tem como principal objetivo calibrar modelos numéricos de campos de petróleo para que os resultados de produção e de pressão da simulação sejam coerentes com o histórico de produção e de pressão observados e que estes modelos ajustados possam ser usados na previsão de produção com maior confiabilidade. No entanto, essa técnica apresenta algumas limitações, principalmente no início do desenvolvimento do campo, onde existem poucas informações disponíveis, seja pelo pequeno número de poços perfurados ou pelo fato da água proveniente dos poços injetores ou de aquíferos ainda não ter alcançado os poços produtores, o que torna o processo de ajuste do modelo numérico menos confiável. Com o avanço das técnicas de processamento sísmico e com a sísmica 4D, já é possível a obtenção de mapas de saturação do campo e com essa informação adicional, é possível melhorar a qualidade do modelo em estudo possibilitando realizar previsões de comportamento do campo muito mais confiáveis, procurando identificar qual a melhor maneira de definir a função-objetivo e qual a sua influência na qualidade do ajuste, este trabalho procurou definir melhor a função-objetivo e analisar o seu impacto na qualidade do ajuste de mapas de saturação e conseqüentemente na confiabilidade do modelo numérico. Para isso foram estudados dois tipos de ajuste: (1) Ajuste local, onde as regiões críticas do reservatório são analisadas separadamente através de várias funções-objetivos. (2) Ajuste global, onde as regiões críticas são agrupadas e analisadas em conjunto através de uma única função-objetivo.

Ajuste de Histórico, Mapas de Saturação, Planejamento Estatístico, Simulação Numérica.

1. INTRODUÇÃO

O ajuste de histórico tem como principal objetivo calibrar modelos numéricos de campos de petróleo, a fim de que os resultados obtidos sejam coerentes com o histórico de produção existente e que estes modelos possam ser usados na previsão de produção com maior confiabilidade. O ajuste de histórico geralmente é um processo difícil e trabalhoso. Na fase inicial de desenvolvimento dos campos, quando poucos dados de produção ainda estão disponíveis, as incertezas são maiores, o que pode até facilitar o ajuste, mas diminui ainda mais a confiabilidade do modelo ajustado, pois o número de soluções possíveis é ainda maior. Dessa forma, é necessário que a caracterização do campo seja mais detalhada, o que leva à necessidade de obtenção de dados geológicos cada vez mais precisos. Essa precisão tem aumentado principalmente com a sísmica 4D, onde as frentes de saturações passam a ser acompanhadas com o tempo.

Com a obtenção dos mapas de saturação é possível incorporar mais informações ao processo de ajuste e isso pode diminuir significativamente o número de soluções possíveis, com isso é possível melhorar a confiabilidade do modelo numérico do campo e realizar previsão de comportamento do campo mais confiável, principalmente no início do desenvolvimento do campo, época em que não existem muitas informações de produção. O presente trabalho aborda o ajuste de mapas de saturação e procura mostrar que a escolha do tipo de função-objetivo pode influenciar na qualidade do ajuste, para isso procurou-se mostrar a eficiência de cada método. Foram comparados dois métodos diferentes para definir a função-objetivo: (1) ajuste local e (2) ajuste global.

Lumley [1994] apresentou uma teoria para monitorar o fluxo trifásico e a pressão de reservatórios de petróleo. Mostrou em um exemplo que, utilizando os dados de amplitude de sísmicas repetidas (4D), é possível monitorar o escoamento e imagear a saturação e a pressão do campo. Segundo Blonk et al [1998], em muitos, mas não em todos os casos, os dados sísmicos 4D podem ser usados com vantagem comercial para monitorar as mudanças de fluxo do reservatório e entre os poços. Segundo Guerillot e Pianello [2000], os procedimentos de ajuste são usados freqüentemente na produção de reservatórios para melhorar os modelos geológicos. A idéia deste trabalho original é ajustar simultaneamente a permeabilidade e a impedância acústica do reservatório para melhorar o modelo geológico. Arenas et al [2001], avaliaram o benefício de usar a sísmica 4D na simulação do reservatório. O problema foca especificamente no uso da sísmica 4D no ajuste de histórico. Segundo Mantica et

al [2002], a busca de parâmetros ótimos da simulação para combinar a produção do reservatório e dados de sísmica 4D é geralmente um problema significativo. Cole et al [2002] desenvolveram uma técnica que possibilita fazer a inversão de dados da sísmica para dados de reservatório. O modelo utiliza as ondas P e S e a impedância como função das propriedades do reservatório, tais como, porosidade, pressão e saturação de fluido. O modelo utiliza um esquema de inversão que permite estimar as mudanças de saturação e de pressão utilizando dados de sísmica 4D. Segundo Aanonsen et al [2003], o uso de dados de sísmica 4D, conjuntamente com dados da produção em ajuste de histórico de modelos do reservatório requerem que os vários tipos de dados estejam incorporados em uma única função-objetivo que mede o ajuste entre os dados simulados e medidos. Segundo Mitra e Singh [2003], o efeito da mudança nos parâmetros do reservatório devido à produção tem um impacto direto nos sinais sísmicos. Kretz et al [2004], propõem um método que possibilita a calibração do modelo de fluxo antes que as deficiências possam ser observadas nos poços, de modo que as ações possam ser antecipadas. Mezghani et al [2004], apresentam um esquema de inversão para estimar propriedades petrofísicas, integrando dados de produção e de sísmica 4D na construção do modelo geológico. Wu et al [2005] desenvolveram uma metodologia que utiliza os dados da sísmica 4D para melhorar a previsão da saturação de água do campo e com isso é possível melhorar a locação de novos poços e monitorar melhor o movimento dos fluidos. Ribeiro et al [2005] utilizaram as informações da sísmica 4D para identificar o avanço dos fluidos e as áreas não drenadas do campo de Marlim, na Bacia de Campos, com o objetivo de melhorar a locação dos poços. Segundo Arts et al [2006], o monitoramento contínuo 4D de campos de petróleo já é realidade através da instalação de cabos de fundo (OBC – *ocean bottom cables*). Segundo Al-Jenaibi et al [2006], os métodos que podem monitorar o movimento dos fluidos em reservatórios de petróleo têm grande potencial para ajudar no aumento da recuperação de óleo. Os resultados da sísmica 4D, que mostram onde o fluido mudou no reservatório, são obtidos através da diferença de suas imagens sísmicas coletadas em diferentes datas.

Atualmente a sísmica 4D ou “*time lapse*” ainda é uma tecnologia emergente e o maior desafio é integrar os resultados dessa tecnologia na modelagem de reservatórios, ou seja, como utilizar essas informações no processo de calibragem do modelo numérico de reservatórios.

2. METODOLOGIA

2.1 Modelos Numéricos

Foi construído um modelo sintético, como mostra a Figura 1-a. A partir deste modelo foi gerado o mapa de saturação “real” do campo. O modelo sintético é um modelo bidimensional (água-óleo) composto por 45 blocos na direção “x” e 45 blocos na direção “y”, com 5 poços distribuídos de forma “five-spot”, sendo 4 produtores e 1 injetor, com um canal de fluxo e duas barreiras. O processo de ajuste parte de um modelo base, como mostra a Figura 1-b, que possui grandes incertezas na permeabilidade absoluta.

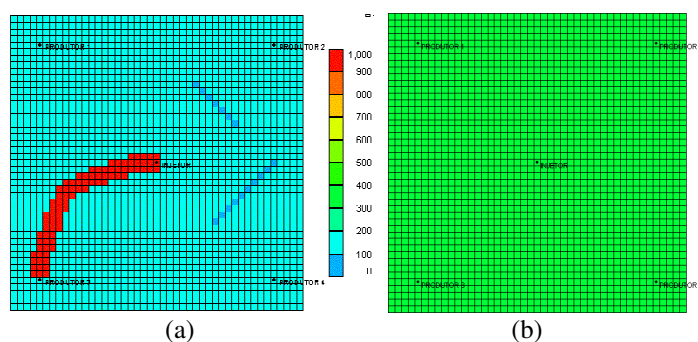


Figura 1: Mapa de permeabilidade absoluta: (a) modelo sintético (b) modelo base.

2.2 Ajuste de Mapas de Saturação

A função-objetivo mede a diferença entre os dados reais (mapa do campo sintético) e os resultados simulados (mapa do modelo base). A função-objetivo é a resposta que é analisada durante o processo de ajuste e pode ser calculada globalmente (as respostas são agrupadas e analisadas simultaneamente) ou localmente (cada resposta é analisada separadamente).

Função-Objetivo Local: o erro na saturação é medido em cada região e analisado separadamente. O ajuste local permite identificar o erro em regiões menores que não foram captadas pelo ajuste global.

Função-Objetivo Global: o erro na saturação é medido em todo campo (todas as regiões). O ajuste global tem por objetivo identificar as regiões mais críticas e ajustá-las.

A Figura 2 apresenta um esquema seqüencial do trabalho.

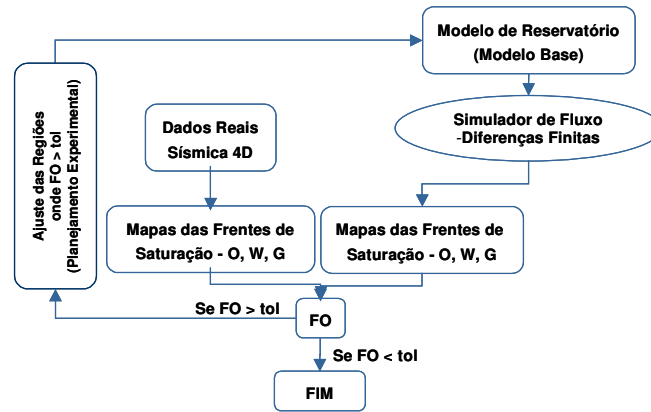


Figura 2 – Esquema considerando os dados da sísmica 4D (mapas das frentes de saturação).

A Equação 1 mostra o cálculo da função-objetivo local, erro medido em cada uma das regiões críticas separadamente. A Equação 2 mostra o cálculo do função-objetivo global (diferença em cada ponto da malha), somatório do erro de todas as regiões críticas. A Equação 3 mostra o cálculo da diferença entre os dados simulados e real.

$$FO_{LOCAL} = \varepsilon_{Região_i} \quad \text{Equação 1}$$

$$FO_{GLOBAL} = \sum_{i=1}^n \varepsilon_{Região_i} \quad \text{Equação 2}$$

$$\varepsilon = \frac{\sum_{j=1}^z (simulado_j - real_j)^2}{\sum_{j=1}^z (simulado_{j_{BASE}} - real_j)^2} \quad \text{Equação 3}$$

2.3 Definição das Regiões Críticas

Os mapas de saturação foram gerados aos quatro anos de produção do campo, como mostra a Figura 3. A Figura 4 mostra a definição das regiões críticas para o ajuste local e global.

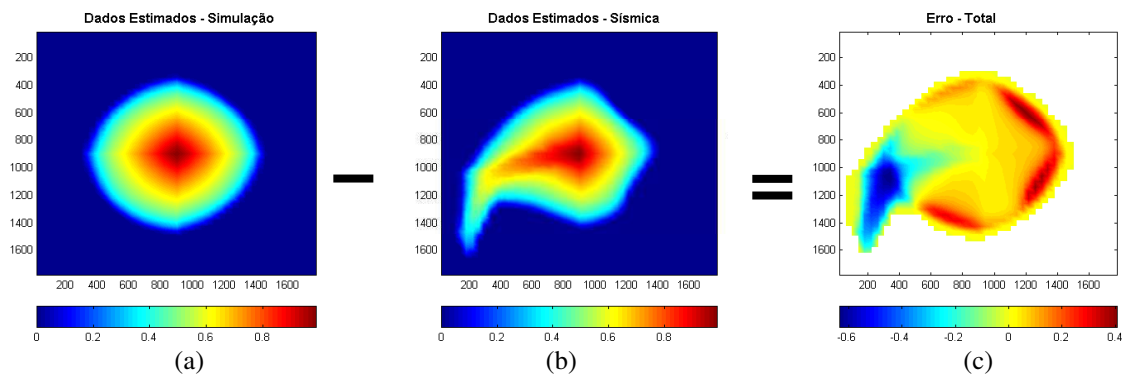


Figura 3: Mapas de saturação de água: (a) modelo base (b) modelo sintético (c) erro.

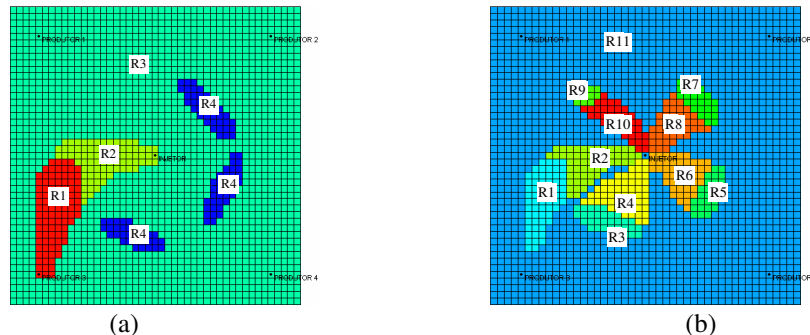


Figura 4: Regiões críticas: (a) ajuste local (b) ajuste global.

O ajuste local é definido por uma função-objetivo para cada região crítica, por isso para facilitar a análise das respostas e evitar um número muito grande de funções-objetivos, algumas regiões foram agrupadas, como mostra a Figura 4-a. Já o ajuste global é definido por uma única função-objetivo, independentemente do número de regiões críticas (somatório de todas as regiões), por isso foram definidas, além das regiões do ajuste local, também as regiões intermediárias que ligam a região crítica ao poço injetor, tornando a análise mais detalhada, com isso o modelo foi dividido em 11 regiões críticas, como mostra a Figura 4-b.

3. RESULTADOS E DISCUSSÕES

3.1 Ajuste Local

O processo de ajuste local foi realizado através da metodologia de planejamento estatístico [Risso, 2007]. Para o ajuste do mapa de saturação foram utilizados 6 planejamentos, sendo 2 Planejamentos Fatorial Fracionário 2^{8-3} ; 2 Planejamentos Fatorial Fracionário 2^{6-2} ; 1 Planejamento Fatorial Completo 2^3 e 1 Planejamento Fatorial Completo 2^2 , totalizando 124 simulações.

Planejamento Fatorial Fracionário 2^{8-3}

O planejamento fatorial fracionário teve por objetivo definir se as alterações feitas em uma determinada região afetam as respostas nas demais, ou seja, se podemos estudá-las separadamente. Foram estudadas 8 variáveis com 3 níveis em cada uma, como mostra a Tabela 1.

Tabela 1: Valores utilizados no planejamento fatorial fracionado 2^{8-3} .

	REGIÃO 1		REGIÃO 2		REGIÃO 3		REGIÃO 4	
NÍVEL	PERMX1	PERMY1	PERMX2	PERMY2	PERMX3	PERMY3	PERMX4	PERMY4
-1	300	300	300	300	300	300	300	300
0	500	500	500	500	500	500	500	500
+1	700	700	700	700	700	700	700	700

Os resultados da Figura 5 apresentam os efeitos das variáveis, sendo que 3 ou mais variáveis apresentaram efeitos estatisticamente significativos sobre o erro das respostas, mostrando que as alterações feitas em uma determinada região afetam as respostas das outras regiões, por isso é necessário seguir o estudo com todas as oito variáveis. Para o segundo planejamento as faixas de estudo foram redefinidas e os resultados mostraram que novamente não era possível estudar cada uma das regiões separadamente, porém foi possível fixar 2 variáveis. Para o terceiro planejamento as faixas de estudo foram redefinidas novamente seguindo os efeitos do segundo planejamento e observou-se que não seria possível melhorar o ajuste conseguido até então, sem redefinir novamente as regiões. Porém o processo de ajuste parte agora de um modelo muito mais confiável do que o modelo base. Para o quarto planejamento as regiões e as faixas de estudo foram redefinidas.

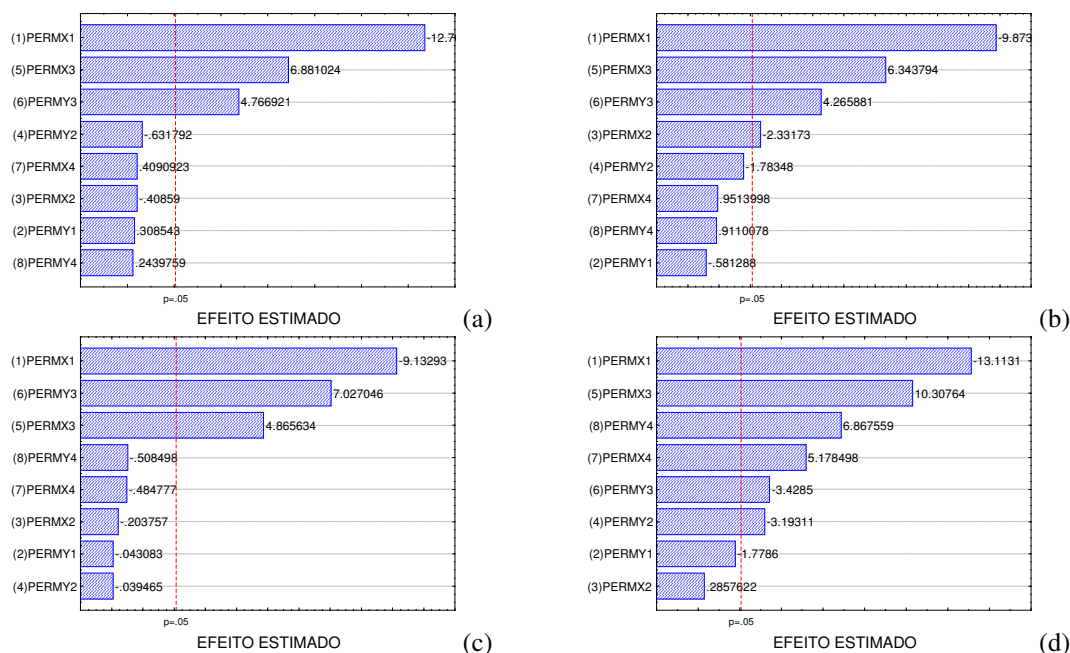


Figura 5: Variáveis estatisticamente significativas para o 1º planejamento: (a) ϵ_{Sw1} (b) ϵ_{Sw2} (c) ϵ_{Sw3} e (d) ϵ_{Sw4} .

Considerando o novo mapa de erros foi criado um novo modelo que foi dividido em 6 regiões. Neste caso foram estudadas 1 variável por região (permeabilidade na direção x igual à permeabilidade na direção y), num total de 6. Através do quarto planejamento fatorial fracionário 2^{6-2} foi possível observar e dividir o reservatório em três regiões distintas. A região 1 e 4 tiveram um comportamento diferente entre si e entre as demais, por isso foram consideradas como duas regiões distintas. A terceira região foi definida como sendo a união das regiões 2, 3, 5 e 6, pois apresentaram o mesmo comportamento. Para o quinto planejamento então definimos três regiões.

Planejamento Fatorial Completo 2^3

O planejamento fatorial completo foi aplicado nas 3 regiões, como mostra a Tabela 2.

Tabela 2: Valores utilizados no planejamento fatorial completo 2^3 .

	REGIÃO 1	REGIÃO 2	REGIÃO 3
NÍVEL	permxy1	permxy2	permxy3
-1,68	800	0	100
-1	881	20	140
0	1000	50	200
1	1119	80	260
1,68	1200	100	300

Região 1: Através da validação dos parâmetros de estudo, obteve-se o modelo quadrático codificado (Equação 4) que representa o comportamento do erro da saturação de água. A Figura 6 mostra que a diminuição do erro ocorre aproximadamente no ponto central com uma permeabilidade para a região 1 de 1050 mD.

$$\varepsilon_{Qw1} = 2,34294 - 0,29831 \times (\text{Permxy1}) + 1,00393 \times (\text{Permxy1})^2 - 0,50682 \times (\text{Permxy3}) + 2,82120 \times (\text{Permxy3})^2 - 2,00806 \times (\text{Permxy1}) \times (\text{Permxy3}) \quad \text{Equação 4}$$

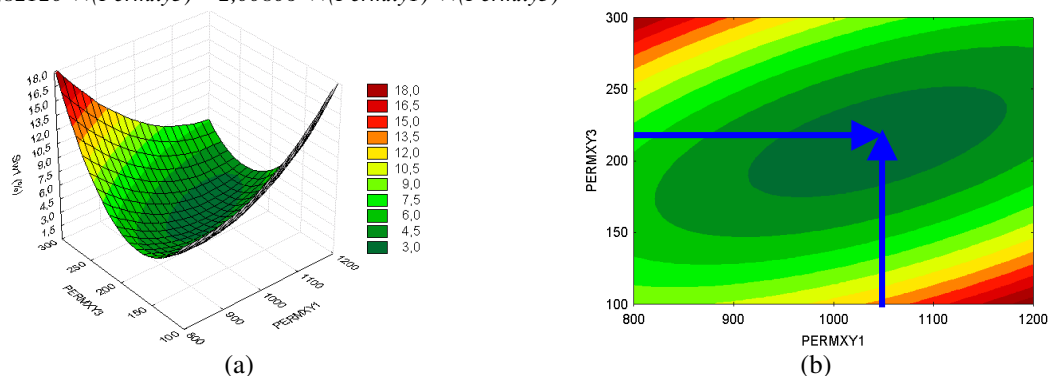


Figura 6: Erro na saturação de água na região 1: (a) superfície de resposta (b) curvas de contorno.

Região 2: Através da validação dos parâmetros de estudo, obteve-se o modelo quadrático codificado (Equação 5) que representa o comportamento do erro da saturação de água. A Figura 7 mostra que o erro mínimo ocorre quando a permeabilidade na região 2 foi reduzida a zero indicando a existência de uma barreira.

$$\varepsilon_{Qw2} = 6,89736 - 0,96973 \times (\text{Permxy1}) + 3,07429 \times (\text{Permxy2}) - 0,74998 \times (\text{Permxy2})^2 + 1,33281 \times (\text{Permxy3}) - 0,84235 \times (\text{Permxy3})^2 + 1,01559 \times (\text{Permxy2}) \times (\text{Permxy3}) \quad \text{Equação 5}$$

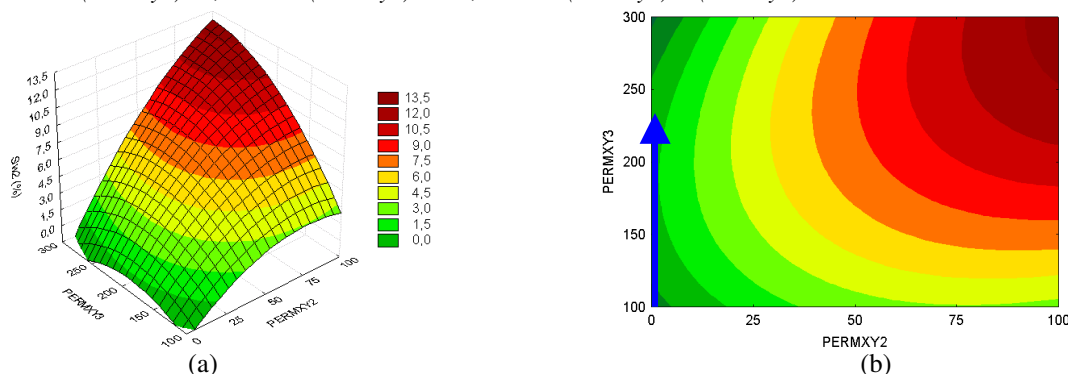


Figura 7: Erro na saturação de água na região 2: (a) superfície de resposta (b) curvas de contorno.

Região 3: Através da validação dos parâmetros de estudo, obteve-se o modelo quadrático codificado (Equação 6) que representa o comportamento do erro da saturação de água. A Figura 8 mostra que a diminuição do erro ocorre com uma permeabilidade para a região 3 de aproximadamente 250 mD

$$\varepsilon_{Qw3} = 2,55190 + 0,18433 \times (Permxy\ 1) + 0,21186 \times (Permxy\ 2) - 0,85274 \times (Permxy\ 3) + 0,53544 \times (Permxy\ 3)^2 - 0,35363 \times (Permxy\ 1) \times (Permxy\ 3)$$

Equação 6

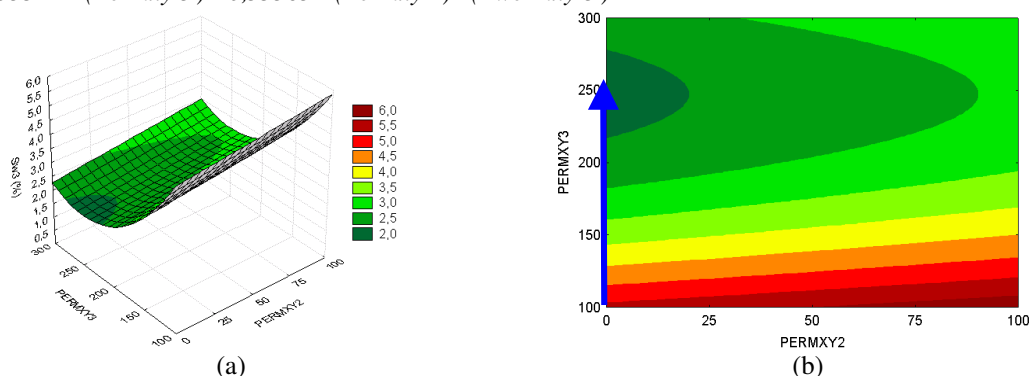


Figura 8: Erro na saturação de água na região 3: (a) superfície de resposta (b) curvas de contorno.

Modelo Ajustado - Local

A Tabela 3 mostra a permeabilidade utilizada no modelo sintético, no modelo base e no modelo ajustado.

Tabela 3: Permeabilidades absolutas para o ajuste local.

REGIÃO	1	2	3
Modelo sintético	1000	0	200
Modelo base	500	500	500
Modelo ajustado	1050	0	250

É possível visualizar melhor no mapa de permeabilidade absoluta, como mostra a Figura 9.

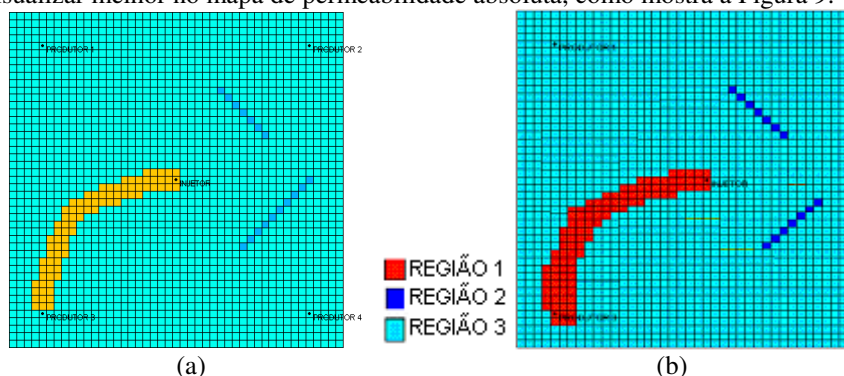


Figura 9: Mapa de permeabilidade absoluta – ajuste local: (a) modelo sintético (b) modelo ajustado.

A Figura 10 apresenta o mapa de saturação do modelo sintético (sísmica), do modelo ajustado e também o erro existente entre os dois mapas e a Figura 11 mostra a previsão de comportamento do campo utilizando a função-objetivo local.

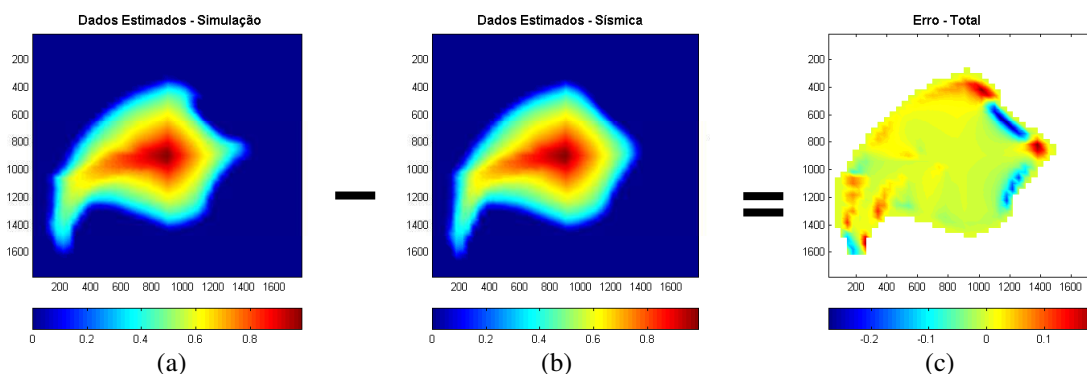


Figura 10: Mapa de saturação de água – ajuste local: (a) modelo ajustado (b) modelo sintético (c) erro.

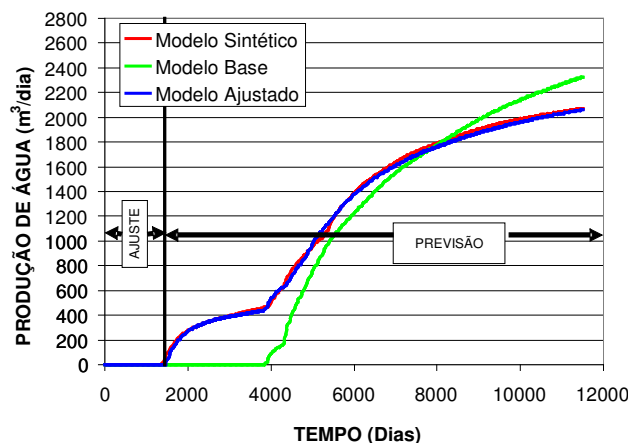


Figura 11: Previsão de produção de água do campo – ajuste local.

3.2 Ajuste Global

O processo de ajuste global também foi realizado através da metodologia de planejamento estatístico [Risso, 2007]. Para o ajuste do mapa de saturação foram utilizados 4 planejamentos, sendo 2 Planejamentos Plackett-Burman; 1 Planejamento Fatorial Completo 2^3 e 1 Planejamento Fatorial Completo 2^2 , totalizando 66 simulações.

Planejamento Plackett-Burman

O planejamento do tipo *Plackett-Burman* teve por objetivo definir se as alterações nas regiões críticas afetam a função-objetivo. Foram estudadas 11 variáveis discretizadas em 3 níveis, como mostra a Tabela 4.

Tabela 4: Valores utilizados no planejamento Plackett-Burman.

	REGIÃO 1	REGIÃO 2	REGIÃO 3	REGIÃO 4	REGIÃO 5	REGIÃO 6	REGIÃO 7	REGIÃO 8	REGIÃO 9	REGIÃO 10	REGIÃO 11
-1	200	200	100	100	100	100	100	100	100	100	100
0	400	400	200	200	200	200	200	200	200	200	200
+1	600	600	300	300	300	300	300	300	300	300	300

Através do planejamento é possível observar que dentre as alterações, as que apresentam maior efeito na função-objetivo são PERMXY2, PERMXY11 e PERMXY1. Considerando os efeitos calculados na Figura 12, as faixas de estudo das 3 regiões foram redefinidas para o segundo planejamento (fatorial completo 2^3).

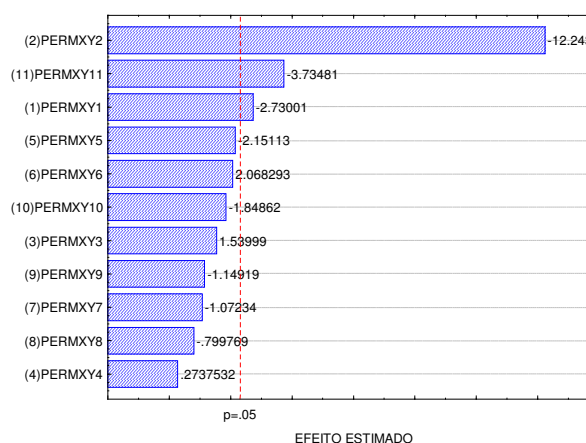


Figura 12: Variáveis estatisticamente significativas para o 1º planejamento – ajuste global.

Os resultados do melhor modelo encontrado no planejamento fatorial completo 2^3 foram comparados ao modelo sintético e o erro entre os mapas ainda era grande (maior que a tolerância mínima exigida de 10% do erro inicial), o que demonstrava que as regiões críticas definidas anteriormente precisavam ser redefinidas, partindo de um modelo mais confiável que o modelo base, com isso foi definido 15 regiões críticas e um novo planejamento Plackett-Burman foi realizado. Analisando-se os efeitos destas 15 regiões foram definidas somente duas regiões realmente críticas no cálculo da função-objetivo global.

Planejamento Fatorial Completo 2²

O planejamento fatorial completo é aplicado nas duas regiões mais críticas (Regiões 1 e 15), onde são estudadas 2 variáveis discretizadas em 5 níveis, como mostra a Tabela 5.

Tabela 5: Valores utilizados no planejamento fatorial completo 2².

	REGIÃO 1	REGIÃO 15
-1.41	700	150
-1	773	179
0	950	250
+1	1127	321
+1.41	1200	350

A superfície de resposta encontrada foi validada estatisticamente e é apresentada pela Equação 7.

$$ERRO_GLOBAL = 0,00049 - 0,00178 \cdot (perm_{x_1}) + 0,00081 \cdot (perm_{x_1})^2 + 0,00174 \cdot (perm_{x_{15}}) + 0,00156 \cdot (perm_{x_{15}})^2 - 0,00225 \cdot (perm_{x_1}) \cdot (perm_{x_{15}}) \quad \text{Equação 7}$$

Através da análise da Figura 13 verifica-se que é possível chegar a uma faixa ótima, encontrando um erro abaixo da tolerância mínima exigida no processo e com isso o processo de ajuste se encerrou.

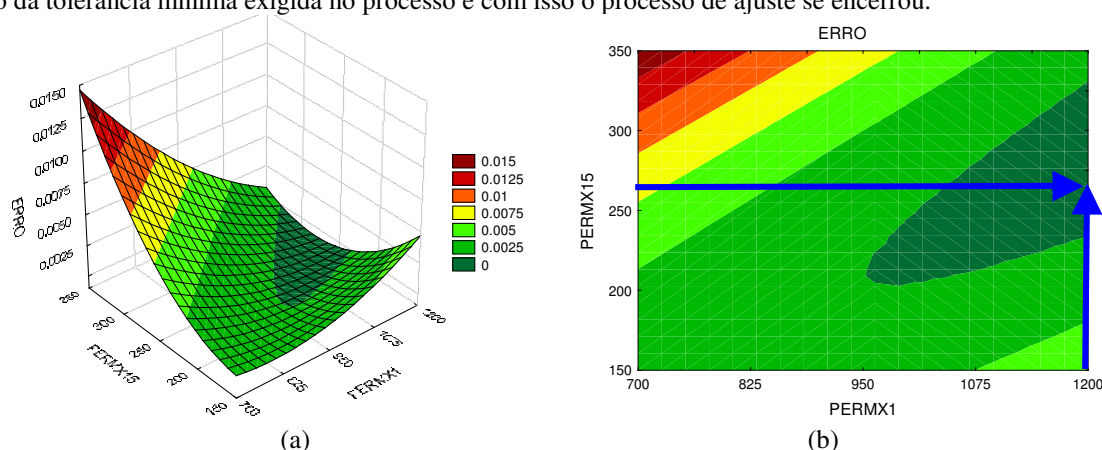


Figura 13: Erro global na saturação de água: (a) superfície de resposta (b) curvas de contorno.

Modelo Ajustado - Global

A Tabela 6 mostra a permeabilidade utilizada no modelo sintético, no modelo base e no modelo ajustado.

Tabela 6: Permeabilidades absolutas para o ajuste global.

REGIÃO	1	2	3
Modelo sintético	1000	0	200
Modelo base	500	500	500
Modelo ajustado	1200	260	260

É possível visualizar melhor no mapa de permeabilidade absoluta, como mostra a Figura 14.

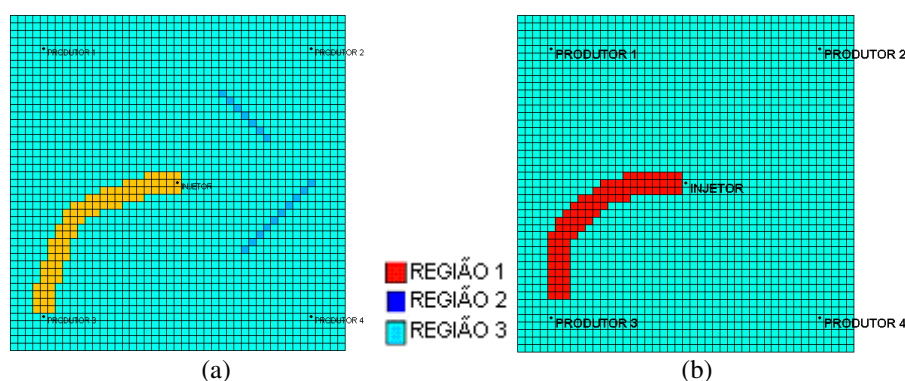


Figura 14: Mapa de permeabilidade absoluta – ajuste global: (a) modelo sintético (b) modelo ajustado.

A Figura 15 apresenta o mapa de saturação do modelo sintético (sísmica), do modelo ajustado e também o erro existente entre os dois mapas e a Figura 16 mostra a previsão de comportamento do campo utilizando a função-objetivo global.

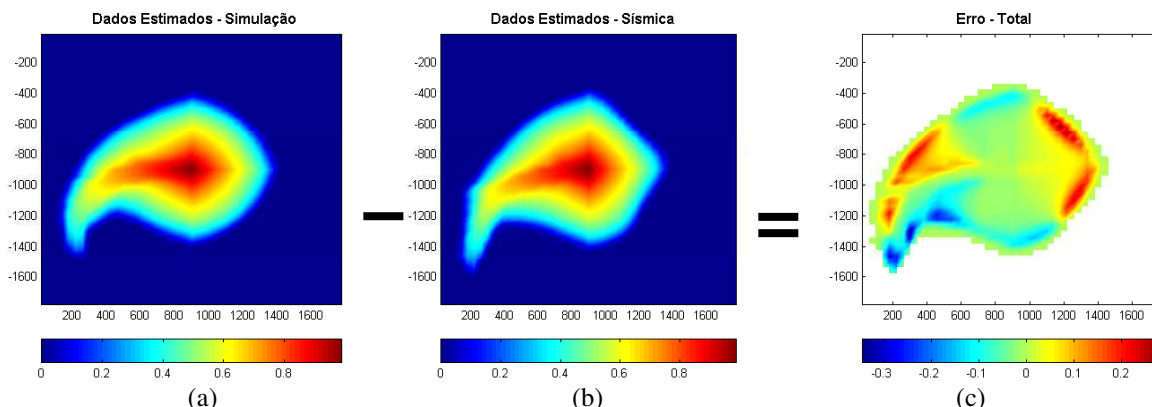


Figura 15: Mapa de saturação de água – ajuste global: (a) modelo ajustado (b) modelo sintético (c) erro.

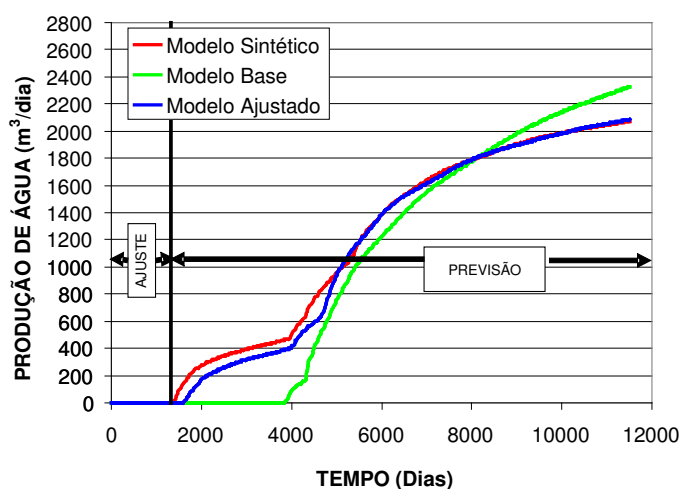


Figura 16: Previsão de produção de água do campo.

5. CONCLUSÃO

Analisando-se os resultados é possível concluir que o ajuste, tanto dos mapas de saturação, quanto da permeabilidade absoluta foi eficiente. Com isso, podemos concluir que a utilização do mapa de saturação no processo de ajuste de modelos numéricos de campos de petróleo foi fundamental para se obter um modelo mais confiável para fazer previsões futuras e que esta técnica tem sua maior eficiência no início do desenvolvimento do campo, onde pouca informação de produção é disponível. O planejamento estatístico também foi muito eficiente no processo de ajuste, evitando-se assim a tentativa e erro, utilizando-se um método de ajuste assistido.

Para o caso teórico apresentado, o ajuste local foi preciso, principalmente para ajustes finos em regiões que tem seu impacto reduzido devido ao seu tamanho (regiões pequenas), pois conseguiu identificar heterogeneidades, porém demandou um número maior de simulações, já o ajuste global foi menos eficiente, pois só conseguiu identificar o canal, que apresentava o maior impacto na função-objetivo e na produção do campo e desconsiderou regiões menores como as barreiras que apresentaram impacto menor na resposta, porém foi muito mais rápido, exigindo menos simulações, ou seja, o método global é mais rápido e menos eficiente e o método local é mais demorado e mais eficiente.

Com isso podemos concluir que para aplicações práticas, a melhor metodologia de ajuste, considerando tanto eficiência, quanto rapidez no ajuste, é iniciar o processo de ajuste analisando-se primeiro a função-objetivo global, identificando e corrigindo as regiões mais críticas do reservatório e depois fazer um ajuste local, focando a análise nas regiões que não foram identificadas no ajuste global, com isso é possível tornar o processo mais rápido, mantendo a eficiência do ajuste, ou seja, os métodos são complementares e devem ser utilizados juntos.

6. AGRADECIMENTOS

Os autores gostariam de agradecer ao UNISIM, CAPES, ANP, FINEP (CTPETRO), PETROBRAS, CEPETRO e o Departamento de Engenharia de Petróleo pelo suporte para a realização deste trabalho.

7. REFERÊNCIAS

- AANONSEN, S. I., AAVATSMARK, I., BARKVE, T., COMINELLI, A., GONARD, R., GOSSELIN, O., KOLASINSKI, M., REME, H., "Effect of Scale Dependent Data Correlations in an Integrated History Matching Loop Combining Production Data and 4D Seismic Data". Paper SPE 79665. **SPE Reservoir Simulation Symposium**, Houston, Texas, 3-5 February 2003.
- AL-JENAIBI, M., SOROKA, W. L., AL-JEELANI, A. B., HAFEZ, H. H., KLEISS, E., MELVILLE, P., "4D Seismic Monitors Fluid Changes Over Time in a Carbonate Reservoir". Paper SPE 100479. **Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference**, 5-8 November, Abu Dhabi, UAE, 2006.
- ARENAS, E., KRUIJSDIJK, C. V., OLDENZIEN, T., "Semi-Automatic History Matching Using the Pilot Point Method Including Time-Lapse Seismic Data". Paper SPE 71634. **SPE Annual Technical Conference and Exhibition**, New Orleans, Louisiana, 30 September-3 October 2001.
- ARTS, R., BROUWER, J., HOFSTEE, C., KOOIJMAN, J., DRIJKONINGEN, G., "Continuous 4D Monitoring is Now Reality". Paper SPE 99927. **Intelligent Energy Conference and Exhibition**, 11-13 April, Amsterdam, The Netherlands, 2006.
- BLONK, B., CALVERT, R.W., KOSTER, J.K., VAN DER ZEE, G., "Assessing the Feasibility of a 4D Seismic Reservoir Monitoring Project". Paper SPE 50666. **European Petroleum Conference**, The Hague, Netherlands, 20-22 October 1998.
- COLE, S., LUMLEY, D., MEADOWS, M., TURA, A., "Pressure and Saturation Inversion of 4D Seismic Data by Rock Physics Forward Modeling", **72nd Ann. Internat. Mtg.**, Soc. Expl. Geophys., Expanded Abstracts, 2475-2478, 2002.
- GUERILLOT, D., PIANELO, L., "Simultaneous Matching of Production Data and Seismic Data for Reducing Uncertainty in Production Forecasts". Paper SPE 65131. **SPE European Petroleum Conference**, Paris, France, 24-25 October 2000.
- KRETZ, V., VALLES, B., SONNELAND, L., "Fluid Front History Matching Using 4D Seismic and Streamline Simulation". Paper SPE 90136. **SPE Annual Technical Conference and Exhibition**, Houston, Texas, 26-29 September 2004.
- LUMLEY, D. E., "4D Seismic Monitoring of Reservoir Fluid-Flow Processes", **SPIE Conference**, San Diego, EUA, 1994.
- MANTICA, S., COMINELLI, A., MANTICA, G., DELL'INSUBRIA, U., "Combining Global and Local Optimization Techniques for Automatic History Matching Production and Seismic Data". Paper SPE 78353. **SPE Journal**, Vol 7, Number 2, 123-130, June 2002.
- MEZGHANI, M., FORNEL, A., LANGLAIS, V., LUCET, N., "History Matching and Quantitative Use of 4D Seismic Data for an Improved Reservoir Characterization". Paper SPE 90420. **SPE Annual Technical Conference and Exhibition**, Houston, Texas, 26-29 September 2004.
- MITRA, P. P., SINGH, K., "4D Seismic in Mapping the Change in Fluid Phase in Carbonate: A Case Study". Paper SPE 80552. **SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition**, Jakarta, Indonesia, 9-11 September 2003.
- RIBEIRO, N., STEAGALL, D., OLIVEIRA, R., FORMIGA, L., KERBER, P., JAEGER, M., "Challenges of the 4D Seismic in the Reservoir Management of Marlim Field". Paper SPE 94905. **SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference**, 20-23 June, Rio de Janeiro, Brazil, 2005.
- RISSO, V. F., "Ajuste de Histórico Utilizando Planejamento Estatístico e Combinação de Dados de Produção, Pressão e Mapas de Saturação", Tese de Doutorado em Ciências e Engenharia de Petróleo, 263p, UNICAMP, Fevereiro, 2007
- WU, J., MUKERJI, T., JOURNEL, A. G., "Improving Water Saturation Prediction With 4D Seismic". Paper SPE 95125. **SPE Annual Technical Conference and Exhibition**, 9-12 October, Dallas, Texas, 2005.

THE INFLUENCE OF LOCAL OR GLOBAL MATCHING IN THE CALIBRATION OF NUMERICAL MODELS OF OIL FIELDS USING SATURATION MAP

Abstract: The main objective of history matching is to improve numerical models of oil fields by incorporating observed data, production and pressure, into the characterization process, in order to obtain more reliable production forecasting. This technique presents some limitations mainly in the beginning of the development of oil fields, when less information is available and higher uncertainties are present. With seismic 4D, it is possible to obtain saturation maps allowing the improvement of the numerical model yielding a more reliable production forecasting. The main objective of this work is to define the objective-function and the influence in the matching of saturation map. Two kinds of objective-function were studied: local matching and global matching.

History Matching, Saturation Map, Statistical Design, Numerical Simulation

Os autores são os únicos responsáveis pelo conteúdo deste artigo.