



IBP1285_06 AJUSTE DE MODELOS NUMÉRICOS DE CAMPOS DE PETRÓLEO COMBINANDO DADOS DE PRODUÇÃO COM SÍSMICA 4D

Valmir F. Risso¹, Denis J. Schiozer²

Copyright 2006, Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás - IBP

Este Trabalho Técnico foi preparado para apresentação na *Rio Oil & Gas Expo and Conference 2006*, realizada no período de 11 a 14 de setembro de 2006, no Rio de Janeiro. Este Trabalho Técnico foi selecionado para apresentação pelo Comitê Técnico do evento, seguindo as informações contidas na sinopse submetida pelo(s) autor(es). O conteúdo do Trabalho Técnico, como apresentado, não foi revisado pelo IBP. Os organizadores não irão traduzir ou corrigir os textos recebidos. O material conforme, apresentado, não necessariamente reflete as opiniões do Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás, seus Associados e Representantes. É de conhecimento e aprovação do(s) autor(es) que este Trabalho Técnico seja publicado nos Anais da *Rio Oil & Gas Expo and Conference 2006*.

Resumo

O problema da modelagem de reservatórios é mais crítico em grandes campos marítimos, acompanhados de dados de produção e sísmica 4D, onde são necessárias muitas simulações para calibrar o modelo geológico e com isso fazer previsões de produção mais confiáveis. Uma alternativa utilizada no processo de ajuste de campos de petróleo é a utilização de dados de produção e pressão dos poços, onde resultados positivos têm sido continuamente obtidos. No entanto, essa técnica apresenta algumas limitações, principalmente no início do desenvolvimento do campo, o que torna o processo de ajuste mais difícil e menos confiável. A principal motivação deste trabalho foi o grande avanço no monitoramento sísmico e imageamento de reservatórios. Com a utilização dos mapas gerados pela sísmica 4D, será possível melhorar os modelos numéricos de campos de petróleo e com isso realizar previsões mais confiáveis, pois serão obtidas maiores e melhores informações através da criação de imagens dinâmicas do campo, o que permitirá a redução das incertezas geológicas, por isso o presente trabalho propõe uma metodologia que possibilite melhorar o ajuste de modelos numéricos de reservatório de petróleo através da integração do histórico de produção e de pressão com os mapas das frentes de saturação.

Abstract

The forecast of production in big maritime oil fields, with 4D seismic and production data, is more difficult, because many simulations are necessary to matching the geological model. An alternative in the matching process is to use production data and pressure of the wells, where positive results have been obtained. However, this technique shows some limitations, mainly in the beginning of the development of the oil field. The main objective of this work is to use the 4D seismic data (saturation map). With the use of the maps generated for the 4D seismic, it is possible to improve the numerical models and obtain the better forecast. This work shows a methodology to improve the matching of the numerical model of the oil field, with the integration of the production data, pressure of wells and the saturation maps.

1. Introdução

A complexidade dos reservatórios reais e a conseqüente dificuldade de modelar o problema com precisão através de modelos analíticos fazem com que seja necessária a utilização da simulação numérica que permite obter uma previsão do comportamento do reservatório, com base em um modelo geológico previamente construído a partir de diversos parâmetros gerados durante a caracterização do campo. O problema da modelagem de reservatórios complexos com necessidade de grande precisão é mais crítico em grandes campos marítimos, acompanhados de dados de produção e sísmica 4D, onde são necessárias muitas simulações por análise para calibrar o modelo geológico para que se possam fazer previsões de produção mais confiáveis.

Uma alternativa utilizada no processo de ajuste de campos de petróleo é a utilização de dados de produção e de pressão dos poços produtores e injetores na calibração do modelo numérico, onde resultados positivos têm sido

¹ Mestre, Engenheiro de Petróleo - UNICAMP

² PHD, Engenheiro de Petróleo – UNICAMP

continuamente obtidos. No entanto, essa técnica apresenta algumas limitações, principalmente no início do desenvolvimento do campo, época em que a água proveniente de poços injetores ou de aquíferos ainda não alcançou os poços produtores, o que torna o processo de ajuste do modelo numérico muito mais difícil e trabalhoso. O presente trabalho propõe uma metodologia que permita a integração do histórico de produção e de pressão com os mapas das frentes de saturação obtidos através da sísmica 4D.

2. Ajuste de Histórico de Produção

O principal objetivo de um estudo de engenharia de reservatório é prever o desempenho futuro da jazida, definindo métodos e meios para aumentar, da forma mais econômica possível, sua recuperação final. A simulação de reservatórios é um processo bastante complexo que tem como objetivo estimar o comportamento de pressões, saturações e produções de uma jazida de hidrocarbonetos, através da solução numérica das equações não-lineares que regem o escoamento dos fluidos no interior do meio poroso. O ajuste de histórico tem como principal objetivo calibrar modelos numéricos de campos de petróleo, afim de que os resultados obtidos sejam coerentes com o histórico de produção existente e que estes modelos de caracterização e de escoamento possam ser usados na previsão de produção com a confiabilidade desejada.

3. Sísmica 4D

A modelagem de levantamentos sísmicos em ambiente de reservatório traz subsídios à compreensão sobre fenômenos associados à propagação de ondas sísmicas e seus relacionamentos com as propriedades relevantes do reservatório: mineralogia, propriedades das rochas (porosidade, saturações em óleo, água e gás, permeabilidade, compressibilidade), dos fluidos (viscosidade, composição química, molhabilidade, compressibilidade) e dos fatores ambientais (pressão nos poros, tensões, temperatura), assim como das variações espaciais e temporais desses parâmetros. A modelagem de dados sísmicos sempre foi uma ferramenta muito útil à sísmica de exploração.

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 Klan et al [2000], o simulador do reservatório é uma ferramenta poderosa para prever como as saturações e as pressões dos fluidos são distribuídas no reservatório no tempo. Esta informação pode ser usada juntamente com um modelo petrofísico para gerar os mapas sísmicos dos atributos que revelam os resultados 4D que se esperaríamos da depleção, deslocamento, e heterogeneidade. Segundo Guerillot e Pianelo [2000], os procedimentos de ajuste são usados freqüentemente na produção de reservatórios pra 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 Cordeiro [2002], a Petrobras está caminhando para adotar, a partir de 2003, o conceito do campo instrumentalizado, que utiliza modernas técnicas de aquisição sísmica para otimizar a produção. Os estudos técnicos estão sendo feitos pelo Pravap 19 - Programa de Recuperação Avançada de Petróleo. De acordo com os especialistas, a tecnologia de OBC – Ocean Bottom Cable, pode se mostrar os movimentos da injeção de água, do gás e do óleo no decorrer da produção. Kretz et al [2002], estudaram a caracterização de reservatórios combinando dados de produção e dados de sísmica 4D e propuseram um novo procedimento de otimização para gerar modelos de reservatórios através de dados geoestatísticos, de histórico de produção e de movimentos de gás a partir da interpretação sísmica 4D. 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. 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. Segundo Dong e Oliver [2003], a sísmica 4D é um processo de repetição da sísmica 3D de um reservatório que está produzindo e com isso monitorar as mudanças na saturação e na pressão. Kretz e Sonneland [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. A idéia básica atrás deste método é modificar os dados de propriedades do fluxo (porosidade, permeabilidade, volume...) ao longo das linhas de fluxo, de modo que as frentes de saturação computadas coincidam com as observadas obtidas através da sísmica 4D. 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.

4. Metodologia

4.1. Construção dos Modelos

Foi construído um modelo sintético, como mostra a Figura 1. A partir deste modelo foram gerados os históricos de produção de óleo e água dos poços produtores e da injeção de água do poço injetor. 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 que possui grandes incertezas em algumas propriedades.

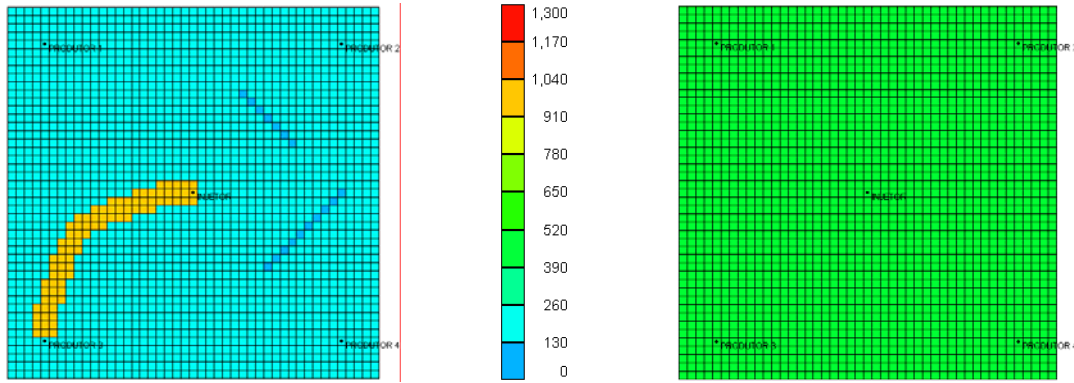


Figura 1: Mapa de permeabilidade absoluta do modelo sintético (a) modelo base (b).

4.2. Ajuste de Mapas de Saturação

A Figura 2 apresenta um esquema sequencial do trabalho.

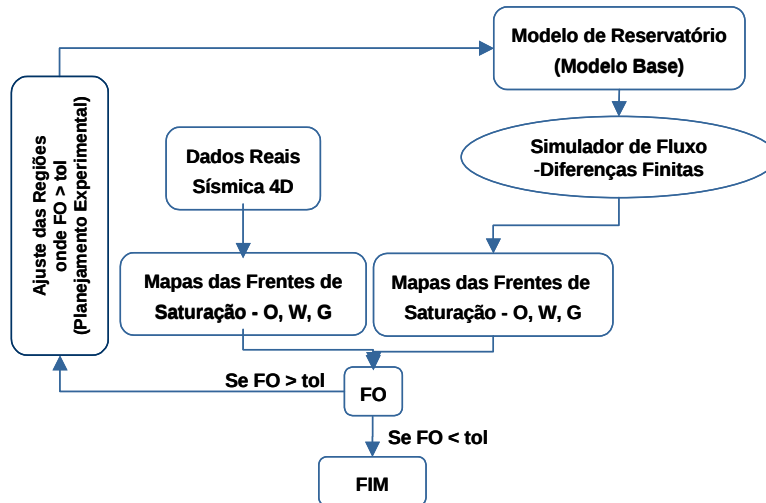


Figura 2 – Esquema considerando os dados da sísmica 4D (mapas das frentes de saturação).

Após a primeira simulação do modelo base, os resultados obtidos são comparados ao histórico do campo. Através desta comparação é calculada uma função-objetivo (erro normalizado entre os resultados simulados e o histórico) através da Equação 1.

$$FO = \frac{\sum_{i=1, j=1}^n |d_{i,j}|}{\left(\sum_{i=1, j=1}^n |d_{i,j}| \right)_{MAX}}, \text{ onde } FO = [0,1]. \quad (1)$$

4.3. Definição das Regiões através dos Mapas de Saturação

Os mapas de saturação foram gerados aos quatro anos de produção do campo, conforme mostra a Figura 3.

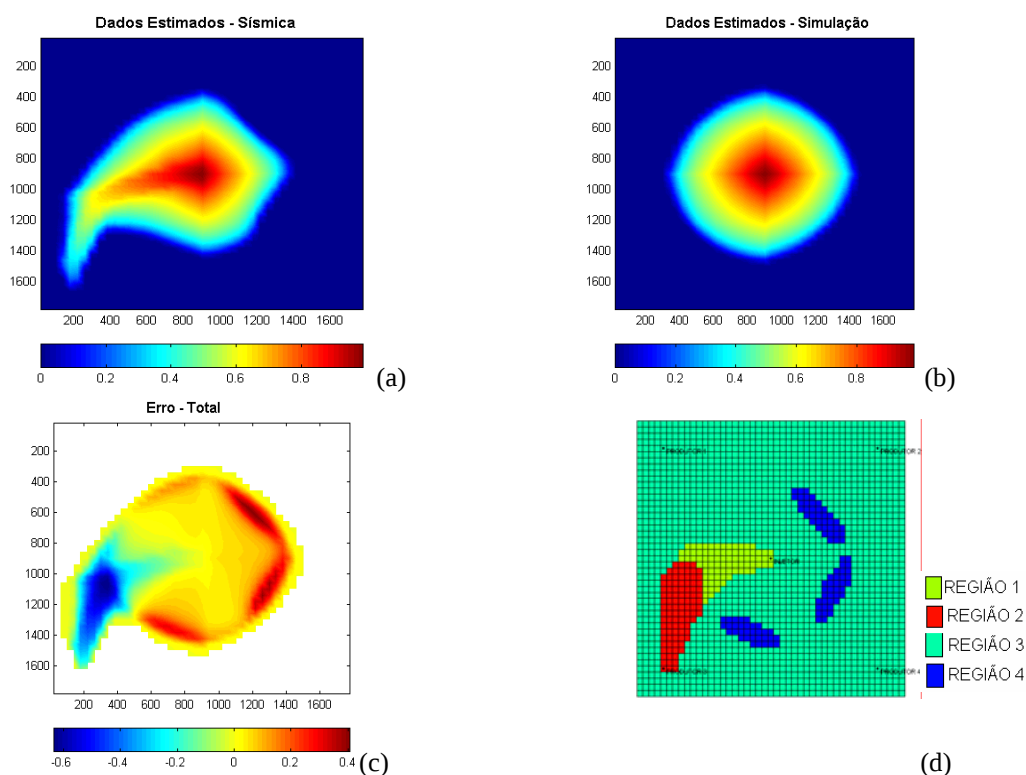


Figura 3: Mapa de saturação de água do modelo sintético(a) modelo base(b) erro entre os mapas(c) definição regiões(d).

Considerando o mapa de erros da Figura 3, o modelo base foi dividido em 4 regiões. Estas regiões foram classificadas e separadas levando-se em consideração o erro existente no modelo base. Foram analisadas 4 funções-objetivos (Erro na saturação de água) como resposta, uma para cada região.

5. Resultados e Discussões

5.1. Ajuste dos Mapas de Saturação

A seguir é apresentada uma sequência de planejamentos realizados no processo de ajuste dos mapas.

5.1.1. Planejamento Fatorial Fracionário 2^{8-3}

Este primeiro 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 1º 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 4 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, ou seja, não é possível estudar cada uma das regiões separadamente, 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 foi possível observar 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.

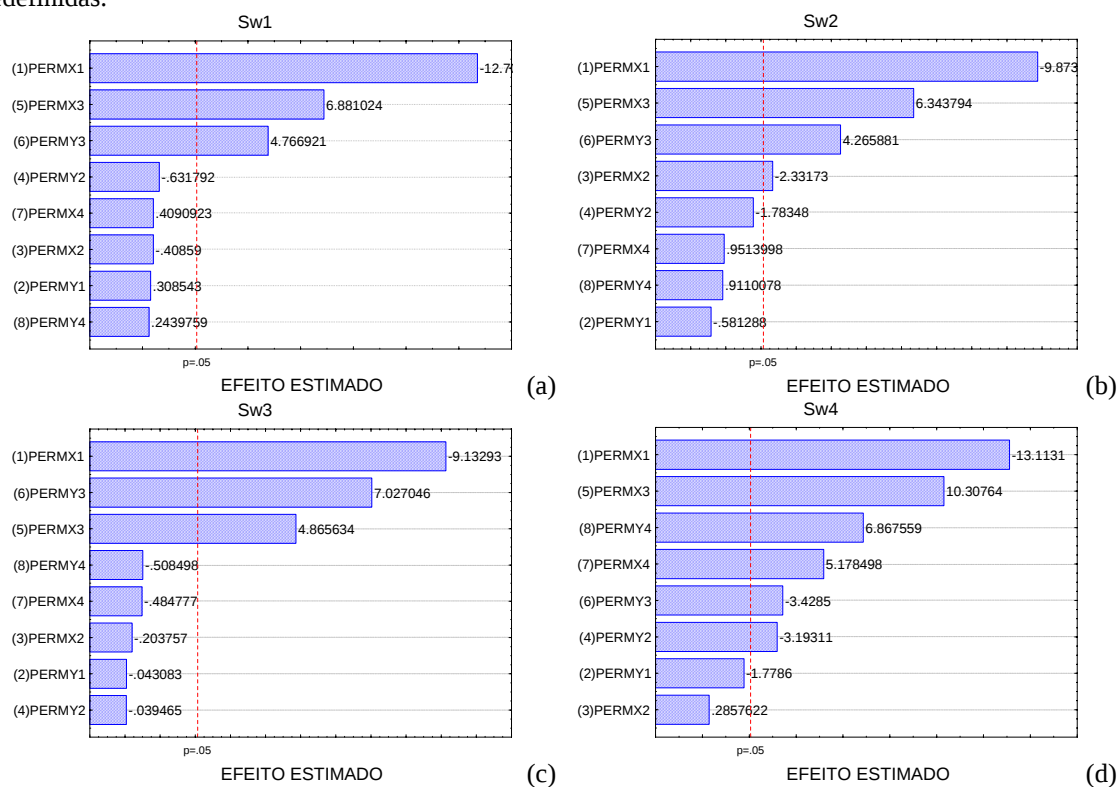


Figura 4: Variáveis estatisticamente significativas (a) Sw1 (b) Sw2 (c) Sw3 e (d) Sw4.

5.1.2. Redefinindo as regiões

Considerando o mapa de erros (Figura 5), o novo modelo 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.

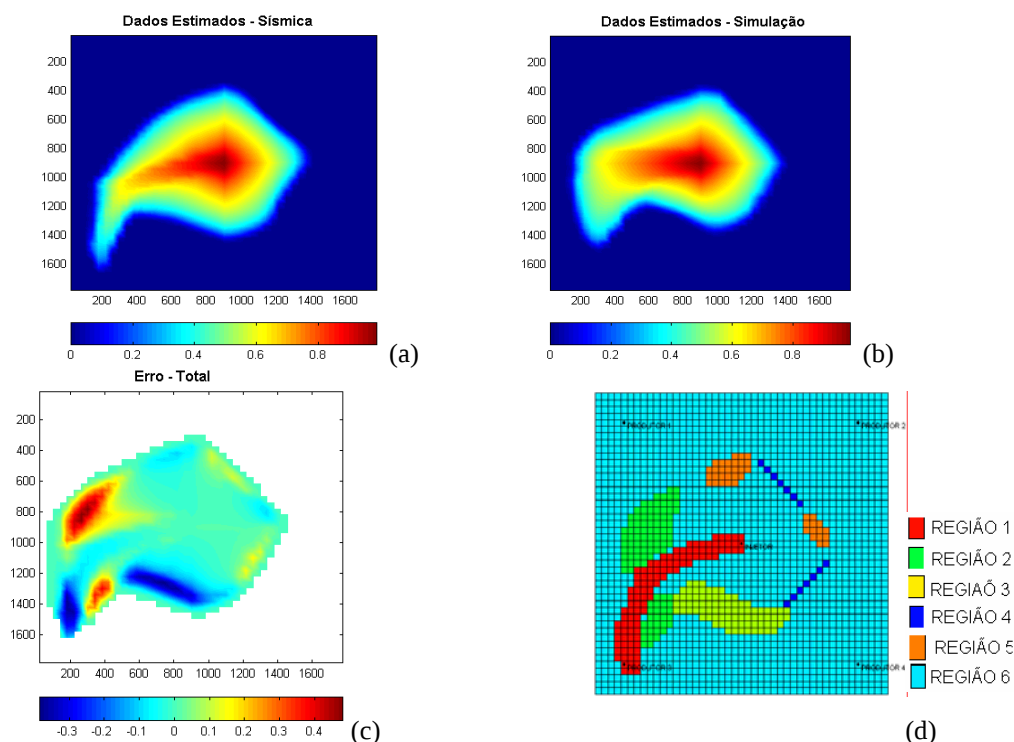


Figura 5: Mapa de saturação de água do modelo sintético(a) modelo base(b) erro entre os mapas(c) redefinição regiões(d).

5.1.3. Planejamento Fatorial Fracionário 2^{6-2}

Através do quarto planejamento 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, apresentaram o mesmo comportamento. Para o quinto planejamento então definimos três regiões.

5.1.4. Planejamento Fatorial Completo 2^3

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

Tabela 2: Valores utilizados no 5º 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

ERRO: Através da validação dos parâmetros de estudo, obteve-se o modelo quadrático codificado (Equação 2) que representa o comportamento do erro da saturação de água.

$$\begin{aligned} ERRO = & 1,92067 - 0,29831 \cdot permxy_1 + 1,13249 \cdot permxy_1^2 - 0,00688 \cdot permxy_2 + 0,20710 \cdot permxy_2^2 \\ & - 0,50682 \cdot permxy_3 + 2,94975 \cdot permxy_3^2 - 0,00781 \cdot permxy_1 \cdot permxy_2 - 2,00806 \cdot permxy_1 \cdot permxy_3 \\ & + 0,13279 \cdot permxy_2 \cdot permxy_3 \end{aligned} \quad (2)$$

Região 1: Através da análise da Figura 6 verifica-se que a diminuição do erro ocorre aproximadamente no ponto central e uma permeabilidade para a região 1 de aproximadamente 1050 mD.

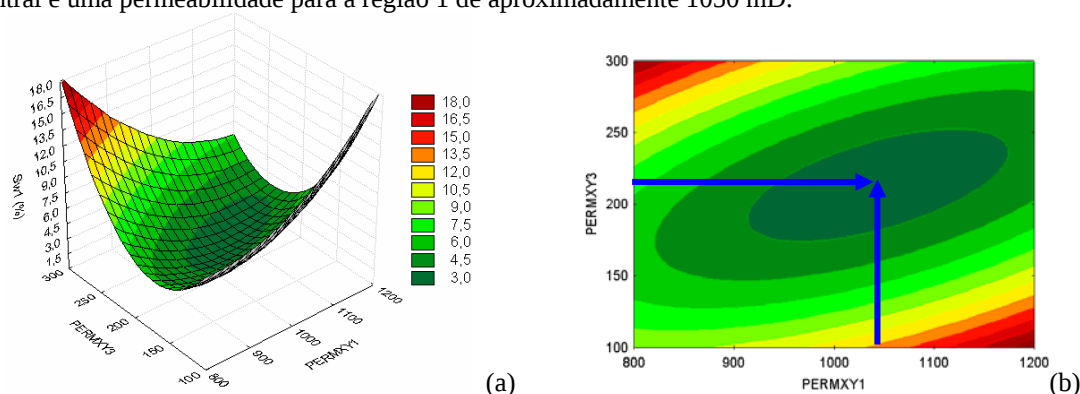


Figura 6: Superfície de resposta (a) e curvas de contorno (b) para o erro médio na saturação de água na região 1.

Região 2: Através da análise das Figura 7 verifica-se que o erro mínimo ocorre quando a permeabilidade na região 2 foi reduzida a zero indicando a existência de uma barreira.

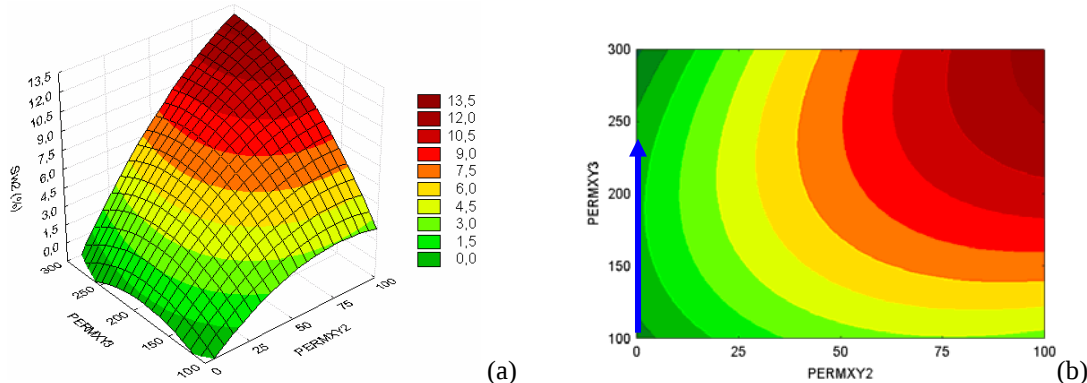


Figura 7: Superfície de resposta (a) e curvas de contorno (b) para o erro médio na saturação de água na região 2.

Região 3: Através da análise das Figura 8 verifica-se que a diminuição do erro ocorre com uma permeabilidade para a região 3 de aproximadamente 250 mD

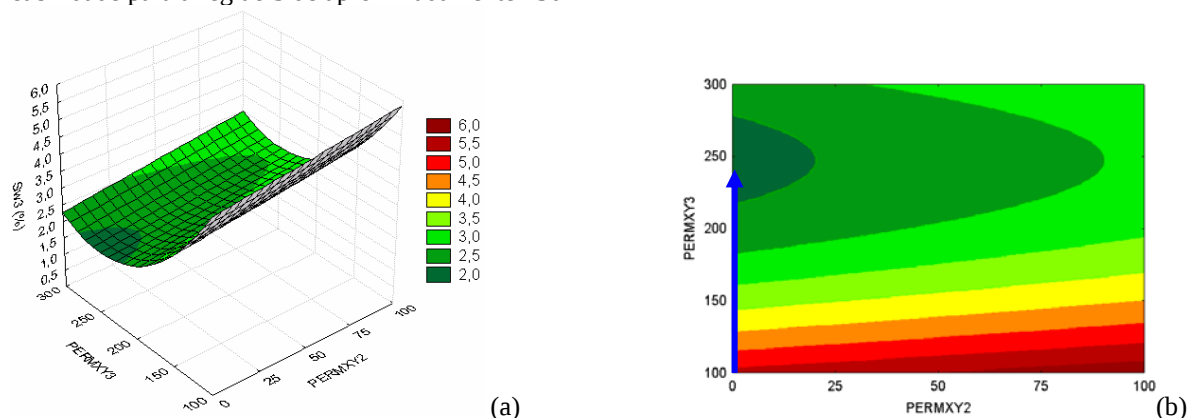


Figura 8: Superfície de resposta (a) e curvas de contorno (b) para o erro médio na saturação de água na região 3.

5.1.5. Modelo Ajustado

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

Tabela 3: Permeabilidades absolutas.

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.

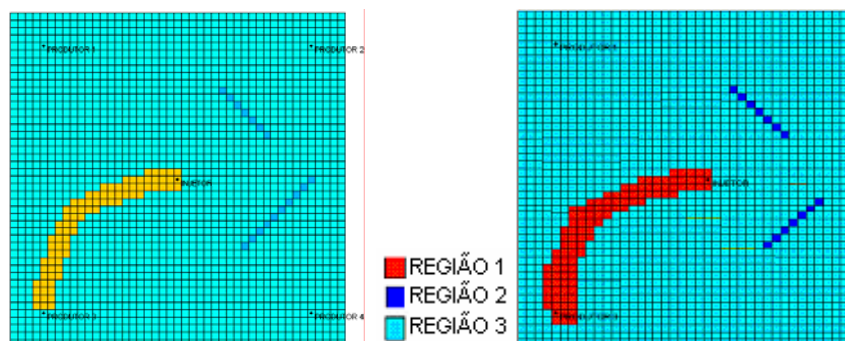


Figura 9: Mapa de permeabilidade absoluta para o modelo sintético.

A Figura 10 apresenta o mapa de saturação do campo do modelo sintético (sísmica), do modelo ajustado e também o erro existente entre os dois mapas.

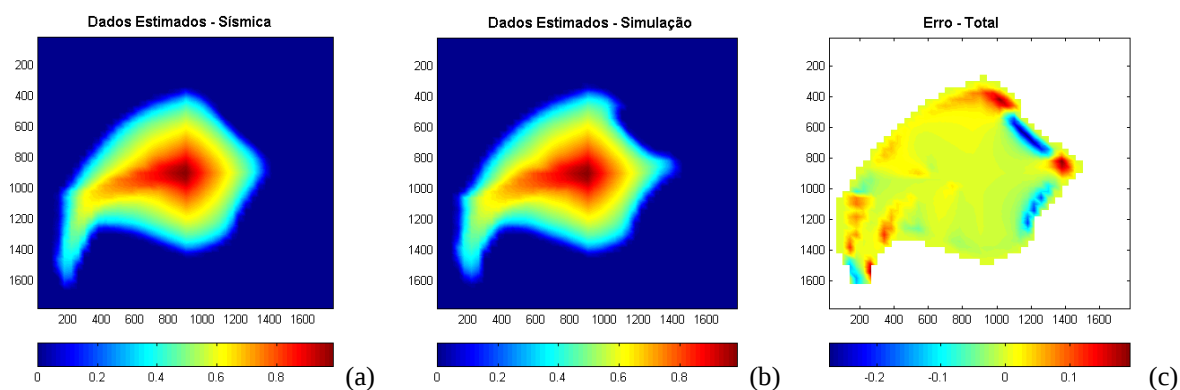


Figura 10: Mapa de saturação de água do modelo sintético(a) modelo ajustado(b) erro entre os mapas(c).

6. Conclusões

Analisando-se os resultados é possível concluir que o ajuste obtido foi muito bom, pois o mapa de saturação aproximou-se muito do mapa gerado pelo modelo sintético (sísmica), com isso o mapa de permeabilidade absoluta também ficou muito próximo do modelo sintético e foi possível identificar o canal preferencial de fluxo e as duas barreiras.

A utilização dos mapas de saturação foi fundamental para se obter um ajuste mais confiável. O planejamento experimental também foi essencial na organização da execução das simulações.

7. 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.

8. Referências Bibliográficas

- 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.
- ARENAS, E., KRUIJSDIJK, C. V., OLDENZIEL, 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.
- 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.
- CORDEIRO, R., "Sísmica a serviço da produção". Brasil Energia, nº 263, outubro de 2002.
- DONG, Y., OLIVER, D. S., "Quantitative Use of 4D Seismic Data for Reservoir Description". Paper SPE 84571. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, 5-8 October 2003.
- 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.
- KHAN, M., WAGGONER, J.R., HUGHES, J.K., "4D Cause and Effect: What do reservoir fluid changes look like on seismic?". Paper SPE 63132. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, 1-4 October 2000.
- KRETZ, V., RAVALEC-DUPINE, M., E ROGGERO, F., "An Integrated Reservoir Characterization Study Matching Production Data and 4D Seismic". Paper SPE 77516. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, 29 September-2 October 2002.
- 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.
- 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.