

INFLUÊNCIA DA PERMEABILIDADE DE FALHAS E VARIAÇÕES FACIOLÓGICAS NO FLUXO DE FLUIDOS: UM EXEMPLO DE AFLORAMENTO, BACIA DE TAUBATÉ – SP

Luís C. G. Pires

Petrobrás/E&P-AM/GERET/GEREV

Rod. Arthur Bernardes, 5511, Base Tapanã, Belém – PA, Brasil

Resumo. A compartimentação lateral e vertical de um reservatório geralmente envolve muitas incertezas, principalmente nas fases iniciais de exploração de um campo de petróleo, podendo ter impacto decisivo no plano de desenvolvimento do investimento. Os dados de produção, que auxiliam na definição do grau de estruturação do reservatório, infelizmente não estão disponíveis na fase inicial de exploração. Este trabalho mostra de que maneira as heterogeneidades estruturais, estratigráficas e litofaciológicas podem influenciar na irrupção de água, produção acumulada e eficiência de recuperação de hidrocarbonetos quando diferentes interpretações geológicas são submetidas ao simulador de fluxo. O arcabouço geológico é construído com base em um afloramento que expõe sedimentos fluviais terciários composto por arenitos, siltitos e folhelhos intensamente compartimentados. São elaborados quatro modelos físicos com diferentes características permoporosas dos planos de falhas e das sete litofácies mapeadas. A manutenção de pressão deste reservatório confinado é feita por poços injetores de água. O conhecimento de todo o domínio simulado permite monitorar a frente de avanço da água de forma contínua, bem como avaliar a distribuição das saturações ao final da exploração. O resultado deste estudo mostra a importância e os efeitos dos modelos físicos no desenvolvimento de um reservatório.

Palavras chave: Reservatórios heterogêneos, Falhas, Compartimentação, Simulação de fluxo

1. INTRODUÇÃO

A utilização de modelos numéricos na caracterização e avaliação de reservatório tem se tornado prática comum entre engenheiros de reservatório e geólogos de desenvolvimento. Estes modelos físicos podem ter por base dados sísmicos (Bashore *et alli*, 1994), testemunhos (Gibson, 1994; Berg & Avery, 1995; Hippler, 1997; Crawford, 1998), dados de poços (Bashore *et alli*, 1994; Maciel, 1997), afloramentos (Antonellini & Aydin, 1994; Gibson, 1994); ou mesmo modelos sintéticos (Withjack, 1995; Mattahäi & Roberts, 1996; Manzocchi *et alli*, 1998).

A simulação de fluxo de modelos geológicos traz importantes informações sobre a previsão de comportamento do reservatório simulado, necessárias às decisões e gerenciamento dos mesmos, além de melhorar o próprio modelo geológico (retroanálise).

Algumas das heterogeneidades litoestratigráficas podem ser adequadamente quantificadas com medidas diretas de testemunhos, incluindo-se os *plugs* (Crawford, 1998), as lâminas delgadas (Hippler, 1997) e a minipermeamtria (Blaskovski, 1996). Leituras indiretas, tais como, perfis elétricos, testes de formação (Corrêa, 1995; Romeu, 1995) e interpretação sísmica (Gomes *et alli*, 1995; Abreu, 1995; Bashore *et alli*, 1994) podem auxiliar na caracterização do arcabouço geológico.

Quando se trabalha com campos estruturalmente compartimentados (falhas e juntas), a caracterização e a previsão de comportamento tornam-se ainda mais complexas. Isto porque, em geral, as falhas são pouco amostradas, com padrão muitas vezes fractal (Hewett, 1995; Borba, 1996; Becker *et alli*, 1997) e características variáveis (continuidade, transmissibilidade, geometria espacial, condutividade) dos planos que as delimitam (Antonellini & Aydin, 1994).

As heterogeneidades estruturais em geral formam barreiras ao fluxo de fluidos, embora em alguns casos sirvam de dutos, comunicando diferentes níveis estratigráficos (Hooper, 1991; Berg & Avery, 1995; Mattahäi & Roberts, 1996).

Durante a produção de hidrocarbonetos, as condições selantes ou restritivas das falhas dividem o reservatório em compartimentos (Boult *et alli*, 1997; Surdan, 1997), dificultando o gerenciamento do campo. Essa compartimentação pode controlar a quantidade e distribuição espacial das reservas, já que blocos adjacentes podem apresentar contatos e fluidos (por exemplo, razão gás/óleo) distintos. O número de compartimentos afeta a quantidade de poços necessários para drenar o reservatório o que, por sua vez, tende a tornar o projeto menos atrativo economicamente.

Compreender a dinâmica do fluxo de fluidos em modelos geológicos estruturados permite adquirir sensibilidade na estratégia de exploração (número de poços, equipamentos de superfície), bem como conhecer possíveis problemas a serem enfrentados durante o desenvolvimento da jazida (irrupção de água, limites de economicidade, descarte ou tratamento da água de formação produzida).

Este trabalho investiga a influência tanto da permeabilidade das falhas, como da variação litofaciológica no padrão de fluxo de fluidos, na tentativa de quantificar o quão crítico pode ser a interpretação geológica na previsão de comportamento de um reservatório.

2. DEFINIÇÃO DOS MODELOS FÍSICOS

A base de dados é um afloramento de cerca de 60 metros de comprimento por 7 metros de altura, expondo sedimentos fluviais terciários da Bacia de Taubaté – SP (Fig.1).

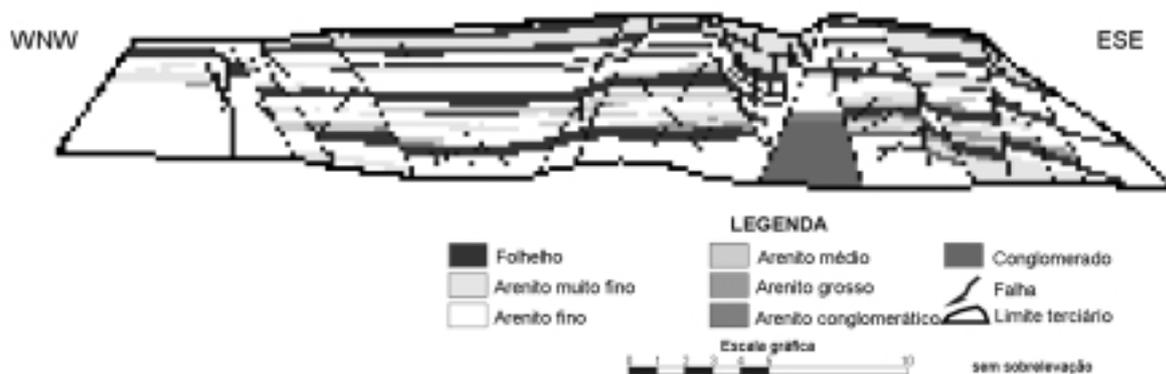


Figura 1- Seção geológica do afloramento Taubaté apresentando as litofácies e o arcabouço estrutural.

Como resultado do mapeamento litoestratigráfico de campo foram rastreadas 7 unidades. As litofácies definidas representam litologias com diferentes características permoporosas, já que o objetivo final é a simulação de fluxo.

Sob esse aspecto, foram definidas as seguintes unidades: a) arenito muito fino; b) arenitos fino; c) arenito médio; d) arenito grosso; e) arenito conglomerático; f) conglomerado; e g) folhelho, siltito e argilito.

Posteriormente, foram gerados quatro modelos geológicos representando diferentes graus de conhecimento do arcabouço geológico:

- 1) **Modelo de Falha Selante Homogêneo (MFSHomo)**. Falhas hidráulicamente ativas e a permeabilidade dentro de uma mesma litofácies assume um valor único (média).
- 2) **Modelo de Falha Passivo Homogêneo (MFPHomo)**. Falhas hidráulicamente nulas, com manutenção do rejeito das falhas e, da mesma forma que no caso anterior, a permeabilidade assume um único valor dentro de uma mesma litofácies.
- 3) **Modelo de Falha Selante Heterogêneo (MFSHetero)**. Falhas hidráulicamente ativas, porém com valores de permeabilidade variável dentro de uma mesma litofácies.
- 4) **Modelo de Falha Passivo Heterogêneo (MFPHetero)**. Falhas hidráulicamente nulas com valores de permeabilidade variando dentro de cada litofácies.

A permeabilidade das litofácies é obtida através da análise granulométrica (Shepherd, 1989), que fornece valores expeditos, porém relativamente consistentes, para as condições de superfície. A extrapolação dos valores encontrados para a subsuperfície foi realizada utilizando-se uma curva de regressão múltipla (Bruhn e De Ros, 1987), a qual propõe a evolução diagenética para arenitos proximais, medianos e distais, originados por um sistema de leques aluviais, da Formação Sergi – Bacia do Recôncavo.

As propriedades selantes das falhas foram medidas diretamente no campo através da espessura de material argiloso injetado para dentro de cada plano de falha, sendo traduzidos, com base da literatura disponível, em valores de permeabilidade que variaram de 100 mD a 0,01 mD (Pires, 1999).

3. SIMULAÇÃO DE FLUXO DO AFLORAMENTO

3.1 Aspectos Gerais

A malha de simulação utilizada possui 230 X 42 blocos (modelo 2D) representando, no afloramento, 20 cm nas direções i (horizontal) e k (vertical). Na direção j considerou-se 10 vezes a dimensão i , ou seja, 2 metros.

Em todos os casos o reservatório encontra-se saturado com hidrocarboneto (óleo) com o posicionamento de poços injetores de água e produtores de óleo aproximadamente equidistantes e com distribuição alternada, operando com vazões constantes. A água injetada é o único mecanismo de manutenção de pressão deste reservatório em escala reduzida (Fig. 2).

Como estratégia de exploração do reservatório considerou-se o posicionamento de dois poços produtores e dois injetores, de forma alternada, aproximadamente equidistantes (Fig. 2). O canhoneio foi promovido ao longo de todo o intervalo permoporoso. O número de poços foi necessária, em função da intensa compartimentação do reservatório. As vazões de injeção e produção foram mantidas constantes.

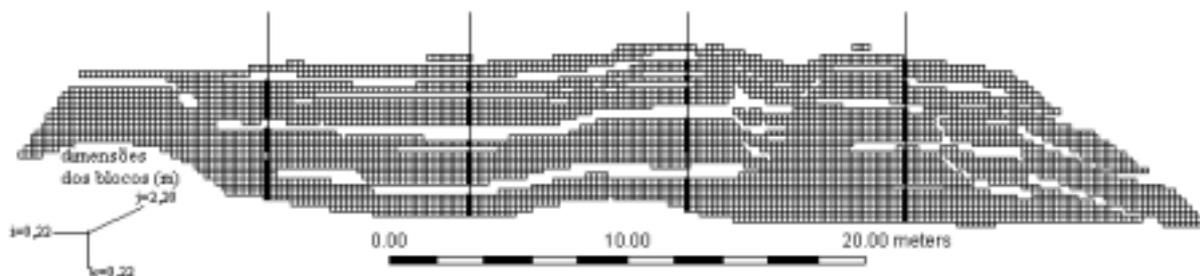


Figura 2- Malha de simulação utilizada em todos os modelos. São apresentados os blocos ativos e o posicionamento dos poços, alternadamente, injetores e produtores.

Em função da dificuldade de obtenção de valores de porosidade para cada litofácies e devido à pouca influência deste parâmetro no resultado das diferentes simulações, considerou-se um valor único ($\phi = 30\%$) para todas litofácies e $\phi = 20\%$ para as falhas.

3.2 Análise dos Resultados

A Figura 3 apresenta a evolução da irrupção de água para os quatro diferentes modelos.

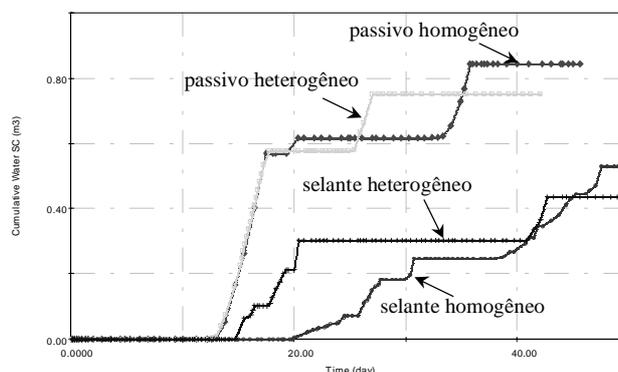


Figura 3 – Produção acumulada de água do reservatório *versus* tempo para Modelo de Falhas Selantes e Modelo de Falhas Passivas e suas respectivas variações homogênea e heterogênea.

Nota-se que os dois modelos passivos (com e sem falhas) apresentaram o mesmo tempo de irrupção de água numa indicação de que, neste caso, a inclusão da heterogeneidade não influencia na irrupção de água. Entretanto, para os dois modelos selantes, a irrupção é antecipada no *MFSHetero* em 3/4 do tempo do *MFSHomo*, aproximando-se inclusive da irrupção de água para os modelos passivos, mostrando a importância da heterogeneidade litofaciológica na presença de falhas.

A injeção de água se dá por subzonas diferentes entre os modelos selantes e passivos. Enquanto que nos modelos passivos a injeção se dá pela subzona inferior (Fig. 4), função da distribuição homogênea das pressões, nos modelos selantes a movimentação de água ocorre preferencialmente pela subzona intermediária e superior (Fig. 5 e Fig. 6). Ainda, as condições hidrodinâmicas são diferentes também entre as variações homogêneas e heterogêneas dos modelos selantes (Fig. 5 e 6), com nítida preferência de injeção na subzona superior para o *MFSHetero*.

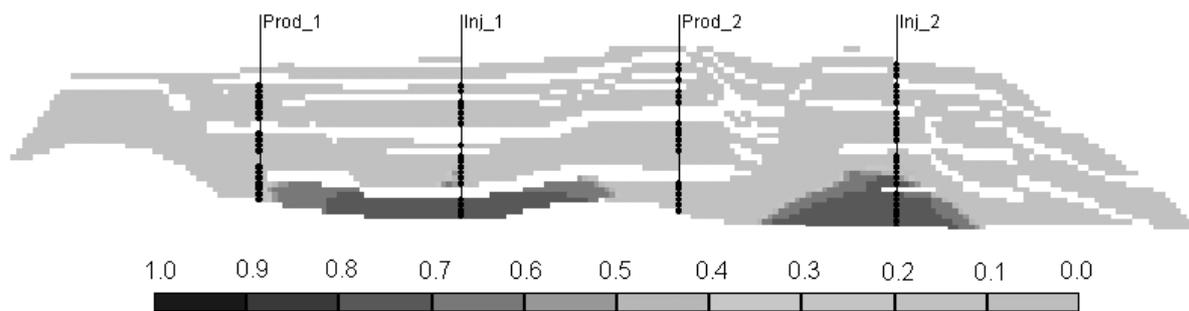


Figura 4 – Instante da irrupção de água para o *MFPHetero*. A irrupção se dá 13 dias após o início da simulação e, da mesma forma que no *MFPHomo*, pela subzona inferior (maior gradiente de pressão).

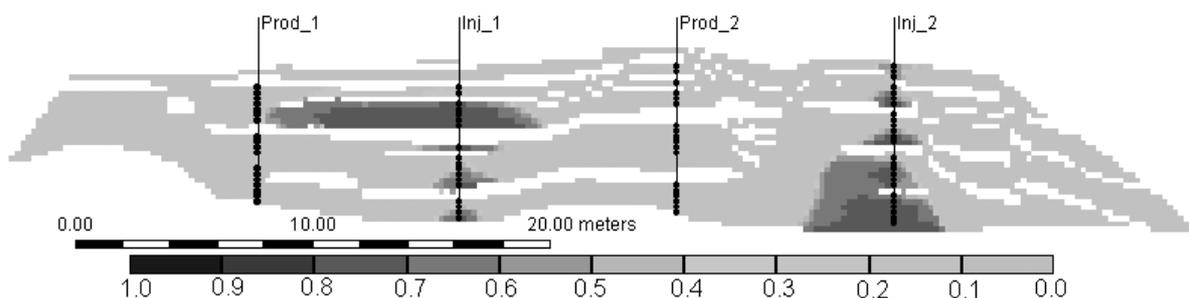


Figura 5 – Configuração da Saturação de água para o *MFSHetero* quando da irrupção de água ($t=14,40$ dias).

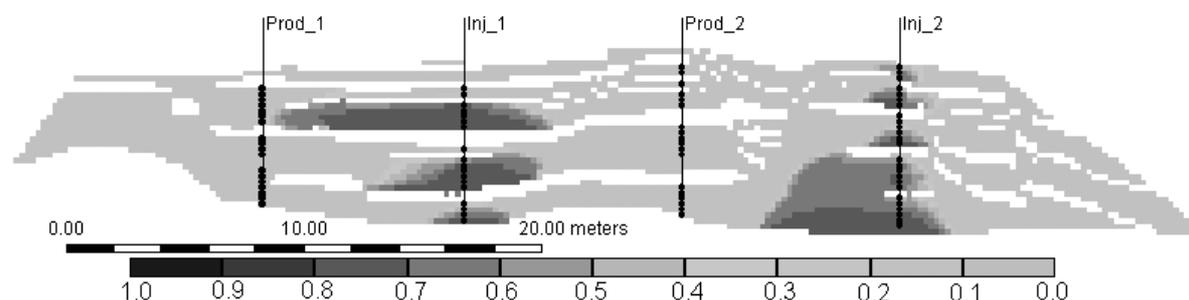


Figura 6 – Configuração da Saturação de água para o *MFSHomo* instantes antes da irrupção de água ($t=19,92$ dias).

A produção acumulada evolui de forma particular para os diferentes modelos considerados (Fig. 7). Os modelos selantes, por exemplo, produzem hidrocarbonetos por mais tempo (segmento *AB*) e continuam produzindo por um período mais longo se comparado aos modelos passivos, em função das barreiras horizontais (falhas).

Outro fato importante é que durante 20 % de todo período simulado (segmento *CD*) as produções de óleo para modelos bem distintos (*MFPHomo* e *MFSHetero*) são coincidentes, numa demonstração de que, em alguns casos, modelos geológicos mais simples podem, por um período, possuir o mesmo comportamento (produção acumulada) quando comparado a modelos mais complexos.

O fator de recuperação, ao contrário do que se poderia imaginar, é maior para os modelos selantes (homogêneo e heterogêneo) se comparado aos modelos passivos (Fig. 7), função do alto BSW nos modelos passivos. Entretanto, há uma inversão no fator de recuperação para as diferentes variações (heterogênea e homogênea) entre os modelos selantes e passivos. Para os modelos passivos, o fator de recuperação é maior no *MFPHetero* (*E*), enquanto que, para os

modelos com falhas, o fator de recuperação é maior no *MFSHomo* (F). Este fato mostra que, para os volumes recuperáveis de hidrocarbonetos, a heterogeneidade, neste caso, é mais importante na ausência de falhas, ao passo que, na presença das falhas, a antecipação de água leva a um fator de recuperação menor.

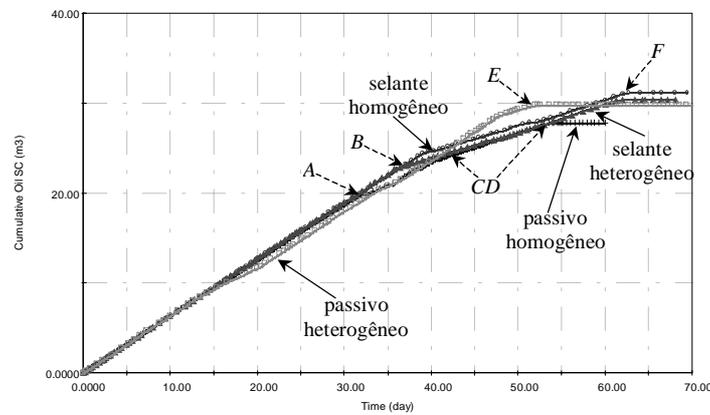


Figura 7 – Produção acumulada para o reservatório segundo os modelos: *MFSHomo*; *MFSHetero*; *MFPHomo*; *MFPHetero*.

A distribuição de saturações de água nos modelos selantes é mais irregular, função da variação de transmissibilidade ao longo dos planos das falhas (Fig. 8 e Fig. 9).

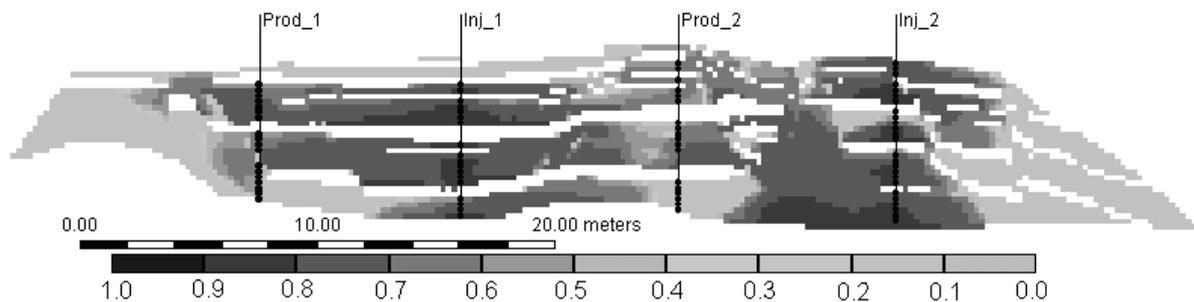


Figura 8 – Configuração das saturações de água para o *MFSHetero* quando do fechamento dos poços produtores.

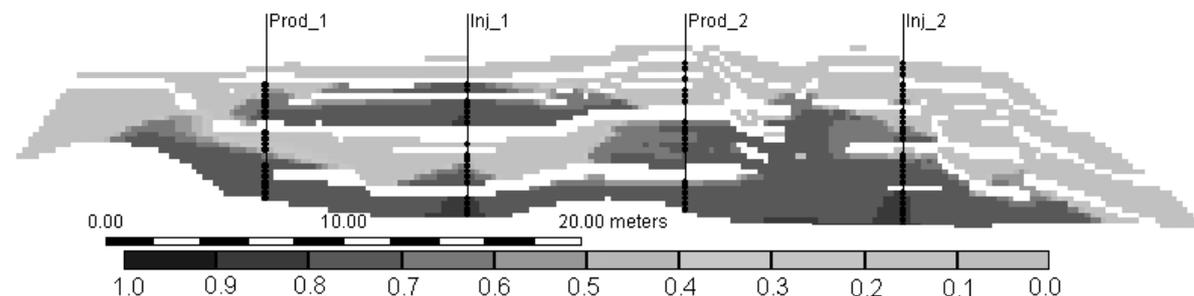


Figura 9 – Configuração da saturação de água quando do fechamento dos produtores no *MFPHetero*.

Outro aspecto analisado foi trocar a posição dos poços, onde os produtores são convertidos em injetores e vice-versa, com a intenção de se verificar qual a influência da nova configuração no fator de recuperação e na velocidade de irrupção de água.

As Figuras 10 e 11 mostram o quão crítico pode vir a ser o posicionamento dos poços. Neste caso, houve um atraso na chegada da água em 80 % para o *MFSHetero* e de 60 % para

o *MFPHetero*, além de uma produção acumulada de água bem maior na versão invertida do *MFPHetero*, mostrando o impacto que o posicionamento otimizado dos poços pode causar na economicidade e durabilidade de um projeto.

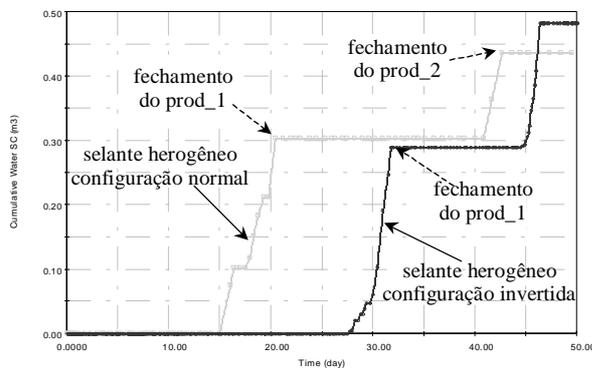


Figura 10 – Vazões acumuladas de água para o reservatório no *MFSHetero* para a configuração normal e invertida dos poços.

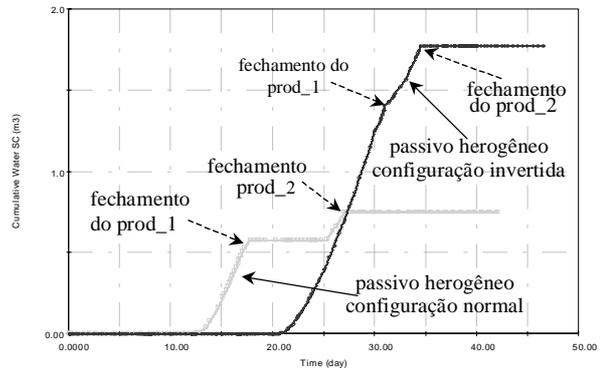


Figura 11 – Vazão acumulada de água para o reservatório para o *MFPHetero* com as configurações dos poços normal e invertida.

O atraso na chegada da água acaba se refletindo no fator de recuperação final, sendo estimado em 17 % maior na configuração invertida no caso do *MFSHetero* (Fig. 12) e de 10 % no caso do *MFPHetero* (Fig. 13).

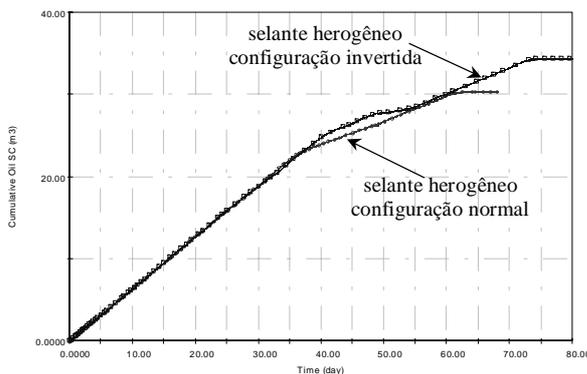


Figura 12 – Produção acumulada para o *MFSHetero* com configuração normal e invertida dos poços.

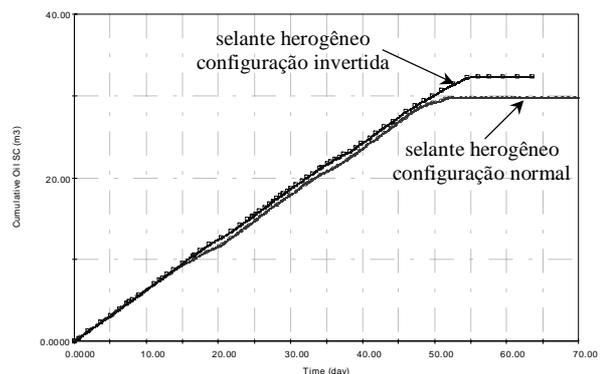


Figura 13 – Produção acumulada de óleo para o *MFPHetero* e configuração normal e invertida dos poços.

A velocidade de exploração da jazida é um fator importante que deve ser sempre considerada. A Figura 14 representa uma simulação sob altas vazões de produção e injeção para a configuração normal dos poços, para os quatro modelos geológicos. Os contrastes de produção entre os modelos selantes e passivos são muito mais sentidos. Os volumes finais de óleo recuperados para os modelos passivos, neste caso, chegam a ser 77 % maiores do que os selantes.

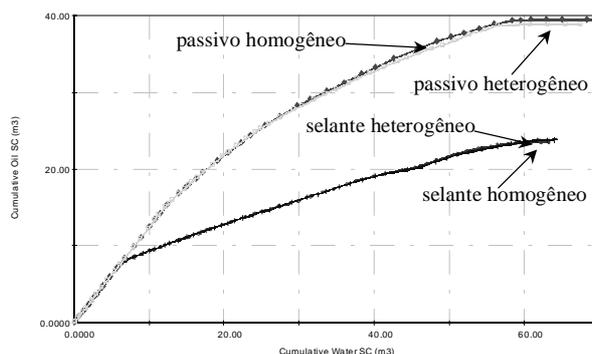


Figura 14 – Volumes acumulados de óleo *versus* volumes injetados acumulados para os dois modelos (passivos e selantes) e suas variações homogênea e heterogênea.

4. CONCLUSÕES

Este artigo apresenta um análogo de reservatório em escala reduzida com enfoque na análise do comportamento dos fluidos e da compartimentação do reservatório impressa com a contínua exploração do mesmo, onde todo o domínio simulado é conhecido.

A resposta na eficiência de drenagem ou movimentação preferencial dos fluidos dentro de um reservatório de petróleo pode apresentar resultados diferentes para a mesma configuração geológica. A presença de falhas pode não só retardar uma frente de avanço, mas também antecipá-la, em função da presença de falhas com transmissibilidade variável ao longo do seu plano e da configuração espacial da compartimentação do reservatório.

Na presença de falhas selantes, modelos litofaciológicos heterogêneos tendem a ser mais pessimistas na recuperação final de hidrocarbonetos. Já na ausência de compartimentos estruturados, a versão litofaciológica heterogênea aumenta o fator de recuperação final.

As barreiras horizontais ao fluxo promovidas pelas falhas selantes retardam consideravelmente a chegada de água nos produtores. Entretanto, a heterogeneidade litofaciológica, na presença de falhas pode produzir uma redução considerável na irrupção de água, a níveis próximos dos modelos sem falha.

Diferenças na irrupção entre variações homogêneas e heterogêneas só se fazem sentir quando da presença de falhas, já que passam a direcionar o fluxo para caminhos preferenciais.

Dependendo da fase exploratória, o comportamento de produção de modelagens mais simples, como o Modelo de Falhas Passivas Homogêneas, pode coincidir com a previsão de modelos mais refinados, como o Modelo de Falhas Selantes Heterogêneos.

A simples inversão no posicionamento dos mesmos apresentados neste trabalho elevou o tempo de irrupção da água para quase o dobro do tempo da configuração normal.

O aumento na velocidade de exploração produz uma queda acentuada nos volumes finais recuperados nos modelos selantes, sendo reduzida em quase 40%, se comparada a uma exploração aos modelos passivos.

5. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Abreu, C. E. B. S., 1995, Aspectos do modelamento sísmico para a caracterização de reservatórios fraturados, I *Workshop* sobre caracterização e engenharia de reservatório caderno de resumos, pp.20 – 21.
- Antonellini, M and Aydin, A., 1994, Effect of Faulting on Fluid Flow in Porous Sandstone: Petrophysical Properties. *AAPB Bulletin*, v. 78, n.3, pp355-377.

- Bashore, W. M., Araktingi, V. G., Levy, M. and Shweller, W. J., 1994. Importance of a Geological Framework and Seismic Data Integration for Reservoir Modeling and Subsequent Fluid-Flow Predictions. *In: Yarus, J. M. Stochastic Modeling and Geostatistics – Principles, Methods and Case Studies. AAPG Computer Applications in Geology*. n. 3, pp 159-175.
- Becker, M. R., Lake, L. W. and Tyler, N., 1997, Fractal Properties of Braided Fluvial Deposits for Characterization and Simulation of Reservoir Heterogeneity. Fifth Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference (SPE). Rio de Janeiro, Brazil, pp. 1-9.
- Berg, R. R. and Avery, A. H., 1995, Sealing Properties of Tertiary Growth Faults, Texas Gulf Coast. *AAPG Bulletin* v. 79 n. 3, pp. 375-393.
- Blaskovski, P.R., 1996. Minipermeabilidade aplicada à caracterização do reservatório turbidítico. Dissertação (mestrado), Universidade Estadual de Campinas, São Paulo, Brasil, 120 p.
- Boult, P.J., Theologou, P.N., and Foden, J., 1997, Capillary Seal Within The Eromanga Basin, Australia: Implications for Exploration and Production. *In: R.C. Surdan, ed., Seal, Traps and the Petroleum System: American Association of Petroleum Geologists Memoir 67*, pp. 135-142.
- Borba, C., 1996, Heterogeneidades Estruturais em Reservatórios: Geometria e Distribuição de Falhas. Universidade Estadual de Campinas. Dissertação de Mestrado, 125 p.
- Bruhn, C. H. L. e De Ros, L. F., 1987, Formação Sergi: Evolução de Conceitos e Tendências na Geologia de Reservatórios. Boletim de Geociências da PETROBRAS, Rio de Janeiro, v. 1. nr. 1, pp. 25-40.
- Corrêa, A. C. de F., 1995, Análise de testes em reservatórios heterogêneos, I *Workshop* sobre caracterização e engenharia de reservatório caderno de resumos, pp.75 – 76.
- Crawford, B. R., 1998, Experimental Fault Sealing: Shear Band Permeability dependency on Cataclastic Fault Gouge Characteristics. *In: Coward, M. P., Daltaban, T. S. & Johnson, H. (eds) Structural Geology in Reservoir Characterization. Geological Society, London, Special Publications. v. 127, pp. 27-47.*
- Gibson, R. G., 1994, Fault-Zone Seals in Siliciclastic Strata of the Columbus Basin, Offshore Trinidad. *AAPG Bulletin*, v. 78, n. 9, pp. 1372-1385.
- Gomes, F. A. F., Neves, R. P., Silva, L. G. da, 1996, Utilização da sísmica 3D na estimativa de propriedades de reservatório no Campo de Riacho da Forquilha, I *Workshop* sobre caracterização e engenharia de reservatório caderno de resumos, pp.18– 19.
- Hewett, T., 1995, Modelling Reservoir Heterogeneity with Fractals. *Quantitative Geology and Geostatistics; v. 5. Fourth Congress Troia. 1995, pp. 455-466.*
- Hippler, S.J., 1997, Microstructures and Diagenesis in North Sea Fault Zones: Implications for Fault –Seal Potential and Fault-Migration Rates. *In: R.C. Surdan, ed., Seal, Traps and the Petroleum System: American Association of Petroleum Geologists. Memoir 67, pp. 103-113.*
- Hooper, E. C. D., 1991, Fluid Migration along Growth Faults in Compacting Sediments. *Journal of Petroleum Geology. v. 14 n. 2, pp. 161-180.*
- Maciel, W. B., 1997, Impact of Fault Permeability on Oil Production in a Turbidite Reservoir. Heriot-Watt University – Edinburg. MSc. Dissertation, 45 p.
- Manzocchi, T., Ringrose, P.S. & Underhill, J. R., 1998, Flow through Fault Systems in High-Porosity Sandstones. *In: Coward, M. P., Daltaban, T. S. & Johnson, H. (eds) Structural Geology in Reservoir Characterization. Geological Society, London, Special Publications. v. 127, pp. 65-82.*

- Mattahäi, S.K. and Roberts, S. G., 1996, The Influence of Fault Permeability on Single_Phase Fluid Flow near Fault-Sand Intersections: Results from Steady-State High-Resolution Models of Pressure-Driven Fluid Flow. *AAPG Bulletin*, v. 80, n. 11, pp. 1763-1779.
- Pires, L. C. G., 1999, Influência das Heterogeneidades Estratigráficas e Estruturais na Simulação de Fluxo: Um exemplo de Afloramento, Bacia de Taubaté – SP. Dissertação (mestrado), Universidade Estadual de Campinas, São Paulo, Brasil, 120 p.
- Romeu, R. K., 1995, Testes de pressão e variografia de permeabilidades, I *Workshop* sobre caracterização e engenharia de reservatório caderno de resumos, pp.24 – 25
- Shepherd, R. G., 1989, Correlations of Permeability and Grain Size. *Ground Water* v. 27., pp. 633-638.
- Surdan, R. C., Jiao, Z. S. and Heasler, H. P., 1997, Anomalously Pressured Gas Compartments in Cretaceous Rocks of the Laramide Basins of Wyoming: A new class of Hydrocarbon Accumulation”. In: Surdan, R. C., ed., Seals, traps and the petroleum system: AAPG Memoir 67, pp. 199-222.
- Withjack, M. O., Islam, Q. T. and La Pointe, P. R., 1995, Normal Faults and their Hanging-wall Deformation: an Experimental Study. *AAPG Bulletin*, v.79 nr.1, 1995. pp. 1-18.

**THE INFLUENCE OF FAULT PERMEABILITY AND LITOFACIOLOGICAL
HETEROGENEITIES ON FLUID-FLOW SIMULATION: AN OUTCROP
EXAMPLE, TAUBATÉ BASIN – SP**

Abstract. *The lateral and vertical compartmentalization of a reservoir generally involve many uncertainties that can have decisive impact on the design of development programs, mainly in the initial phase of a petroleum field exploitation. The production data, unfortunately, are not available in the initial phase of exploitation. This work shows how structural, litofacies and stratigraphic heterogeneities can impact on water breakthrough, on accumulated production and on sweep efficiency of hydrocarbon recovery when different geological models are submitted to the fluid-flow simulator. The geological framework is built based on outcrop that exposes tertiary fluvial sediments composed of sandstones, siltites and shales highly compartmentalized. Four physical models are elaborated with different permeabilities assigned to the fault surfaces and sedimentary units, using water-driven simulation with producers and injector wells. Considering that the simulation models represent the real geological framework, it is possible to monitor the oil displacement patterns, as well as to evaluate the distribution of the water saturation at the end of the exploitation. The result of this study exhibit the importance and the effects of the physical models in the development of a petroleum reservoir.*

Keywords: *Reservoir heterogeneities, Faults, Compartmentalization, Fluid-flow simulation*