



Modelagem da Distribuição Atual de Fluidos em Reservatórios Maduros: Uma Abordagem Geoestatística

Sérgio Sacani Sancevero, ROXAR, Alexandre Campana Vidal, UNICAMP, Armando Zaupa Remacre, UNICAMP, Anelise Friedrich, PETROBRAS, Antonio Kronbauer, PETROBRAS

Copyright 2009, SBGf - Sociedade Brasileira de Geofísica

This paper was prepared for presentation during the 11th International Congress of the Brazilian Geophysical Society held in Salvador, Brazil, August 24-28, 2009.

Contents of this paper were reviewed by the Technical Committee of the 11th International Congress of the Brazilian Geophysical Society and do not necessarily represent any position of the SBGf, its officers or members. Electronic reproduction or storage of any part of this paper for commercial purposes without the written consent of the Brazilian Geophysical Society is prohibited.

Abstract

The main characteristic of the mature fields is represented by the long time production, but in many times this history of production presents losses and high uncertainties. Another fundamental characteristic of the mature fields is that in many cases these reservoirs possess a set of production logs running in cased hole like TDT and TMD. These production logs are normally used in the definitions of the interventions accomplished in the wells, with the objective to identify the zones with the bypassed oil in the reservoir. However, the information obtained with these logs can be used in a modeling approach to generate the saturation models that reflect the situation of the fluids in space and time, but this application is not yet widely used in the reservoir characterization process. Then, the main aim of this work is show a new applicability of these production logs in the characterization of space and temporal variation of water saturation in the mature field. In this case will be used a dataset acquired by production logs in a time period of approximately 10 years. To accomplish the modeling of variation of water saturation these logs will be grouped in 3 year interval, so that the applicability of the data is not prejudice. In that way will be possible to define the models that represent the variation of this important dynamic variable. To accomplish the modeling and analyze the results, a complete reservoir characterization workflow is proposed, with a widely application of geostatistical methods. The application of geostatistical methods to obtain the water saturation models is important to the flow simulation where a best history match can be reach. Another important application of this work is develop a methodology, to supply a gap existing in the reservoir modeling and characterization, in other words the treatment of dynamic variables. With this methodology tested in a mature field is possible apply the same technique in important fields that with the years will be present the same problems here discussed.

Introdução

Os campos maduros são caracterizados pelo avançado estágio de exploração e pelo alto grau de conhecimento geológico, além de uma grande quantidade de informações conhecidas e existentes e por um extenso histórico de produção. Porém muitas vezes, grande parte

do histórico de produção desses campos é perdido, o que dificulta principalmente o processo de simulação de fluxo, onde a definição das características do reservatório no tempo inicial não podem ser definidas com precisão. A caracterização de reservatórios maduros pode representar uma série de problemas técnicos. Entre eles, a grande quantidade de água existente no reservatório devido aos repetitivos programas de injeção. Devido a isso é importante nesses tipos de reservatórios saber como identificar regiões que possuam bolsões de óleo remanescente, e que possam então fazer parte de novos programas de perfuração. Com o objetivo de viabilizar a extração de uma fração significativa deste volume ainda existente nos reservatórios tem-se buscado novas tecnologias e metodologias.

Dentre essas tecnologias se destaca a aplicação dos chamados perfis de produção, onde é possível identificar as regiões saturadas em água por meio da perfilagem de poços revestidos. Os perfis de produção normalmente são utilizados para orientar as operações de recompletação e intervenção de poços, o que contribui significativamente para aumentar o índice de sucesso dessas operações. Porém, ainda se tem notado a aplicação insipiente dessas ferramentas e da variável saturação de água na caracterização quantitativa dos reservatórios.

Com isso, o objetivo principal deste trabalho é mostrar uma nova aplicação para os dados obtidos com os perfis de produção. Essa aplicação consiste na geração de modelos tridimensionais da distribuição da saturação de água em um reservatório maduro. Para isso aplicou-se nesse trabalho um workflow tradicional de modelagem e caracterização de reservatórios com um foco na abordagem geoestatística. Foram utilizados dados de saturação de água adquiridos durante um período de aproximadamente 10 anos. Visando manter a consistência dessa base de dados as informações dinâmicas foram agrupadas em três intervalos de três anos. Assim ao final do processo é possível concluir não só sobre a localização dos bolsões de óleo remanescente mas também sobre a direção da movimentação do fluido dentro do reservatório.

Na primeira etapa deste trabalho foi gerado o modelo de fácies que guiará a posterior distribuição das propriedades petrofísicas. Assim o modelo estático do reservatório foi definido por meio da modelagem da porosidade, permeabilidade e da impedância acústica obtida nos poços com perfis sísmico e de densidade. Para a geração do modelo estático todas as informações disponíveis no campo foram utilizadas. A etapa seguinte do trabalho iniciou-se com a separação dos dados em períodos de 3 anos, com isso pôde-se ter a

representação tridimensional do reservatório em três tempos distintos. Com a geração dos modelos de saturação de água é possível mostrar como os fluidos se movimentam no reservatório com o passar dos anos.

Neste estudo de caracterização de reservatórios o foco foi a abordagem geoestatística, dessa maneira as técnicas de simulação sequencial Gaussiana e cossimulação foram utilizadas, de modo a fornecer uma imagem mais realista do reservatório além de fornecer dados suficientes para análises estatísticas e de incerteza.

Ao final deste trabalho se tem toda uma nova metodologia de aplicação dos perfis de produção definida que poderá ser aplicada em importantes reservatórios que brevemente se tornarão campos maduros. Com esse trabalho pode-se mostrar também uma maneira eficiente de se trabalhar com a saturação de água, uma variável importante, porém devido a seu caráter dinâmico, complexa de ser modelada. Os modelos gerados em intervalos de tempo distintos servem também como ferramentas para o monitoramento e gerenciamento de reservatórios maduros, uma consequência importante de um processo de caracterização bem desenvolvido.

O Problema da Modelagem da Saturação

A saturação, ou seja, a proporção de óleo, gás, água e outros fluidos na rocha, é um fator crucial na avaliação de formações e de reservatórios, pois é esse fator que irá determinar como o campo será desenvolvido. A importância das medidas de saturação é refletida pelo tempo e pelo esforço que se tem gasto nas grandes companhias de petróleo com o objetivo de entender como incluir essa variável no modelo geológico de um campo. Sem os valores de saturação a distribuição dos fluidos no reservatório não pode ser avaliada e a tomada de decisão sobre a estratégia de produção e desenvolvimento fica afetada (Johnson et al. 1997).

Durante a fase de produção de um campo de petróleo, a movimentação de fluidos ocorre tanto em grande escala (extensiva) como na vizinhança dos poços ativos (localizada). Entre as causas da movimentação extensiva de fluidos no reservatório, algumas delas merecem destaque, como, a depleção normal do reservatório, as campanhas de injeção de água, as variações aparentes nos contatos entre os fluidos, entre outros. Já a movimentação localizada de fluidos dentro do reservatório é causada pelos cones de água, pela canalização de fluidos e pela corrosão do revestimento dos poços (Nut e Wafta. 1989).

O monitoramento cuidadoso da mudança da saturação de fluidos é essencial, caso o desempenho do reservatório precise ser otimizado. O processo de monitoramento pode ter diferentes objetivos, como medir a saturação de água em todo o campo visando a definição de estratégias de produção, detectar zonas de óleo remanescente visando uma recompletação de poços no futuro, observar o movimento da capa de gás ou o movimento da injeção de fluidos e em um caso mais localizado identificar as mudanças de saturação em poços.

Frente a variedade de fenômenos que afetam a saturação, e a consequência dessas mudanças para o desenvolvimento dos reservatórios, os engenheiros e os geocientistas envolvidos no processo de modelagem e caracterização constatarem a dificuldade em se trabalhar com essa importante variável.

Em qualquer situação se necessita de um conjunto de informações que possam retratar o regime de saturação dentro do reservatório. Neste caso perfis de resistividade corridos a poço aberto podem ser usados para monitorar a saturação em poços que foram completados sem revestimento. Porém, uma vez que as zonas produtoras tenham sido revestidas, o monitoramento da variação do fluido precisa ser feito através desse revestimento.

Neste caso de poços revestidos, a avaliação de reservatórios e o monitoramento da saturação pode ser realizada de duas maneiras. O primeiro método denominado TDT (*Thermal Decay Time*) mede o decaimento termal da população de neutrons e o segundo método denominado RST (*Reservoir Saturation Tool*) acessa as mudanças na saturação de fluidos do reservatório.

Neste trabalho foram utilizados somente os dados de TDT. De maneira resumida a ferramenta de TDT emite pulsos de neutrons de alta energia que interagem com o poço e com a formação ao redor do poço. Neste processo os neutrons sofrem numerosas colisões com o núcleo dos átomos existentes no poço (fluido no revestimento, revestimento e cimento) e com a formação. Cada colisão reduz o nível de energia do neutron até que ele alcance a menor energia (termal) e se difundi até ser capturado pelo núcleo. Quando a captura ocorre, um foton de radiação gamma é emitido e isso pode ser detectado pelos sensores presentes na ferramenta. A taxa de captura de neutrons termais, designado por σ (Σ) é proporcional ao tamanho da seção de captura dos elementos presentes na formação. Após os dados de TDT terem sido adquiridos, os mesmos são processados e interpretados. Por meio da Equação 1 de acordo com SCHLUMBERGER (1997), que relaciona propriedades da formação como o volume de folhelho e a porosidade é possível transformar os dados lidos no perfil em valores de saturação de água.

$$S_w = [(\Sigma \log - \Sigma m_a) - \Phi(\Sigma h - \Sigma m_a) - V_{sh}(\Sigma sh - \Sigma m_a)] / \Phi(\Sigma w - \Sigma h) \quad (1)$$

Onde Σm_a , Σh , Σw e Σsh representa a seção de captura da matriz rochosa, do hidrocarboneto, da água e do folhelho respectivamente. A variável Φ é a porosidade, V_{sh} representa o volume de folhelho presente na formação e S_w é a saturação de água obtida como resultado da aplicação dessa equação.

A utilização dos perfis de produção é feita em campanhas espaçadas por um período de tempo, desse modo, campanhas obtidas em intervalos regulares de tempo (dois ou três anos) em um mesmo poço, fornecem uma boa indicação de como a saturação mudou com o tempo naquela determinada posição (Figura 1).



Figura 1: Perfis de S_w e porosidade em dois períodos distintos espaçados de 7 anos, para um dos poços da área de estudo.

Observa-se na Figura 1, que para um mesmo poço com um espaçamento de tempo de 7 anos, o perfil de saturação de água mostra determinadas características importantes, o perfil de porosidade foi inserido juntamente para mostrar que as propriedades estáticas do reservatório não sofrem alteração com o passar dos anos, ao contrário das propriedades dinâmicas que alteram completamente o seu comportamento em determinadas porções do reservatório. Pode-se notar que para as profundidades superiores a 2425 m, o valor de saturação no período 1 já era elevado e sofreu pouca alteração, mostrando que essa parte inferior já estava invadida pela água no período 1. A parte mostrada em destaque na Figura 1, mostra a região que sofreu uma variação significativa na saturação de água, entre as profundidades de 2415 m e 2419 m. No período 1 essa região possuía valor zero de saturação de água, 7 anos depois essa mesma região apresentou valores próximo a 100% de saturação de água, ou seja, durante esse período a movimentação de fluidos foi mais marcante nessa porção do reservatório, sendo invadida pela água com o passar dos anos devido as campanhas de injeção realizadas no reservatório.

A Abordagem Geoestatística

O conhecimento e entendimento da variação da saturação de água pontualmente nos poços é importante para todo o processo de caracterização e desenvolvimento de estratégias de produção mais eficientes. Porém, só o conhecimento da distribuição espacial da saturação de água permite a elaboração de planos gerais, obtendo-se assim dados importantes para o processo de tomada de decisão. Por meio de modelos que mostram a variação espacial da saturação ao longo dos anos é possível fazer previsões e ajustes de históricos mais concretos para o reservatório. Além disso, se o modelo de saturação se mostrar consistente ele pode ser utilizado diretamente como dado de entrada para o simulador de fluxo.

Uma maneira de se obter esses modelos é por meio da equação de balanço de materiais, porém essa abordagem não considera fatores importantes do

reservatório como a distribuição de fácies e outros componentes do modelo estático. Desse modo, a abordagem geoestatística se torna uma importante ferramenta para o processo de modelagem tridimensional da variação espaço-temporal da saturação de água dentro de um reservatório.

Por meio dessa abordagem é possível aplicar o workflow tradicional de modelagem e caracterização de reservatórios, iniciando com a descrição do modelo estático, onde a litologia, a porosidade e a permeabilidade podem ser modeladas. Com isso definido pode-se então modelar a parte dinâmica do modelo que consiste na saturação de água.

Ao se encarar o desafio da modelagem tridimensional da saturação de água, pode-se deparar com um problema constante neste tipo de abordagem, a distribuição e quantidade dos dados. Para se poder construir modelos eficientes de saturação é necessário antes de mais nada agrupar as informações em intervalos de tempo, de modo que elas gerem um banco de dados consistente tanto no espaço como no tempo. Neste ponto uma propriedade importante da geoestatística pode ser aplicada de maneira a melhorar a confiança na distribuição da saturação de água, a integração de informações.

A integração de informações distintas tem uma grande importância ao se tratar do problema de modelagem da saturação de água. Após construir o modelo geoestatístico para um determinado período e identificar zonas já invadidas por água, essas zonas devem-se manter assim nos demais modelos subsequentes, ou seja, só a integração de um modelo já desenvolvido no novo conjunto de dados é capaz de refletir de maneira correta o comportamento da movimentação de fluidos no reservatório (Xu et al. 1992).

Neste trabalho foram trabalhados três períodos, denominados aqui de período 1, período 2 e período 3, o espaçamento máximo em tempo entre o período 1 e 3 é de 8 anos. Na Figura 2 são apresentados os mapas base com a disposição dos poços onde foram corridos os perfis de produção TDT para cada um dos períodos a ser analisados neste trabalho.

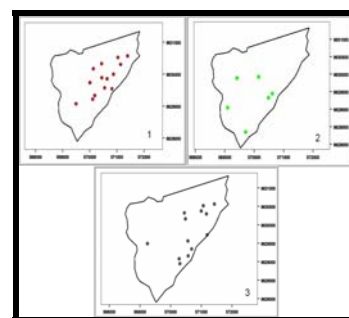


Figura 2: Mapas base mostrando a distribuição espacial dos poços com perfis de produção para os três períodos estudados neste trabalho. A linha cheia em preto representa o limite do reservatório para o modelo.

Pode-se observar na Figura 2, que os períodos 1 e 3 possuem dados representativos para a geração de modelos eficientes de saturação de água, já o período 2

apresenta informações restritas e distribuídas de forma esparsa dentro do reservatório. Nesse contexto não só métodos univariados como a simulação sequencial Gaussiana, mas também métodos multivariados que permitam a integração de informações como a cossimulação terão papel fundamental na concepção do modelo.

Resultados e Discussões

A primeira etapa do workflow tradicional de modelagem e caracterização de reservatórios consiste na geração do modelo litológico que apresenta a distribuição espacial dos tipos de rocha no reservatório. Esse modelo é responsável pelas principais heterogeneidades encontradas no reservatório. As demais heterogeneidades serão inseridas via a concepção do modelo estático com a modelagem da porosidade, permeabilidade e da impedância acústica nos poços. Para a apresentação dos resultados foi escolhida a seção horizontal que atravessa a porção do reservatório que mais foi afetada durante os anos com a movimentação do fluido, região essa já apresnetada na Figura 1 e também uma seção vertical localizada na porção nordeste do campo. A localização da seção vertical e a distribuição dos poços utilizados para a geração do modelo estático são apresentadas na Figura 3.

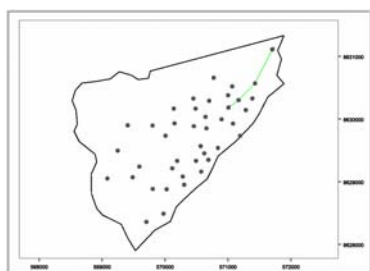


Figura 3: Distribuição espacial dos poços utilizados para a geração do modelo estático e em verde a seção utilizada para a comparação dos resultados.

A Figura 4, apresenta o modelo estático do reservatório, com os modelos de fácies, porosidade, permeabilidade e impedância acústica obtida nos poços.

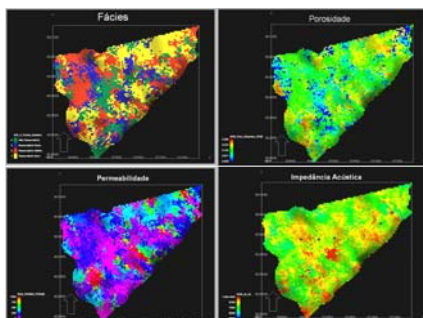


Figura 4: Resultado da modelagem estática do reservatório com os modelos de fácies, porosidade, permeabilidade e impedância acústica obtida nos poços.

Com o modelo estático definido, pode-se passar à modelagem da saturação de água. Essa modelagem foi realizada período por período. Para o período 1 foram

utilizados os métodos geoestatísticos de simulação sequencial Gaussiana e de cossimulação. A idéia na modelagem do período 1, foi em um primeiro momento testar a simulação sequencial gaussiana para dados de saturação e na seqüência testar qual variável poderia ser integrada para melhorar a descrição dessa propriedade dinâmica. A Figura 5 mostra o resultado para a simulação sequencial Gaussiana da saturação de água no reservatório e a comparação entre os histogramas dos dados de entrada e do modelo gerado.

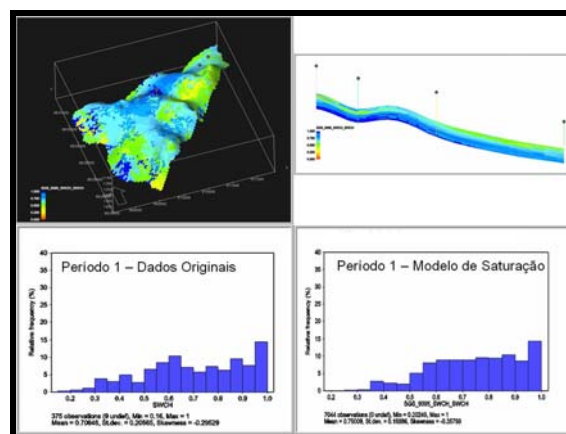


Figura 5: Modelos em seção horizontal e vertical da saturação de água para o período 1 e os histogramas comparando a estatística dos dados de entrada e do modelo gerado.

Como era de se esperar a simulação sequencial Gaussiana, consegue reproduzir tanto a variabilidade como a distribuição dos dados de entrada, se mostrando uma técnica satisfatória para a modelagem da saturação de água no reservatório. Contudo, devido a importância da integração de diferentes variáveis para auxiliar o processo de modelagem tentando construir modelos mais realistas, foram testadas algumas variáveis como dado secundário, entre elas, a permeabilidade, a porosidade e a impedância acústica obtida nos dados de poço. No caso da porosidade essa propriedade não acompanha a variação de saturação no reservatório por ser uma propriedade estática, o mesmo ocorre com a permeabilidade. Já a impedância acústica, embora seja uma propriedade estática na descrição do reservatório, ela possui a característica de acompanhar as alterações de saturação, isso ocorre pois como a impedância acústica é obtida pela multiplicação entre a densidade e a velocidade de propagação das ondas sísmicas, essa última variável é sensível as alterações na saturação, ou seja, a mesma rocha saturada com fluidos diferentes e com valores diferentes, apresentará velocidades de propagação para as ondas sísmicas diferentes.

Desse modo a impedância acústica foi escolhida como variável secundária a ser integrada no processo de modelagem da saturação de água no reservatório. A Figura 6 apresenta o modelo de saturação obtido para o período 1 com a integração da impedância acústica e os histogramas comparando os dados originais com o modelo obtido.

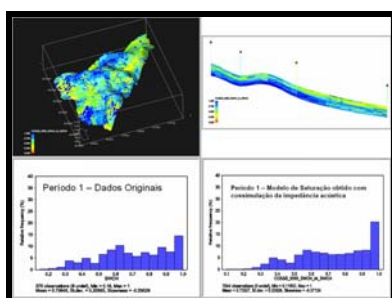


Figura 6: Modelos em seção horizontal e vertical da saturação de água para o período 1 obtido por meio da cossimulação com a impedância acústica e os histogramas comparando a estatística dos dados de entrada e do modelo gerado.

O modelo para o período 1 utilizando a impedância acústica como variável secundária mostrou uma representação clara das heterogeneidades internas do reservatório. A comparação entre os histogramas, mostra que nos valores intermediários de saturação de água ocorreu uma melhor reprodução desses valores, havendo um pequeno aumento na porcentagem de valores elevados de saturação de água. Mas observando as demais estatísticas como a média e o desvio padrão pode-se observar que a utilização da impedância acústica é confiável para a geração de modelos de saturação.

Continuando com o processo de modelagem temporal da variável saturação de água passou-se para o período 2. Esse período como já apresentado no mapa base, apresenta pouca quantidade de informações e com uma distribuição que não colabora com o processo de modelagem. Outro ponto importante, se refere ao processo de produção do campo, uma vez que determinada zona já foi explorada, ou sofreu o processo de injeção, com um aumento na saturação de água e consequente diminuição na saturação de óleo, essas características devem se manter com o passar dos anos. Isso justifica utilizar o modelo obtido no período 1 como variável secundária dentro do processo de cossimulação para o período 2. Com o modelo anterior ao período estudado as regiões já saturadas em água são mantidas e esse modelo secundário auxilia na modelagem das demais regiões. A Figura 7 apresenta o modelo de saturação para o período 2 e a comparação entre os histogramas dos dados de entrada e do modelo gerado.

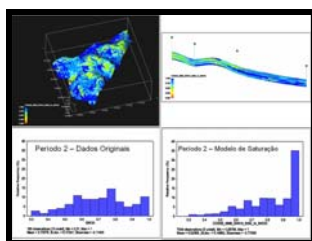


Figura 7: Modelos em seção horizontal e vertical da saturação de água para o período 2 obtido por meio da cossimulação do período 1, e os histogramas comparando a estatística dos dados de entrada e do modelo gerado.

Pode-se observar na Figura 7, que a modelagem transcorreu como esperado, ou seja, as zonas já saturadas em água se mantiveram e pôde-se ainda com a utilização do modelo do período 1 como covariável uma melhor definição das demais regiões do reservatório. Os histogramas apresentam diferenças significativas pelo fato da escassez de informações originais neste período, porém mesmo com essa diferença observa-se que o desvio padrão se manteve o mesmo. Um ponto importante de se ressaltar e que mede a robustez do estudo é que o valor médio da saturação de água no período 1 foi de 73% e no período 2 passou para 82%, ou seja, se comportando como o esperado. Com o passar dos anos, devido ao processo de produção e as campanhas de injeção a saturação de água no reservatório tende a aumentar.

Para o último período estudado neste trabalho, foi adotada a mesma abordagem para o período 2. Isto é, o modelo do período 2 foi utilizado como covariável durante o processo de modelagem da saturação no período 3. A Figura 8 mostra o modelo de saturação para o período 3 e a comparação entre os histogramas dos dados de entrada para esse período e do modelo obtido.

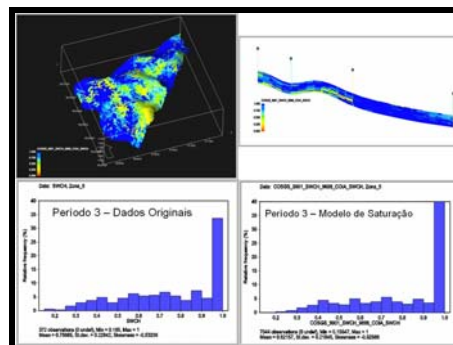


Figura 8: Modelos em seção horizontal e vertical da saturação de água para o período 3 obtido por meio da cossimulação com o resultado do período 2 e os histogramas comparando a estatística dos dados de entrada e do modelo gerado.

Pode-se observar novamente que como era de se esperar o modelo para o período 3 apresenta grandes regiões já lavadas, ou seja, onde o óleo existente foi produzido restando apenas elevada saturação de água. Pode-se observar no caso do período 3 que a reprodução do histograma dos dados de entrada é satisfatória, isso é obtido pela integração do modelo anterior juntamente com uma quantidade e distribuição de dados que colaboram para o processo.

Como já foi mencionado neste trabalho anteriormente, um dos objetivos finais do processo de modelagem da saturação de água em um reservatório é a identificação de bolsões ou regiões onde existe uma determinada quantidade de óleo remanescente e que posteriormente poderá ser explorada por meio de recompletações ou de novos poços dependendo da viabilidade. Neste trabalho foram calculados esses bolsões para os três períodos estudados. Esses bolsões foram calculados estipulando um valor de corte de 40% de saturação de óleo, ou seja, os bolsões identificados apresentam saturação de óleo

de 40%. A Figura 9, mostra a localização desses bolsões para os três períodos aqui estudados em seções verticais.

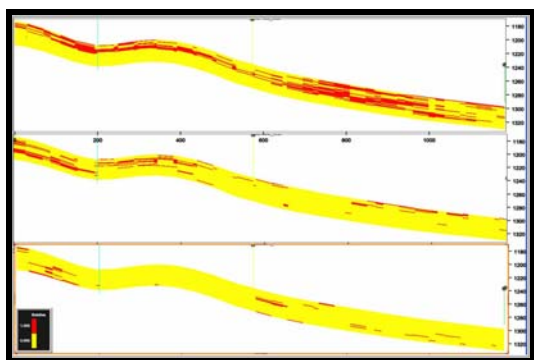


Figura 9: Comparação entre os bolsões de óleo remanescente com 40% de saturação de óleo, para o modelo do período 1 (superior), período 2 (intermediário) e período 3 (inferior).

Pode-se notar como esperado que com o passar dos anos, esses bolsões se tornam cada vez mais escassos no reservatório e sua localização passa a comprometer futuros processos de recompletação. Observa-se que do período 1 para o período 2 a região intermediária do reservatório possui muitos bolsões, a partir do período 2, esses bolsões desapareceram graças a correta intervenção no reservatório.

Conclusões

A saturação de água é uma das variáveis mais importantes de ser conhecida dentro do processo de caracterização de reservatórios. Só com o bom conhecimento da distribuição da saturação de água dentro de um reservatório é possível planejar e desenvolver corretamente a estratégia de produção de reservatórios, principalmente os reservatórios maduros.

Porém, modelar a saturação de água não é uma tarefa fácil devido principalmente a característica dinâmica da mesma, ou seja, com o passar dos anos todo o regime de saturação dentro de um reservatório se altera devido ao próprio processo de produção e as campanhas de injeção. Uma maneira de se conseguir mapear essas alterações é a utilização de perfis de produção como TDT, esses perfis medem a saturação de água mesmo a poço revestido, o que permite o estudo temporal da variação dessa propriedade.

Neste trabalho foi modelada a saturação de água em um reservatório maduro utilizando uma abordagem geoestatística onde o workflow tradicional de modelagem e caracterização foi usado para a construção do modelo estático e posteriormente, técnicas como a simulação sequencial Gaussiana e a cossimulação foram utilizadas para a modelagem da saturação de água.

O modelo para o primeiro período estudado mostrou-se satisfatório tanto por meio da simulação sequencial Gaussiana, como com a integração da impedância acústica como variável secundária. A aplicação dessa variável secundária, por sua vez, mostrou de forma mais

detalhada determinadas heterogeneidades internas do reservatório.

Para o segundo período estudado, foi utilizado o modelo do período 1 como variável secundária. Essa abordagem garantiu que as regiões previamente já produzidas e com elevada saturação de água se mantivessem, modelando de forma precisa as demais regiões.

Por fim, o período 3 foi modelado utilizando a mesma estratégia para o período 2 e se mostrou igualmente eficiente, ou seja, regiões já lavadas se mantiveram com elevada saturação de água e as demais regiões foram então modeladas.

Para se ter um resultado estratégico a partir do modelo de saturações foram calculados os bolsões de óleo remanescente com saturação de 40%. Ao se comparar os três modelos de bolsões, foi possível observar a movimentação do óleo dentro do reservatório e juntamente com a comparação dos modelos de saturação de água em seção vertical é possível definir o sentido da injeção no reservatório, informações importantes para o processo de tomada de decisão e planejamento da estratégia de produção.

Com esse trabalho, foi possível mostrar como a abordagem geoestatística pode resolver o problema complexo de se modelar a saturação de água dentro de um reservatório, além de apresentar novas metodologias como a utilização de um modelo de um período anterior como restrição para a modelagem de um período posterior. Com os resultados obtidos com este trabalho, determinadas aplicações específicas como a utilização de modelos de saturação de água confiáveis para a inicialização de simuladores de fluxo, sem a necessidade de se conhecer o histórico de produção completa de um campo e as metodologias desenvolvidas, podem ser implementadas tanto em campos já maduros, como em campos em avançado estágio de produção que em pouco tempo se tornarão maduros. Essas metodologias podem ser utilizadas como uma ferramenta adicional dentro do processo de tomada de decisão e de planejamento da estratégia de produção.

Agradecimentos

Os autores gostariam de agradecer a PETROBRAS pela disponibilidade das informações para a realização deste trabalho

Referências Bibliográficas

- Johson, R. S.; Khater, M. R.; Razzaque, S.A.; Al-Fozan, T. Z.; Al-Mutari, T.Z.; e Qidwai, M. M. Saturation Solutions – Middle East Well Evaluation Review, November, 1997.
- Nutt, R. L e Wafta, M. Time-lapse Saturation Monitoring and its Applications to Time Lapse Mapping - SPE17975, 1989.
- Schlumberger, Cased Hole Log Interpretation – Principle/Applications, 1997.
- Xu, W.; Tran, T.T.; Srivastava, R. M.; Journel, A. G. Integrating Seismic Data in Reservoir Modeling: The Collocated Cokriging Alternative – SPE24742, 1992.