

UTILIZAÇÃO DE SISTEMAS EM MALHA FECHADA NO DESENVOLVIMENTO DE CAMPOS DE PETRÓLEO

USE OF CLOSED SYSTEMS IN THE DEVELOPMENT OF OIL FIELDS

DAVI MARUBAYASHI HIDALGO

Mestrando em Engenharia Civil na área de concentração de Petróleo e Gás da COPPE. UFRJ - Universidade Federal do Rio de Janeiro. E-mail: davihidalgo@gmail.com

PAULO COUTO

Doutor em Engenharia Mecânica. UFRJ - Universidade Federal do Rio de Janeiro. E-mail: pcouto@petroleo.ufrj.br

JOSÉ LUIS DRUMMOND ALVES

Doutor em Engenharia Civil UFRJ - Universidade Federal do Rio de Janeiro. E-mail: jalves@lamce.coppe.ufrj.br

Envio em: Julho de 2016
Aceite em: Agosto de 2017

RESUMO

Sistemas de controle com realimentação, ou sistemas em malha fechada, são utilizados em diversos campos da automação de processos industriais. Conceitos oriundos dessa área foram adaptados para o desenvolvimento de campos de petróleo. O sistema é o próprio reservatório de petróleo no qual irão atuar diversos controles (perfuração de poços, injeção de água, abertura e fechamento de poços). As respostas do sistema medidas (dados de perfil, dados de produção, testes de produtividade) servem de base para a tomada de decisões (como a perfuração de novos poços) que, por sua vez, irão alterar as respostas do sistema estimadas inicialmente. Assim, um desenvolvimento de campo de petróleo em malha fechada sob incertezas geológicas consiste em três principais etapas: otimizar o plano de desenvolvimento do campo baseado nas informações existentes, perfurar novos poços obtendo informações geológicas e de produção e atualizar os modelos baseando-se nas informações adquiridas. Este artigo tem como objetivo analisar os avanços obtidos nessa área, assim como apresentar quais as escolhas específicas que são feitas em cada uma das etapas desse processo.

Palavras-Chave: Sistemas em Malha Fechada. Desenvolvimento de Campo de Petróleo em Malha Fechada. Simulação de Reservatórios.

ABSTRACT

Feedback or closed loop control systems are used in several fields of industrial automation process. Concepts from this area were adapted for the development of oil fields. The system is the reservoir itself in which various controls (drilling of wells, water injection, opening and closing of wells) will operate. The system responses are measured (well log data, production data, productivity tests) and serve as basis for the decision-making process (such as drilling new wells) which will change the system responses initially estimated. Therefore, a closed loop oil field development under geological uncertainties consists of three major steps: optimize the field development plan based on the existing information, drill new wells obtaining geological and production information and update the models based on information acquired. This article aims to review the progress made in this area as well as to present the specific choices that are made in each of the stages of this process.

Key Words: Closed-Loop Systems. Closed-Loop Field Development. Reservoir Simulation.

1 - INTRODUÇÃO

A atual realidade da indústria do petróleo mundial na qual se tem um superávit de produção em relação à demanda e uma consequente redução dos preços do barril de petróleo tem levado as empresas a buscar uma maior disciplina de capital e financeira. Para os projetos de desenvolvimento da produção, isso pode ser entendido como a busca pela maximização de sua economicidade. Dentre as métricas utilizadas para avaliar e priorizar um projeto, uma das mais recorrentes é o Valor Presente Líquido (VPL).

Nesse contexto, a decisão de qual Plano de Desenvolvimento (PD) adotar é crucial já que ele influencia diretamente na atratividade do projeto, medido pelo seu VPL. Pode-se entender o PD como a definição de características chave do projeto tais como o número de poços, sua locação, seu tipo (produtor ou injetor) e a ordem de perfuração. A sua determinação é um processo complexo por diversos fatores dentre os quais pode-se citar: o alto nível de incerteza presente nos modelos (decorrente das poucas informações disponíveis), os altos investimentos relacionados à perfuração, completação e interligação dos poços, a irreversibilidade das decisões tomadas e a necessidade de se ter uma previsão acurada do comportamento do reservatório. A solução para esse tipo de problema passa por dois elementos principais: o modelo geológico e o simulador de fluxo. Em relação ao primeiro, devido ao escasso conhecimento do reservatório, hoje é comum a utilização de um conjunto de modelos que buscam retratar as incertezas presentes. Esse conjunto serve então como dado de entrada para, em conjunto com outros parâmetros, gerar a previsão de produção do campo pelo simulador de fluxo.

É evidente que à medida que o projeto avança em sua execução, novos dados de produção e de perfil se tornam disponíveis. Assim, os modelos devem ser constantemente atualizados de maneira a tentar representar todo o conhecimento disponível no momento.

Entretanto, não raramente, isso é feito de uma maneira não sistemática ou então o conhecimento adquirido não é desdobrado em uma nova otimização do restante do PD. Na realidade, ainda existem casos em que o PD é determinado por um processo de tentativa e erro ou então pela otimização do conjunto inicial de modelos, sem considerar as novas informações que vão sendo obtidas.

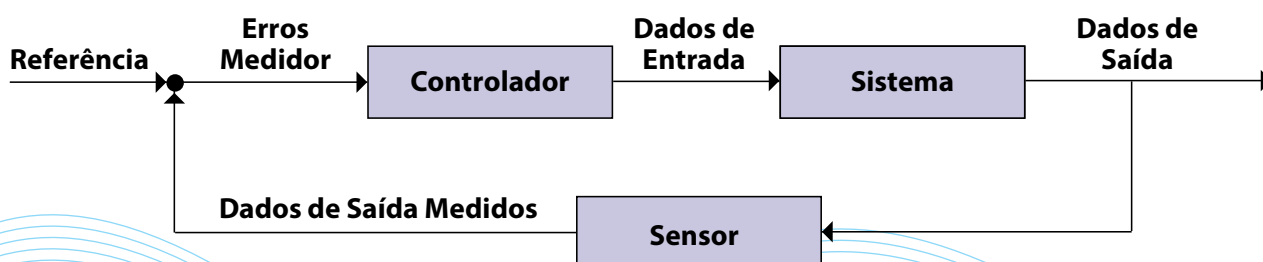
A metodologia que envolve um processo cíclico submetido à atualização do conjunto de modelos, a otimização do PD e a obtenção de novos dados é denominada de Otimização em Malha Fechada do Desenvolvimento de Campos de Petróleo sob Incertezas Geológicas ou, de uma maneira mais sucinta, Desenvolvimento de Campos em Malha Fechada (DCMF). Ela surgiu como uma extensão do conceito de Gerenciamento de Reservatórios em Malha Fechada (GRMF) no qual o foco não é a fase de desenvolvimento da produção, mas a otimização dos controles de poço de um campo que já está em produção. A ideia subjacente a ambas metodologias consiste em trazer valor ao projeto (ou seja, obter ganhos no VPL) por meio de uma atuação nas variáveis de decisão, a partir das novas informações que vão sendo obtidas.

Este artigo tem como objetivo analisar os avanços obtidos no DCMF, assim como apresentar quais as escolhas específicas que são feitas em cada uma das etapas desse processo.

2 DESENVOLVIMENTO DE CAMPO EM MALHA FECHADA

Na teoria de controle, um sistema com realimentação é aquele que, segundo Ogata (2011), estabelece uma relação de comparação entre a saída e a entrada de referência utilizando a diferença como meio de controle. Frequentemente é também denominado de sistema em malha fechada. Uma representação esquemática é dada pela Figura 1.

Figura 1 – Diagrama de blocos de um sistema de controle em malha fechada: os dados de saída são realimentados de maneira a mudar os controles e alterar a resposta do sistema.



Conceitos da teoria de controle combinadas com técnicas de assimilação de dados provenientes da meteorologia e oceanografia inspiraram Jansen et al. (2009) a propor a metodologia do Gerenciamento de Reservatório em Malha Fechada (GRMF). Nessa abordagem o foco é no gerenciamento de um campo já desenvolvido. O GRMF consiste em uma combinação da otimização dos controles de poço e do ajuste de histórico buscando maximizar o desempenho do reservatório, seja em termos de fator de recuperação ou econômicos. A metodologia segue os seguintes passos:

1. Otimização do controle dos poços existentes baseado no conhecimento geológico disponível;
2. Operação da produção durante um certo período de tempo para obtenção de dados de produção;
3. Ajuste de histórico dos dados de produção para atualização dos modelos geológicos.

Quando esses passos são repetidos de maneira cíclica ao longo de toda a vida de um campo, o GRMF pode trazer ganhos significativos quando comparado com outras abordagens. Jansen et al. (2009) trabalharam com um campo que contava com 12 poços (4 produtores e 8 injetores) e aplicando ciclos de 4 anos, 2 anos, 1 ano e 30 dias foram obtidos ganhos no VPL de, respectivamente, 6,68%, 8,29%, 8,30% e 8,71% quando comparado com um gerenciamento reativo. Silva (2016) aplicou o GRMF no campo *benchmark* UNISIM-I tendo como parâmetros de controle a abertura das válvulas de completação inteligente dos poços. A malha de drenagem consistia em 14 produtores e 11 injetores. Durante o período de concessão do campo foram aplicados 6 ciclos com durações variadas: dois de 2 anos, dois de 4 anos, um de 6 anos e um de 7 anos. Obteve-se um aumento de 18,3% do VPL do reservatório de referência quando comparado com a estratégia base.

Tendo em vista os resultados obtidos ao se trabalhar com o gerenciamento de um campo já desenvolvido, vislumbrou-se a possibilidade de se aplicar para o desenvolvimento de campos de petróleo.

Pettan e Strømsvik (2013) apresentaram a visão geral de uma metodologia implementada no campo de Peregrino, na Bacia de Campos. Buscaram manter os modelos consistentes e atualizados à medida que novas informações eram obtidas com o desenvolvimento do campo. Para isso foi adotada a seguinte sequência de passos:

1. Revisão das premissas dos modelos (como fácies, modelo deposicional, PVT etc);
2. Inclusão da informação dos novos poços perfurados;
3. Atualização do histórico da produção de injeção;
4. Verificação de consistência e abrangência dos modelos;
5. Ajuste de histórico;
6. Otimização da produção.

Os autores detalham sobretudo o item 4, que pode ser entendido como um controle de qualidade dos novos dados e premissas assumidos na criação dos modelos. Os resultados da simulação de fluxo eram confrontados com os dados reais e, caso necessário, podiam ser feitas alterações antes de prosseguir com o ajuste de histórico e a otimização da produção. Foram apresentados três estudos de caso dessa etapa de verificação: modelagem de fácies, condicionamento da sísmica e modelagem de falhas. Ainda que nos dois primeiros o resultado não tenha sido satisfatório (levando a uma revisão das premissas), na modelagem de falhas foi obtida uma melhora substancial nos modelos facilitando a etapa do ajuste de histórico. Apesar dos demais passos não terem sido detalhados, foi evidenciada a necessidade da automatização das tarefas para diminuir o tempo gasto em sua execução. No campo de Peregrino a implementação de toda a metodologia levou um ano e consistiu em três rodadas de inclusão de dados (média de 3 poços em cada uma). Os autores avaliaram que essa abordagem foi uma boa maneira de manter os modelos confiáveis em um cenário real no qual se tem uma grande quantidade de poços perfurados em um curto período de tempo.

A apresentação mais formal do conceito de Otimização em Malha Fechada do Desenvolvimento de Campos de Petróleo Sob Incertezas Geológicas foi feita por Shirangi e Durlowsky (2015). Suas três principais etapas serão detalhadas:

1. Otimizar o plano de desenvolvimento do campo baseado na informação geológica disponível no momento;
2. Perfurar novos poços e obter informações geológicas e de produção;
3. Atualizar os modelos baseado nas novas informações adquiridas.

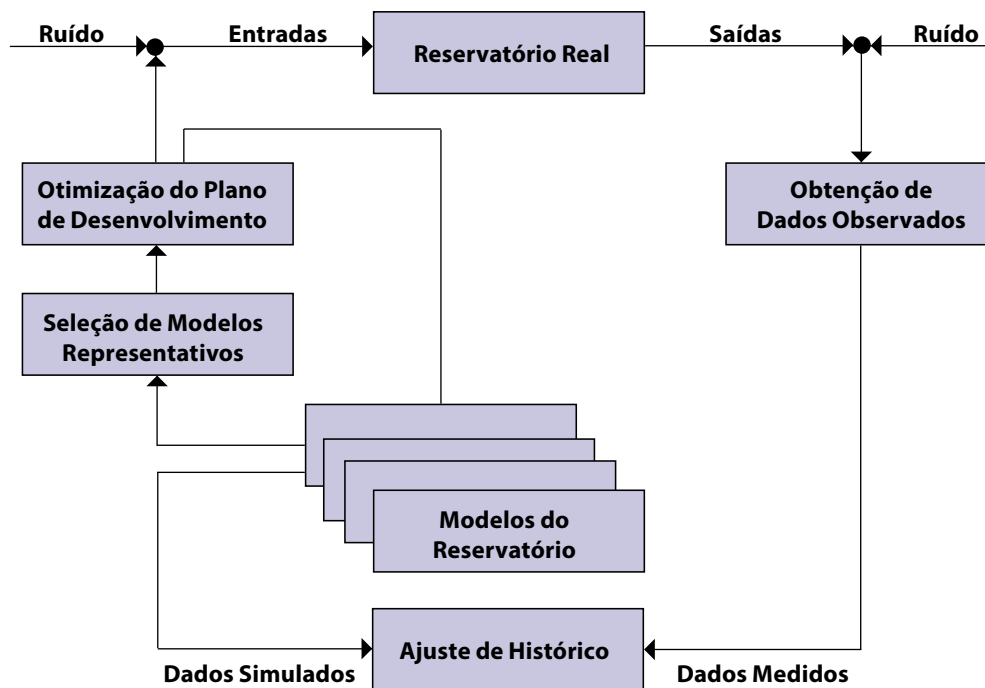
Na primeira etapa, o número, localização, tipo e controle dos poços é otimizado buscando o maior VPL possível. Em seguida, são adquiridos novos dados - de produção e de perfil - por meio da perfuração de novos poços e da produção/injeção dos poços existentes. Finalmente, tendo disponíveis novos dados, é realizado um ajuste de histórico de maneira a atualizar os modelos. Esse processo é repetido a cada novo poço perfurado.

A Figura 2, evidencia o caráter de malha fechada do DCMF. Na parte superior, tem-se o reservatório real, o próprio campo de petróleo a ser desenvolvido. No centro, encontram-se os modelos que buscam retratar esse reservatório real da melhor maneira possível baseado nos dados presentes naquele momento. São utilizados diversos modelos de fluxo devido à existência de incertezas inerentes ao conhecimento limitado que se tem do campo. À direita, tem-se a obtenção de dados observados que consistem na medição das cotas de produção, injeção e de pressão de fundo além dos perfis dos poços

que são perfurados. Esses dados medidos, obtidos no reservatório real, servem para alimentar o ajuste de histórico que é feito nos modelos. Estes geram previsões de produção, ou seja, dados simulados que tanto foram reutilizadas no ajuste de histórico como foram o insumo para a seleção dos modelos representativos. Feita a seleção dos representativos, passa-se para a otimização

do plano de desenvolvimento do campo cujo resultado serve tanto como uma decisão do desenvolvimento do plano (qual a locação do próximo poço a perfurar) como dado de entrada para o próximo ciclo de otimização. Com a perfuração de poços no reservatório real são obtidos os dados de perfil e de produção e um novo ciclo é iniciado.

Figura 2 – Características de um sistema com retroalimentação presentes no DCMF, adaptado de Jansen et al.

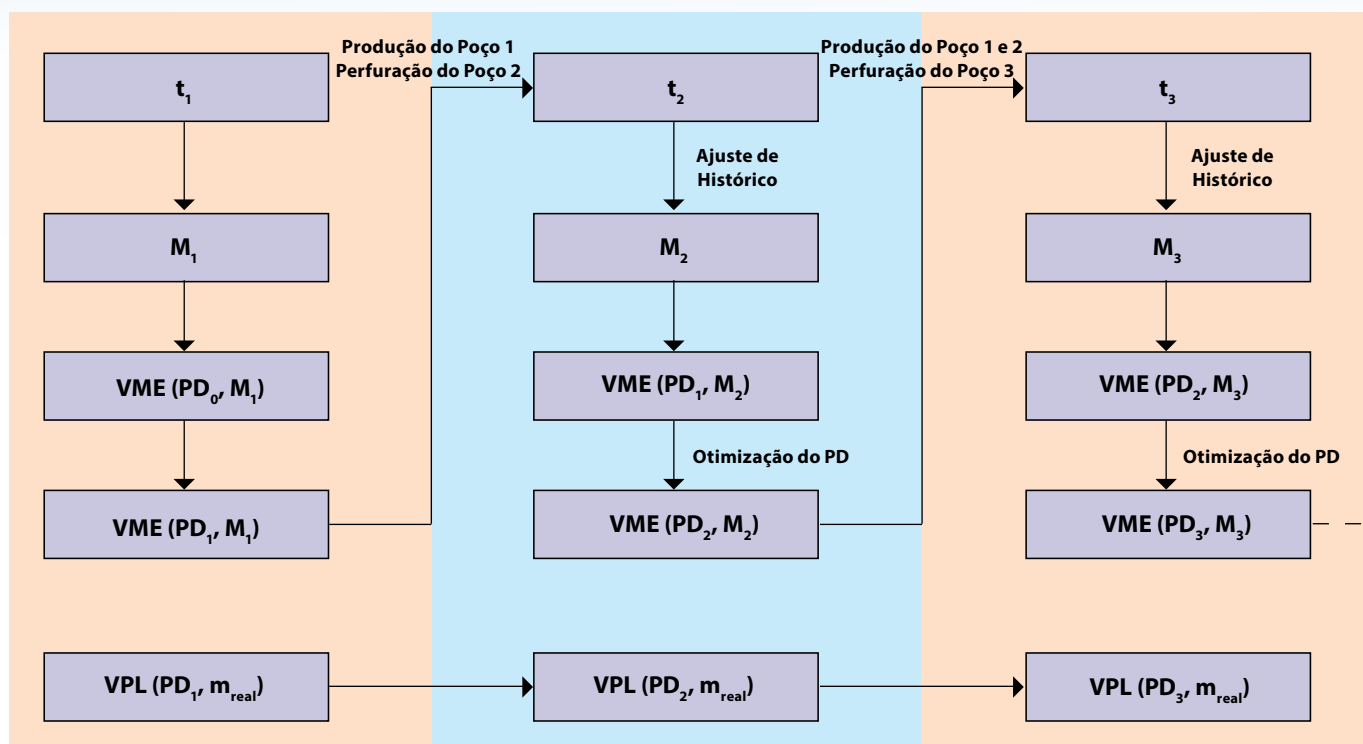


Outra forma de apresentar o DCMF e de ser capaz de auferir os ganhos de sua implementação pode ser vista na Figura 3. Inicia-se o processo no tempo t_1 , partindo de um conjunto inicial de modelos geológicos M_1 e um plano de desenvolvimento inicial, o PD_0 , que contém informações a respeito dos poços da malha de drenagem (quantidade, tipo, locação e controle). O Valor Monetário Esperado (VME) é otimizado por um algoritmo (como, por exemplo, enxame de partículas ou algoritmo genético) gerando o PD_1 , ou seja, o PD otimizado. Com isso, dá-se por concluída a primeira

das três etapas. Para posteriormente poder avaliar performance, é calculado o VPL do PD_1 quando aplicado ao modelo de referência, m_{real} . Este representa o reservatório real e também é a fonte dos dados observados de produção e de perfil que serão utilizados nos passos seguintes.

Entre t_1 e t_2 temos a obtenção das informações de produção do poço 1 além da perfuração, completação e interligação do poço 2, ambos definidos previamente no PD_1 . Obtém-se no modelo de referência essas informações, finalizando a segunda etapa.

Figura 3 – Representação esquemática do desenvolvimento de campo em malha fechada entre os tempos t_1 e t_3



Passa-se então à terceira etapa na qual é feito o ajuste de histórico com a atualização dos modelos geológicos de forma a honrar os dados obtidos entre t_1 e t_2 . Para tanto, utiliza-se algum método de ajuste de histórico gerando o novo conjunto de modelos atualizados, M_2 . Partindo do PD_1 como estimativa inicial para o problema de otimização da malha de drenagem, tem-se como solução o PD_2 . Este é então aplicado ao modelo de referência para que se possa auferir os ganhos decorrentes da utilização do DCMF por meio da comparação entre o $VPL(PD_1, m_{real})$ e o $VPL(PD_2, m_{real})$. Entre t_2 e t_3 as etapas são repetidas e assim sucessivamente até o final da perfuração de todos os poços.

Nota-se que a metodologia é genérica e as etapas de otimização e de ajuste de histórico podem ser feitas com diferentes métodos. No trabalho de Shirangi e Durlofsky (2015), a otimização do plano de desenvolvimento é feita com algoritmo *Particle Swarm Optimization – Mesh Adaptive Direct Search*, detalhando em Isebor, Durlofsky e Ciaurri (2014). Já para a etapa de ajuste de histórico é utilizado o algoritmo *Ajoint-Gradient-Based Randomized Maximum Likelihood Procedure*, conforme Oliver, He e Reynolds (1996). É conveniente ressaltar que, apesar de possuir um conjunto M com diversos modelos geológicos, a otimização é feita sobre um número selecionado de modelos, denominados modelos representativos (MR). A quantidade selecionada é escolhida por um critério de aceitação definido pelo autores. Essa otimização do PD no qual o número de MR é revalidado a cada ciclo é denominado pelos autores de *Optimization With Sample Validation (OSV)*.

O primeiro exemplo no qual a metodologia foi testada consistia em um reservatório 2D com um grid uniforme de 60×60 blocos no qual seriam perfurados, no máximo, 8 poços. O tempo de perfuração de cada poço foi de 210 dias, seguido de um período de 1.320 dias até o final da vida produtiva do campo. Para o caso em que a otimização foi com 3 modelos representativos, o PD final quando aplicado ao modelo real apresentou um VPL 2,4 vezes maior do que aquele que foi otimizado no primeiro ciclo. Os autores repetiram o problema com 5 e 10 modelos representativos. Com mais MR participando da otimização, a diferença entre a média dos selecionados e o modelo de referência diminuiu, porém, com um maior custo computacional. A solução de compromisso oferecida pelos autores consistiu na utilização do OSV. Este apresentou um VPL final intermediário - maior do que o obtido com 5 modelos representativos e menor do que o obtido com 10 - mas com um menor custo computacional (MR = 10 com 350.000 simulações; MR = 5 com 180.000 simulações e OSV com 220.000 simulações). O segundo exemplo tratou de um modelo 3D composto por um reservatório $30 \times 30 \times 5$ no qual se queria otimizar a locação e os controles de 3 poços produtores e 3 poços injetores perfurados alternadamente com um intervalo de 210 dias, seguido de um período final de 720 dias. A aplicação do DCMF com OSV levou a um ganho de 20% em relação à estratégia inicial. Os resultados obtidos por Shirangi e Durlofsky (2015) se mostraram promissores, com ganhos interessantes, ainda que atrelados a um alto custo computacional.

Em um trabalho voltando para evolução do risco du-

rante o desenvolvimento de campos de petróleo, Morosov (2016) utilizou o DCMF no campo UNISIM-I. O plano de desenvolvimento consistia em 13 poços produtores e 7 injetores e foram realizados três ciclos de aquisição de dados. O ajuste de histórico dos dados de perfil foi feito gerando novas realizações geológicas a cada ciclo. Para o ajuste do histórico de produção foi utilizado o *Ensemble Smoother With Multiple Data Assimilation*. A seleção dos modelos representativos seguiu o trabalho de Meira et al. (2015). Já a otimização do plano de desenvolvimento foi feito com o *Designed Exploration and Controlled Evolution*, disponível no software CMOST da *Computer Modeling Group* (CMG). É importante ressaltar que o número de poços foi mantido fixo e as locações podiam variar em torno de uma malha de drenagem inicialmente proposta. Ao final dos três ciclos, o autor chegou a um PD que apresentou uma redução das incertezas e um VPL médio (calculado no conjunto de modelos) maior em 19% quando comparado com o plano de desenvolvimento inicial. Entretanto, de uma maneira surpreendente, a aplicação do DCMF não resultou em ganhos quando aplicado no modelo de referência. Em outras palavras, o PD inicial obteve um VPL maior do que o PD fruto da aplicação do DCMF ao longo da fase do desenvolvimento da produção. O autor

expôs algumas possíveis causas para tal comportamento. Cita o fato do modelo de referência ser mais heterogêneo e o processo de transferência de escala possivelmente ter comprometido a produtividade dos poços.

3 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A utilização de conceitos relacionados a sistemas de malha fechada no gerenciamento de campos de petróleo já vem sendo estudada há algum tempo com resultados promissores. A sua extensão para o desenvolvimento de campos de petróleo é mais recente. As três principais etapas ajuste de histórico, obtenção de novos dados e atualização dos modelos, aceitam abordagens e soluções customizadas para cada tipo específico de problema. O fato da metodologia utilizar os dados de saída para alterar os controles de entrada pode auxiliar os tomadores de decisão a fazer as melhores escolhas em um determinado momento do desenvolvimento de um campo de petróleo. Ainda que existam ganhos potenciais com sua implementação, o fato da literatura mostrar que em alguns casos se apresentam perdas, serve como um alerta. Dessa forma, fica evidente a necessidade de mais estudos no tema antes de se propor a utilização da metodologia em um caso real.

REFERÊNCIAS

- ISEBOR, O. J.; DURLOFSKY, L. J.; CIAURRI, D. E. A derivative-free methodology with local and global search for the constrained joint optimization of well locations and controls. **Computational Geosciences**, v. 18, n. 3, p. 463–482. 2014.
- JANSEN, J. D.; DOUMA, S. D.; BROUWER, D. R.; DEN HOF, P. M. J. V.; HEEMINK, A. W. **Closed-Loop Reservoir Management**. SPE Reservoir Simulation Symposium, The Woodlands, Texas, USA, SPE 119098, 2009.
- MEIRA, L. A. A. ; COELHO, G. P.; SANTOS, A. A. S.; SCHIOZER, D. J. Selection of representative models for decision analysis under uncertainty. **Computers and Geosciences**, v. 88, p. 67–82. 2015.
- MOROSOV, A. L. **Evolução do risco durante o desenvolvimento de campos de petróleo**. 2016. 161f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) - Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP, Campinas, Brasil. 2016.
- OGATA, K. **Engenharia de controle moderno**. 4 ed. São Paulo:Pearson, 2011.
- OLIVER, D. S.; HE, N. ; REYNOLDS, A. C. **Conditioning permeability fields to pressure data**. 5th European Conference on the Mathematics of Oil Recovery. Áustria, 1996.
- PETTAN, C.; STRØMSVIK, J. F. **The peregrino challenge: how to keep reliable models while drilling eight wells per year**, Offshore Technology Conference, Rio de Janeiro, Brasil, Outubro 2013.
- SHIRANGI, M. G. ; DURLOFSKY, L. J. **Closed-loop field development optimization under uncertainty**. SPE Reservoir Simulation Symposium, Houston, Texas, U.S.A., SPE 173219, 2015.
- SILVA, V. L. S. **Ajuste de histórico e otimização da produção de petróleo sob incertezas - Aplicação do gerenciamento de reservatórios em malha fechada**. 2016. 125f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) - Universidade Federal do Rio de Janeiro - COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil, 2016.