

Automação da Elevação Artificial com Injeção Contínua de Gás - Tendências Industriais e Acadêmicas

Agustinho Plucenio (UFSC), Eduardo Camponogara (UFSC)

*Universidade Federal de Santa Catarina
Caixa Postal 476, Florianópolis, SC 88040-900, Brasil
{plucenio},{camponog}@das.ufsc.br*

A elevação artificial por injeção contínua de gás (ICG) consiste na introdução de gás de alta pressão na base do tudo de produção, gasificando o fluido, diminuindo a pressão de fundo e permitindo o influxo de fluidos da formação em poços não surgentes. ICG é amplamente empregado devido a sua robustez, podendo ser aplicado sob diversas condições operacionais. No Brasil cerca de 60% da produção é realizada utilizando-se ICG. Tomando como base publicações especializadas do setor de petróleo e gás, este artigo faz uma retrospectiva dos métodos de automação da elevação artificial por ICG implementados por diversas empresas. Ao longo da exploração do reservatório, ocorrem variações em diversos parâmetros que afetam o desempenho da operação de elevação por ICG, exigindo uma adaptação dinâmica nas estratégias de controle e otimização. Ressalta-se ainda que o alto custo dos instrumentos de medição de escoamento multifásico inviabiliza economicamente seu emprego em cada poço. Tem-se assim um cenário onde variáveis importantes e não medidas diretamente estão mudando continuamente afetando a eficiência da elevação por ICG. Buscando contornar estas dificuldades, percebe-se a aplicação de diferentes estratégias de controle e automação, tais como a inferência da vazão das fases água, óleo e gás baseada em medições de superfície e dados obtidos a partir de testes periódicos de produção. Além de fazer uma retrospectiva sobre os métodos de automação e controle empregados, o artigo faz uma revisão sobre questões de modelagem e algorítmicas pertinentes à inferência de medições, otimização e controle dos processos de elevação artificial por ICG.

Elevação artificial, Gas-lift, Automação e Controle.

1 Introdução

Elevação Artificial é o nome dado às técnicas aplicadas a poços de petróleo para auxiliar a elevação dos fluidos produzidos pela formação até a superfície. A elevação por injeção contínua de gás (ICG) ou *gas-lift* é um dos métodos de elevação artificial largamente utilizado no mundo e particularmente no Brasil.

Até recentemente cerca de 60% da produção do petróleo produzido no Brasil era feita com ICG. O gás é injetado no espaço anular revestimento-tubo de produção e entra no tubo de produção por uma válvula de *gas-lift* situada no fundo do poço, logo acima do packer de produção. Ao subir no tubo de produção gasifica o fluido produzido diminuindo a contra pressão exercida na frente dos canhoneados. Isto permite a operação do poço mesmo com uma pressão estática de formação reduzida. Na superfície a produção passa por um ou mais separadores e por etapas de tratamento que incluem a retirada de condensado, a eliminação de umidade, etc., antes de entrar novamente na etapa de compressão. A unidade de compressão do gás alimenta um manifold para injeção de gás. A partir deste manifold saem linhas para cada poço. Estas linhas passam por *chokes* de injeção e se conectam às válvulas wings da árvore de natal dando acesso ao anular dos diversos poços.

A vazão de gás tem o efeito de diminuir a densidade média da mistura líquido-gás diminuindo a pressão exercida pela coluna da mistura na frente dos canhoneados permitindo uma maior produção de líquidos da formação. Com uma maior produção e com uma área do tubo de produção reduzida devido a presença do gás de injeção, a velocidade do fluido produzido dentro do tubo de produção tem de aumentar para produzir a nova vazão. Assim a perda de pressão no tubo de produção devido ao atrito, que depende do quadrado da velocidade, aumenta rapidamente até um ponto de mínima pressão de fundo (Ponto P_1 na figura 1). Neste ponto qualquer alívio de pressão no fundo do poço devido a um acréscimo na vazão de injeção de gás é contrabalanceado pelo aumento de pressão devido ao atrito. Mudanças na vazão de injeção de gás para pontos à esquerda do ponto P_1 tem um efeito crescentemente subamortecido na pressão de fundo e vazão de produção. Para vazões muito baixas de injeção de gás atinge-se comportamentos do tipo ciclo-limites relacionados com fenômenos de transporte de fluido multifásico chamado de golfada severa (*severe slug-flow*).

Este trabalho faz uma retrospectiva dos esforços realizados por empresas e pesquisadores na busca por técnicas de operação de poços com elevação por *gas-lift* que atendam requisitos de desempenho ótimo econômico e contemplem as características associadas com a dinâmica do processo.

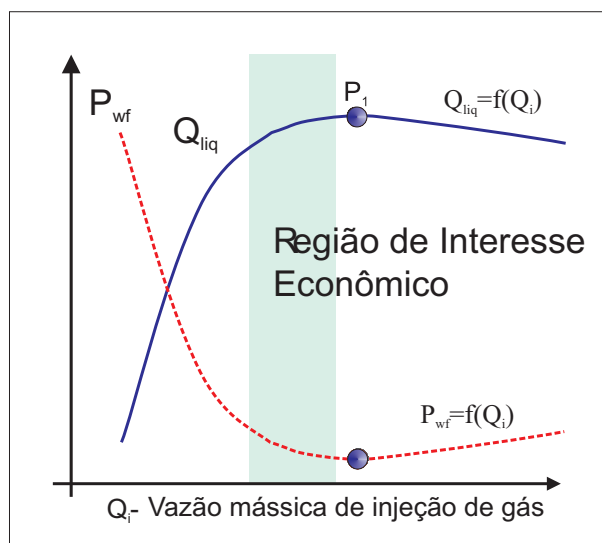


Figura 1: Q_{liq} e P_{wf} x Vazão de Injeção de Gás (Q_i)

2 Revisão da literatura

Um dos primeiros trabalhos publicados em congresso descrevendo a automação da operação de poços operando via *gas-lift* foi o de (P.LEMETAYER AND P.M. MIRET, 1991) onde descrevem-se os benefícios atingidos com a aplicação de uma técnica de controle e automação nos poços do campo de Gonelle, Gabão em Março de 1990. Relata-se um aumento da produção de cerca de 20% com uma redução da taxa de injeção de gás também em cerca de 20%. Algumas características da solução adotada são:

- Inferência da vazão de produção baseada na medição da temperatura do fluido produzido na cabeça do poço.
- Sistema de controle local mas conectado a um sistema supervisão, isto é, PLC situado junto a cada poço que troca informação com a sala de comando.
- O controle da vazão de injeção de gás é o ajuste principal.
- Medição das pressões na cabeça do poço no tubo de produção, THP, no revestimento, CHP, temperatura no topo do tubo de produção, THT e vazão de injeção de gás, IGR.
- Atuação no *choke* de produção é utilizada para o controle de partida e re-partida do poço. Neste trabalho defende-se o controle em malha fechada da vazão de injeção de gás. Além disso, utiliza-se a manipulação do *choke* de produção na estratégia de controle do poço. O trabalho não apresenta detalhes sobre o método de otimização ou sobre os algoritmos de controle utilizados.

Neste trabalho defende-se o controle em malha fechada da vazão de injeção de gás. Além disso, utiliza-se a manipulação do *choke* de produção na estratégia de controle do poço. O trabalho não apresenta detalhes sobre o método de otimização ou sobre os algoritmos de controle utilizados.

Em (Y.A.W. EL-MASSRY AND A.D. PRICE, 1995) discute-se a utilização de um modelo completo do sistema de produção via *gas-lift* do campo Ras Budran no Golfo de Suez para utilização na otimização do processo. A ênfase é dada para cenários de disponibilidade limitada de gás de injeção. Os poços produzem fortemente subsaturados o que permite a consideração de uma relação linear para a curva IPR. Todas as perdas de pressão são modeladas utilizando correlações disponíveis na literatura. Para o escoamento multifásico vertical utilizou-se correlações de Orkiasewski, Hagedorn e Brown e Mukherjee e Brill conforme a avaliação do erro em relação a testes de pressão efetuados. O trabalho apresenta de forma sucinta o método utilizado para a alocação de gás. Trata-se do método equal slope. Um modelo

matemático é obtido para cada poço relacionando a vazão de injeção x de um poço j , (x_j) com sua vazão de líquido total $f_j(x_j)$.

$$f_j(x_j) = \sum_{i=1}^N a_{j,i} x_j^i \quad (1)$$

Os coeficientes $a_{j,i}$ são determinados pelo método dos mínimos quadrados. Determina-se para cada poço j a vazão de injeção x_j^* tal que

$$\frac{\partial f_j(x_j)}{\partial x_j} \Big|_{x_j=x_j^*} = 0 \quad (2)$$

Nos casos em que a capacidade dos compressores não possa fornecer a vazão total exigida pelos poços para funcionarem nos seus pontos ótimos resolve-se o seguinte problema de otimização:

$$\begin{aligned} (x_1, x_2, \dots, x_n) &= \arg \max (f_1(x_1) + f_2(x_2) + \dots + f_n(x_n)) \\ &\text{sujeito a} \\ x_1 + x_2 + \dots + x_n &\leq X \\ x_j &\geq 0 \text{ para } \textit{todo } j = 1, \dots, n \end{aligned} \quad (3)$$

Onde X é a vazão total disponibilizada para injeção e n é o número total de poços. Os autores concluem que

- a atualização do modelo desenvolvido com novas medições é essencial para sua utilização como uma ferramenta para a otimização do processo.
- Os erros obtidos entre os modelos desenvolvidos e as medições ficaram entre 1 e 1,5
- 11 poços foram melhor modelados com a correlação de Orkiszewski, 4 com a correlação de Hagedorn e Brown e 1 com a de Mukherjee e Brill.

Maiores detalhes sobre as correlações citadas são encontradas em (G. AFONJA, 2006) e (P.F. PICKERING, G.F. HEWITT, M.J. WATSON AND C.P. HALE, 2001).

Em (C.L. DUNHAM AND H.N.J. POULISSE, 1998) apresentam-se diversas técnicas desenvolvidas pela empresa Shell para operações de poços com *gas-lift*:

- WellDone - Trata-se de um sistema automatizado para testes de poços que inclui a cabeça do poço, as linhas de fluxo entre a cabeça do poço e o separador, o separador de teste e sua instrumentação.
- SGAS - Um pacote de software para tempo real para o monitoramento do sistema de *gas-lift* e seus poços associados. Realiza uma distribuição automática de gás para os poços objetivando manter uma pressão estável no sistema de *gas-lift* e uma alocação ótima e estável para os poços. SGAS monitora a pressão na cabeça dos poços (THP e CHP - *Tubing Head Pressure* e *Casing Head Pressure*) e utiliza estas informações para identificar poços instáveis.
- IGUF - *Incremental Gas Utilization Factor*. Determina a resposta da produção do poço para incrementos em sua vazão de injeção de gás.
- GLUE - *Gas-Lift Users Environment* é um programa de análise de *gas-lift* que obtém as curvas de desempenho de *gas-lift* de todos os poços utilizadas na alocação de gás.

Apresentam-se ainda a técnica DeltaP e Dynacon. DeltaP é um método para calcular a produção de óleo baseado na queda de pressão em um orifício instalado na linha de fluxo perto do separador.

$$\Delta P = f(k, Q_{liq.}, Q_{gt\text{-}lc}) \quad (4)$$

O valor de k está associado com o diâmetro do orifício, $Q_{liq.}$ representa a vazão de líquido produzido e $Q_{gt\text{-}lc}$ a vazão total de gás nas condições de linha.

$$Q_{gt\text{-}sc} = Q_{gi\text{-}sc} + FGOR(1 - BSW)Q_{liq.} \quad (5)$$

FGOR e BSW representam o GOR (*Gas Oil Ratio*) da formação e a saturação de água respectivamente, na condição de linha. $Q_{gt\text{-}sc}$ e $Q_{gi\text{-}sc}$ são a vazão total de gás e a vazão de injeção de gás, respectivamente em condição padrão. A vazão de óleo pode ser obtida combinando-se as equações 4 e 5. A pressão de linha (FLP) é utilizada para converter a vazão de gás da condição de linha para a condição padrão. O

fator de calibração (depende do diâmetro do orifício), o FGOR e o BSW são determinados durante o teste do poço. Assume-se que estes parâmetros mantenham-se constantes entre os testes do poço. O diâmetro do orifício utilizado é selecionado de forma que a queda de pressão inserida na linha seja muito pequena (da ordem de 7 psi). Testes de campo realizados em 9 poços offshore mostraram que a técnica DeltaP funciona com um erro da ordem de 10% para 90% das medições. Dynacon é uma técnica de controle

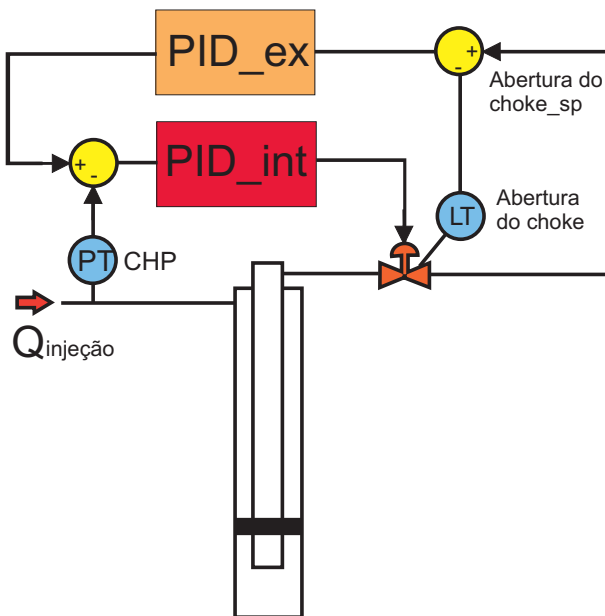


Figura 2: Estratégia de Controle Dynacon®

utilizada para estabilizar e minimizar a pressão no topo do revestimento (CHP). Assume-se que a vazão de injeção seja implementada de forma independente, isto é, não se manipula a vazão de injeção para efeito de controle da dinâmica. A estratégia de controle adota uma configuração de dois PID em cascata. A malha interna utiliza a medição da pressão no topo do revestimento (CHP) para obter uma ação de controle que é a abertura do *choke* de produção. O valor de referência para a malha interna é fornecido por uma malha que utiliza a medição da abertura do *choke* de produção e tem como referência uma abertura desejada. O *choke* de produção deveria estar sempre aberto para obter-se a máxima produção. Entretanto, a fim de garantir certa margem de controle para estabilizar-se a pressão de revestimento, deve-se mantê-lo com uma abertura ligeiramente menor que 100%. A referência para a abertura do *choke* na malha PID externa é calculada em função da vazão de injeção. Este procedimento parece natural uma vez que se necessita de uma margem de atuação do *choke* maior para valores de injeção menores pois a dinâmica do sistema tem uma atenuação menor para taxas de injeção menores.

Em (T. BERGERON, A. COOKSEY AND J.S. REPPEL, 1999) apresenta-se um programa de automação de poços operados por *gas-lift* no campo de Lake Berry e Golfo do México. Os autores defendem a consideração dos custos associados com a compressão de gás, o tratamento da água de formação produzida e o valor diferenciado do gás produzido no processo de alocação de gás. Isto leva o ponto de operação dos poços um pouco à esquerda do ponto P_1 da figura 1. Dá-se ênfase no controle da vazão de injeção de forma a eliminar perturbações devido a variações na pressão de suprimento de gás.

Em (O. BOISARD, B. MAKAYA, A. NZOSSI, J.C. HAMON AND P. LEMETAYER, 2002) descrevem-se as vantagens da aplicação de automação na operação de poços maduros operando via *gas-lift* no campo Sendji offshore Congo. Sem entrar em detalhes o trabalho defende a manipulação simultânea do *choke* de injeção e do *choke* de produção no controle dos poços como uma forma de garantir uma maior produção. A solução de controle é distribuída e inclui a repartida dos poços.

Em (M.S.NADAR, T.S SCHNEIDER, K.L. JACKSON, C.J.N. MCKIE AND J. HAMID, 2006) apresenta-se um modelo de otimização que contempla todo o sistema de produção por *gas-lift*: configuração de fundo de poço, o sistema de escoamento da produção, a rede de dutos para alimentação de gás para injeção, separadores, compressores e bombas. A solução do processo de otimização fornece valores recomendados para a taxa de injeção de cada poço, pressão de separadores, pressão de descarga dos compressores e utilização de compressores. É interessante observar que mesmo não sendo um sistema automatizado houve melhorias significantes com a introdução do processo de otimização. As principais conclusões do

trabalho são:

- O artigo reconhece que o gradiente entre a vazão de produção e a taxa de injeção de gás é muito pequeno perto do ótimo global (a curva é plana naquela região) permitindo uma diminuição significativa da taxa de injeção de gás com uma perda de produção muito pequena.
- Devido às diferenças consideráveis de temperatura entre verão e inverno na região, a capacidade de compressão varia para a potência instalada. No verão ocorre uma falta de gás que resultava em fechamento de alguns poços. O processo de otimização da alocação de gás permitiu operar com os compressores existentes e até mesmo desligar compressores no inverno.
- Em um determinado campo houve um aumento da produção de 11
- Os modelos são atualizados a cada 3 meses e o sistema permite a construção de tabelas de alocação contemplando diferentes cenários de disponibilidade de gás para injeção

Em (S. R. V. CAMPOS, M. F. SILVA JUNIOR, J. F. CORREA, E. BOLONHINI AND D. F. FILHO, 2006) apresenta-se a visão da Petrobras sobre o Gerenciamento Digital e Integrado de Campos de Petróleo além de algumas iniciativas realizadas na área de automação e controle de poços. Com respeito a operação de poços de *gas-lift* alguns trabalhos são apresentados:

- Relata-se uma investigação sobre a correlação entre a temperatura do fluido produzido pelo poço medida na cabeça do poço e a taxa de produção medida no separador de teste. Conclui-se que apesar de comprovar-se a correlação existente, a sensibilidade da relação não é suficiente para sua utilização no processo de otimização da produção. Já a correlação do comportamento dinâmico sugere sua utilização para a identificação de regime permanente em testes de produção.
- Apresenta-se o desenvolvimento de uma estratégia de inferência da vazão de produção em um escoamento multifásico de poços produzindo óleo leve com alto GOR no campo de Urucu. Uma rede neural utiliza medições de temperatura e deltaP em uma estrutura com duas placas de orifícios e infere a vazão. O fato dos poços produzirem com alto GOR e operarem com *choke* de produção atuado para estabilização justificam a estratégia já que nenhuma pressão é adicionada na pressão de fundo pelo sistema de medição. As medições inferidas são utilizadas nos algoritmos de controle do poço.
- Descreve-se uma aplicação de controle realizada no campo Riacho da Forquilha pertencente à Unidade de Negócios Rio Grande do Norte. O sistema é monitorado e operado remotamente, por uma conexão de rádio, pelos analistas de poços trabalhando em Natal, a 250 km do poço. O sistema de controle consiste de um CLP instalado junto à cabeça do poço contendo o algoritmo de otimização. A estratégia baseia-se na medição da pressão de fundo como variável controlada e na utilização da pressão no revestimento como variável manipulada. Um PID atua na vazão de injeção controlando a abertura de uma válvula de controle na linha de injeção de gás. A metodologia é considerada eficiente para determinar novas taxas de injeção devido as mudanças na produção do poço relacionados com *GOR*, *BSW*, garantia de escoamento, ou restrições externas como instabilidade de compressores. Devido o grande número de poços neste campo maduro, a atualização da taxa de injeção baseada em testes de produção não garantiria que a mudança ocorresse no momento adequado (*wrong time decision*).

3 Alguns aspectos sobre otimização e controle de poços operando por ICG

Em (A. PLUCENIO, D. J. PAGANO E J. E. NORMEY- RICO, 2003) apresenta-se uma proposta de controle de um grupo de poços operando por ICG considerando a disponibilidade da medição da vazão de produção de óleo na cabeça do poço. Além disso propõe-se uma estratégia de otimização da produção através de testes para a determinação da relação em regime permanente entre a vazão de injeção de gás e a vazão de produção de óleo. Entretanto, apesar do grande desenvolvimento de instrumentação para a medição de vazão em escoamento multifásico, sua utilização em cada poço ainda não é uma realidade. Diante da indisponibilidade da medição das vazões de produção de óleo, água e gás de cada poço, a otimização e controle de poços operando com ICG torna-se bastante complexa.

Diversos trabalhos sobre a modelagem e controle do processo de elevação por ICG tem sido publicados na literatura como (L. SINÈGRE, N. PETIT, T. SAINT-PIERRE AND P. LEMETAYER, 2006),

(A. PLUCENIO, G. A. MAFRA AND D. J. PAGANO, 2006), (D. J. PAGANO, V. DALLAGNOL-FILHO, A. PLUCENIO, 2006) e tem contribuído para um melhor entendimento do processo. Paralelamente tem havido progressos no desenvolvimento de novos instrumentos como a medição da pressão e temperatura de fundo de poço com sensores baseados em fibras óticas. Neste cenário a variável do processo mais importante torna-se a pressão de fundo ou a pressão no topo do revestimento. Acredita-se que a manutenção de uma vazão de injeção de gás controlada e uma pressão de fundo ou pressão no topo do revestimento controlada estabiliza o escoamento no poço. Para a atuação tem-se o *choke* de injeção e o *choke* de produção.

A otimização do processo pode ser dividida em otimização sem e com restrições na disponibilidade de gás para injeção. No caso da operação com restrições de disponibilidade deve-se ainda diferenciar o caso em que se contempla o fechamento de poços e o caso em que se impõe a operação sem o fechamento. Em todos os casos existirá uma função objetivo a ser maximizada.

No caso em que existam restrições na quantidade de gás para injeção, busca-se a vazão de injeção de cada poço que maximize a função objetivo e ao mesmo tempo garanta que a soma de todas as vazões não ultrapasse a vazão total disponível. Outras restrições podem ser incorporadas ao problema como capacidade limitada de separação, perda de carga na linha de produção comum aos poços, restrições de precedência na ativação/desativação de poços, etc. Diversas funções objetivo podem ser empregadas como, por exemplo, a maximização do ganho econômico da operação ou da produção de óleo, etc. O controle da dinâmica do poço pode ser dividido em controle da re-partida e funcionamento em regime permanente. Normalmente a partida do poço se dá ao colocar o poço em produção e depois de uma intervenção com sonda. Já a re-partida acontece quando um poço que foi fechado em um procedimento de fechamento de emergência (ESD - Emergency Shut Down) deve ser novamente colocado em produção.

O comportamento dinâmico do poço caracteriza-se por um fator de amortecimento que cresce com a queda de pressão por atrito. Este amortecimento é suficientemente grande no ponto de operação de máximo irrestrito (Ponto P_1 da figura 1) para não causar problemas na operação. Para vazões de injeção menores diminui-se a vazão de produção e a velocidade do fluido no tubo de produção e conseqüentemente o fator de amortecimento. Para vazões de injeção de gás muito baixas pode-se até mesmo atingir uma região de funcionamento com a presença de ciclo-limites. A manipulação do *choke* de produção é uma forma de aumentar o amortecimento do sistema para eliminar as oscilações. Em (Y.V. FAIRUZOV ET ALL, 2004) apresenta-se uma abordagem mais prática sobre o tema da estabilidade de poços operando por ICG.

Havendo gás para injeção sem restrição, podem-se conceber estratégias de controle que utilizem ambos os *chokes* para fins de controle da dinâmica do processo. Já, no momento de uma restrição na disponibilidade de gás torna-se demasiado complexo a utilização da manipulação da vazão de injeção para fins de controle da dinâmica. Neste caso, uma política é fazer um controle independente da vazão de injeção ótima para cada poço e atuar no *choke* de produção para o controle da dinâmica. Neste sentido tem-se a situação onde a variável pressão de fundo é disponível e a situação onde esta não existe e utiliza-se a pressão no topo do revestimento. Para uma determinada vazão de injeção de gás e pressão no topo do tubo de produção (pressão na cabeça do poço) haverá uma única pressão no topo do revestimento em regime permanente.

Caso se conheça o mapeamento da vazão de injeção e pressão de fundo ou pressão no topo do revestimento pode-se utilizar uma estratégia de manipulação do *choke* de produção para a estabilização do poço no novo ponto de operação sem grandes dificuldades. Uma estratégia então seria determinar a relação entre a vazão de injeção e a pressão de fundo ou pressão no topo do revestimento com o *choke* de produção quase todo aberto (decisão de projeto). Neste caso, no momento de uma restrição o algoritmo de otimização vai determinar a vazão de injeção de gás do poço e pode-se saber qual será a pressão de fundo ou pressão no topo de revestimento desejada. Caso o *choke* de produção seja atuado a fim de imprimir no fundo do poço ou no topo do revestimento esta nova pressão, no mesmo momento em que a nova vazão de injeção de gás é implementada, tem-se a seguinte situação: A vazão de produção entregue pela formação no fundo do poço será aquela correspondente ao novo ponto de operação já que ela depende da pressão de fundo e de sua curva de influxo. Assim, se a pressão de fundo é a pressão de regime permanente para a nova vazão de injeção de gás, os fluidos que começam a entrar no tubo de produção são aqueles que entrarão na estabilização. Desta forma quando toda a coluna de produção tiver sido produzida a composição das frações de gás e líquido na coluna serão aquelas definitivas para a nova vazão de gás de injeção. Se o *choke* de produção tiver sendo controlado para manter a pressão de fundo ou a pressão no topo do revestimento no novo valor, sua abertura vai evoluir para uma abertura próxima a de projeto (semi-aberta) já que na medida em que a nova composição gás-líquido suba na coluna de produção a pressão exercida no fundo aumenta até o novo valor de regime.

Esta é provavelmente a estratégia que mais rapidamente implementa o novo regime permanente pois se a pressão de fundo não é igual àquela que vai se estabilizar com a nova vazão de injeção desde o início do estabelecimento da nova vazão de injeção então a contrapressão exercida no fundo levará mais tempo para estabilizar-se do que o tempo necessário para esvaziar a coluna de produção. É importante constatar que a dinâmica da pressão de fundo está relacionada com a distribuição vertical das frações de gás e líquido no tubo de produção e que esta dinâmica é responsável pela entrada da nova fração de líquido.

A figura 3 mostra o comportamento idealizado das variáveis pressão de fundo (P_{wf}), vazão de injeção de gás ($Q_{inj.}$), queda de pressão no *choke* de produção (P_{choke}) e vazão de líquido ($Q_{liq.}$) no momento em que se faz a mudança do ponto de operação de 1 para 2. No ponto 1 o sistema operava em seu ótimo irrestrito quando, devido a uma restrição na disponibilidade de gás o poço em questão passou a operar com a vazão de injeção no ponto 2. Supondo conhecida a relação $P_{wf} \times Q_{inj.}$ mostrada no canto superior esquerdo da figura 3, pode-se automaticamente mudar a referência da pressão de fundo para o valor correspondente à nova vazão de injeção no controlador que vai atuar sobre o *choke* de produção. Como mostra a figura 3, o *choke* de produção vai diminuir sua abertura causando uma queda de pressão que vai se somar a queda de pressão no tubo de produção de forma a imprimir no fundo do poço a nova pressão de fundo. Isto vai permitir que a formação entregue para o interior do poço a nova vazão de líquido para a nova vazão de injeção. A vazão de gás e de líquido que começam a entrar no tubo de produção são aquelas definitivas para o novo ponto de operação. Como o novo ponto corresponde a um ponto com menos gás injetado, a coluna de produção será mais pesada, isto é, a fração de líquido será maior. Consequentemente a velocidade com que este fluido vai ser escoado é muito menor do que a velocidade que existia no tubo de produção anteriormente. Portanto, como havia menos líquido antes na coluna de produção e a velocidade diminuiu muito haverá na superfície uma vazão de líquido menor que no novo valor de regime enquanto não houver a completa troca de fluido da coluna de produção. Isto é mostrado na figura 3 como o período entre T1 e T2. Mais detalhes envolvendo esta técnica pode ser encontrada em (A. PLUCENIO, 2006).

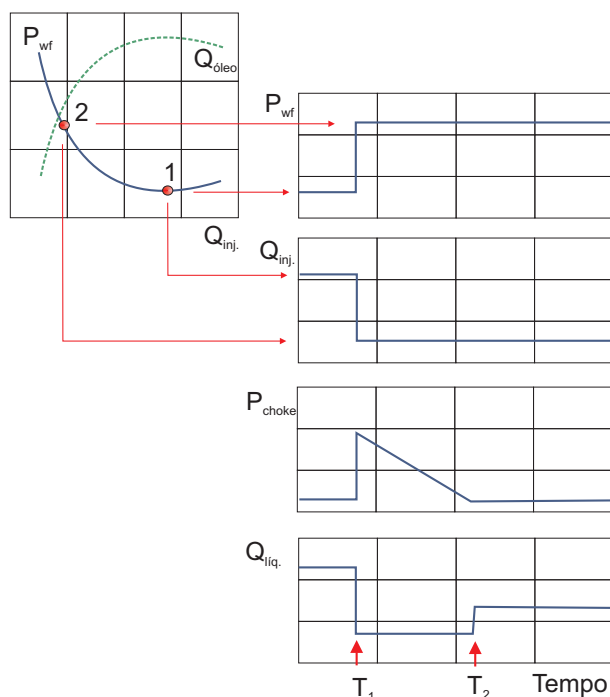


Figura 3: Dinâmica esperada no controle da pressão de fundo

A figura 4 mostra os resultados preliminares com a aplicação da técnica sobre o modelo de um poço modelado com o simulador OLGA® da empresa Scandpower. A figura 4-a apresenta a evolução das vazões mássicas de injeção de gás que são implementadas com um controle local atuando sobre a abertura de um *choke* de injeção. As referências para este controlador viriam de um algoritmo de otimização. A figura 4-b mostra a evolução da pressão de fundo supondo-se que não se aplicasse nenhum controle sobre a mesma, enquanto que em 4-c mostra-se a pressão de fundo controlada com esta estratégia de controle. As figuras 4-d e 4-e mostram a pressão na cabeça do poço e a abertura do *choke* de produção respectivamente.

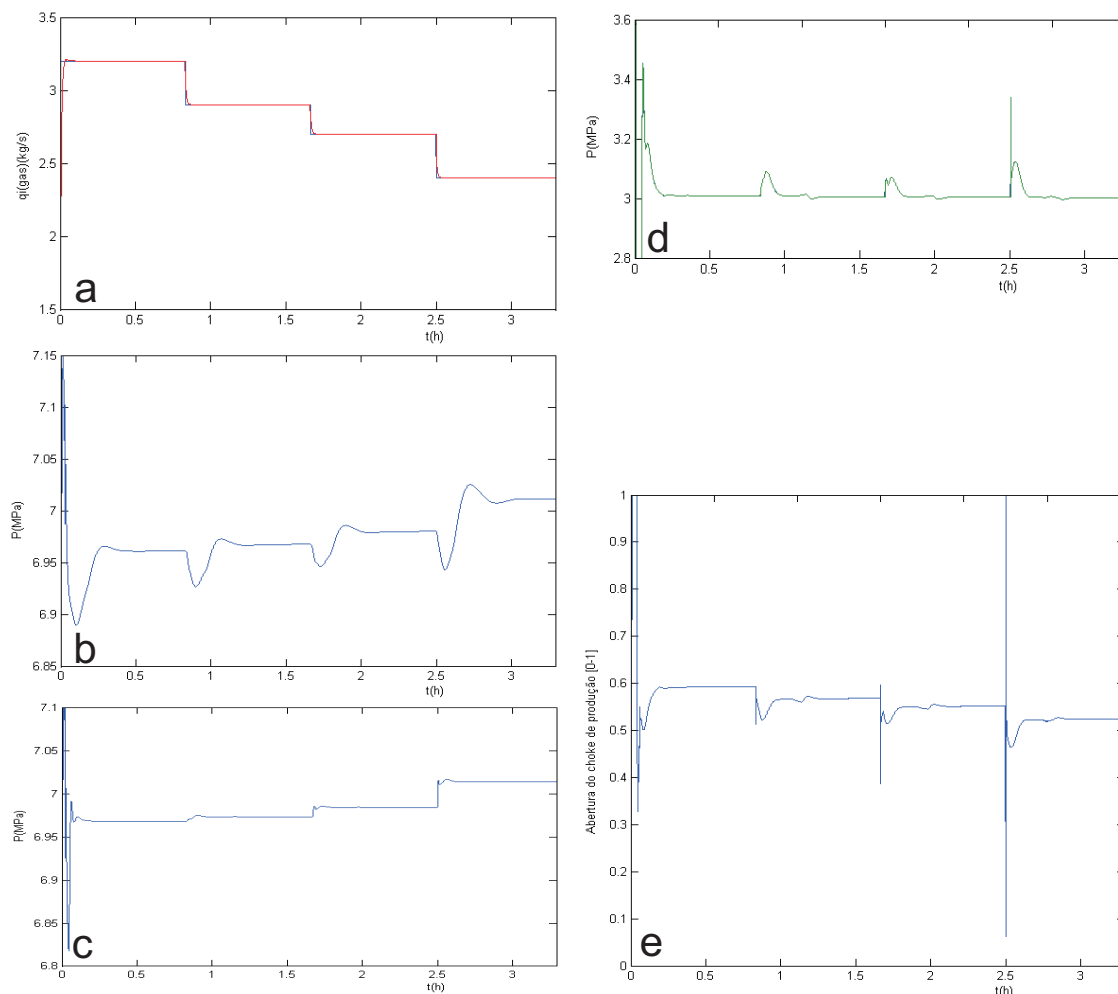


Figura 4: Resultados obtidos com simulador de poços

Nota-se que a abertura do *choke* de produção não retorna para seu valor inicial já que a estratégia foi baseada em um levantamento de regime permanente entre a vazão de injeção e pressão de fundo para uma pressão na cabeça constante. Caso este levantamento fosse feito para uma abertura de *choke* de produção constante, então teríamos o retorno da abertura para o valor inicial.

4 Avanços nas Técnicas de Otimização da alocação de gás para ICG

A técnica de otimização mais utilizada para a distribuição de gás para poços operando com ICG é o método *equal-slope*. Para incluir os custos de tratamento de água produzida, custos de gás de injeção e valor econômico diferente do gás produzido pode-se escrever uma função lucro em função da taxa de injeção de gás para cada poço. A convexidade da curva resultante permite a utilização da técnica *equal-slope* desde que a solução obtida para o gás disponível permita o funcionamento de todos os poços com vazão de injeção de gás acima de seus valores mínimos. Em geral o método *equal-slope* não pode incorporar outras restrições no sistema de produção. Em (P. H. R. NAKASHIMA, 2004) e (E. CAMPONOGARA AND P. H. R. NAKASHIMA, 2006a) um modelo linear por partes alternativo é proposto para o problema de alocação de gás de injeção, para cenários com restrição na disponibilidade de gás, limites inferiores e superiores para injeção em cada poço e tratamento de curvas de desempenho não-côncavas. Em (E. CAMPONOGARA AND A. M. DE CONTO, 2005) e (A. M. DE CONTO, 2006) a formulação linear por partes, as desigualdades válidas derivadas de coberturas e os algoritmos são generalizados para incorporar restrições de precedência na ativação (desativação de poços), principalmente em momentos de perdas substanciais na capacidade de compressão de gás que implica no fechamento temporário de

poços. O problema de alocação de gás sob múltiplas restrições recebeu um tratamento formal em (E. CAMPONOGARA AND P. H. R. NAKASHIMA, 2006b) com uma análise poliédrica do espaço de soluções, identificação de desigualdades válidas e projeto de algoritmo de otimização global baseado em planos de cortes.

5 Conclusão

Tanto a abordagem da otimização como do controle da dinâmica dos poços dependem das características dos poços e das instalações disponíveis. Para sistemas com um grande número de poços que incluam poços de baixa produtividade e onde existam dificuldades em garantir a disponibilidade de gás, tem-se uma complexidade maior tanto para a otimização como para o controle dos poços. Neste caso uma solução ótima pode incluir a decisão de fechar alguns poços e exigir o funcionamento de alguns poços com baixíssima vazão de injeção de gás o que invariavelmente significa uma operação em pontos instáveis em malha aberta ou bastante subamortecidos. Tanto para os algoritmos de otimização como para o controle este é o caso mais geral e complexo. No caso dos poços serem grandes produtores e haver uma redundância de compressores ou uma estratégia pré-concebida que garanta uma disponibilidade mínima de gás, os problemas de otimização e controle podem tornar-se mais simples.

Colocado de outra forma, pode-se dizer que em projetos onde o mínimo garantido de disponibilidade de gás permita o funcionamento de todos os poços em regiões estáveis em malha aberta e o ótimo restrito não contemple o fechamento dos poços, tem-se um problema de otimização e controle mais simples.

Existe uma forte demanda por instrumentação para a medição, em cada poço, da vazão de óleo em um escoamento multifásico. Na sua falta observa-se a utilização de inferências baseadas em medição da pressão de fundo e sua correlação com as vazões obtidas em testes de produção ou em medições efetuadas na superfície como a queda de pressão em orifício também correlacionada e calibrada com os resultados de testes de produção. Deve-se ressaltar que em geral qualquer queda de pressão entre a cabeça do poço e o separador será somada a pressão de fundo e afetará negativamente a taxa de produção o que exige instrumentação que cause a mínima queda de pressão possível.

Com o novo valor do barril de petróleo a maioria dos custos associados com a operação de ICG como custo de compressão, tratamento de água produzida, etc., tornam-se bastante pequenos em comparação. Desta forma pode-se imaginar cenários onde uma operação ótima irrestrita corresponda a operação dos poços com a menor pressão de fundo o que favorece a tecnologia da medição de pressão de fundo com fibra ótica. Entretanto, nas situações de restrição necessita-se de modelos que relacionem a produção de óleo às taxas de injeção de gás. Estes modelos perdem sua precisão na medida em que parâmetros como pressão de reservatório, GOR ou BSW mudam com o passar do tempo.

Uma questão que se coloca é determinar qual o custo na atualização de modelos de produção contra o ganho de produção obtido com o novo modelo. Esta pergunta terá respostas diferentes conforme a incidência de operações com restrição pois não se justifica um programa de atualizações frequentes de modelos quando não ocorrem situações de falta de gás de injeção. As operações necessárias para o levantamento de um novo modelo irão necessitar de operadores e levarão o poço a operar de forma subótima por algum tempo gerando um custo razoável.

Agradecimentos

Os autores agradecem a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) pelo apoio fornecido na forma do Programa de Recursos Humanos PRH 34 ANP/MCT e a empresa Scandpower pela licença para uso acadêmico do simulador de escoamento multifásico OLGA2000.

Referências

- A. M. DE CONTO (2006). *Alocação de Gás de Injeção em Poços de Petróleo sob Restrições de Precedência: Linearização por Partes e Programação Inteira*, Master's thesis, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, Brazil.
- A. PLUCENIO (2006). *Proposta de tese: Desenvolvimento de controle não linear para elevação de fluidos multifásicos*, Master's thesis, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, Brazil.

- A. PLUCENIO, D. J. PAGANO E J. E. NORMEY- RICO (2003). Automação de um grupo de poços operando com elevação por injeção contínua de gás, *2º Congresso Brasileiro de P e D em Petróleo e Gás*.
- A. PLUCENIO, G. A. MAFRA AND D. J. PAGANO (2006). A control strategy for an oil well operating via gas-lift, *International Symposium on Advanced Control of Chemical Processes-ADCHEM 2*(ADCHEM 2006): 1081–1086.
- C.L. DUNHAM AND H.N.J. POULISSE (1998). Real-Time Artificial Lift Optimization, *8th Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference*.
- D. J. PAGANO, V. DALLAGNOL-FILHO, A. PLUCENIO (2006). Identification of polynomial narmax models for an oil well operating by continuous gas-lift, *International Symposium on Advanced Control of Chemical Processes-ADCHEM 2*(ADCHEM 2006): 1113–1118.
- E. CAMPONOGARA AND A. M. DE CONTO (2005). Gas-lift optimization under precedence constraints: piecewise-linear formulation and *K*-covers, Seville, Spain.
- E. CAMPONOGARA AND P. H. R. NAKASHIMA (2006a). Optimal Allocation of Lift-Gas Rates Under Multiple Facility Constraints: A Mixed Integer Linear Programming Approach, *ASME Journal of Energy Resources Technology* **128**(4): 280–289.
- E. CAMPONOGARA AND P. H. R. NAKASHIMA (2006b). Optimal Allocation of Lift-Gas Rates Under Multiple Facility Constraints: A Mixed Integer Linear Programming Approach, *ASME Journal of Energy Resources Technology* **128**(4): 280–289.
- G. AFONJA (2006). *A PC-based fluid and heat transfer analyzer for two-phase flow in pipes*, Master's thesis, College of Engineering and Mineral Resources at West Virginia University, Morgantown, West Virginia-USA.
- L. SINÈGRE, N. PETIT, T. SAINT-PIERRE AND P. LEMETAYER (2006). Active control strategy for density-wave in gas-lifted wells, *International Symposium on Advanced Control of Chemical Processes-ADCHEM 2*(ADCHEM 2006): 1075–1080.
- M.S.NADAR, T.S SCHNEIDER, K.L. JACKSON, C.J.N. MCKIE AND J. HAMID (2006). Implementation of a Total System Production Optimization Model in a Complex Gas-Lifted Offshore Operation, *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Paper SPE 103670.
- O. BOISARD, B. MAKAYA, A. NZOSSI, J.C. HAMON AND P. LEMETAYER (2002). Automated well control increases performance of mature gas-lifted fields, sendji case, *Proc. 10th Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference*. Paper SPE 78590.
- P.F. PICKERING, G.F. HEWITT, M.J. WATSON AND C.P. HALE (2001). The prediction of flows in production risers - truth & myth ?, *Internal publication-Department of Chemical Engineering & Chemical Technology- Imperial College of Science, Technology & Medicine*.
- P. H. R. NAKASHIMA (2004). Otimização de processos de produção de petróleo via injeção contínua de gás. Ph.D. Thesis Proposal, Graduate Program in Electrical Engineering, Federal University of Santa Catarina.
- P.LEMETAYER AND P.M. MIRET (1991). Tool of the 90's to Optimize Gas Lift Efficiency in the Gonelle Field, Gabon, *SPE Offshore Europe Conference*.
- S. R. V. CAMPOS, M. F. SILVA JUNIOR, J. F. CORREA, E. BOLONHINI AND D. F. FILHO (2006). Right Time Decision of Artificial Lift Management for Fast Loop Control, *SPE Intelligent Energy Conference and Exhibition*.
- T. BERGERON, A. COOKSEY AND J.S. REPPEL (1999). New Automated Continuous Gas-Lift Control System Improves Operational Efficiency, *SPE Mid-Continent Operations Symposium*. Paper SPE 521123.
- Y.A.W. EL-MASSRY AND A.D. PRICE (1995). Development of a Network and Gas Lift Allocation Model for Production Optimization in the Ras Budran Field, *SPE Middle East Oil Show*.
- Y.V. FAIRUZOV ET ALL (2004). Stability Maps for Continuous Gas-lift wells:A new approach to solving an old problem, *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Paper SPE 90644.