

6º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

Aplicação do bombeio centrífugo submerso submarino em elevação de petróleo

AUTORES:

Anderson Hupp⁽¹⁾

Jerônimo de Moura Junior⁽²⁾

Oldrich Joel Romero⁽¹⁾

INSTITUIÇÃO:

⁽¹⁾UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO

⁽²⁾SCHLUMBERGER SERVIÇOS DE PETRÓLEO LTDA.

Este Trabalho foi preparado para apresentação no 6º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás- 6º PDPETRO, realizado pela Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás-ABPG, no período de 09 a 13 de outubro de 2011, em Florianópolis-SC. Esse Trabalho foi selecionado pelo Comitê Científico do evento para apresentação, seguindo as informações contidas no documento submetido pelo(s) autor(es). O conteúdo do Trabalho, como apresentado, não foi revisado pela ABPG. Os organizadores não irão traduzir ou corrigir os textos recebidos. O material conforme, apresentado, não necessariamente reflete as opiniões da Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás. O(s) autor(es) tem conhecimento e aprovação de que este Trabalho seja publicado nos Anais do 6ºPDPETRO.

Aplicação do bombeio centrífugo submerso submarino em elevação de petróleo

Abstract

The use of pumping methods in offshore applications has become common especially in heavy oil fields. They present better efficiency and higher production rate than other lift methods. Thus, the Electrical Submersible Pump (ESP) has been often used on this scenario due to its satisfactory results. This work sets out aims to examine the use of a commercial computer simulator, the PIPESIM® of Schlumberger for the development of modeling, and simulations of petroleum production facilities equipped with subsea ESP. The production facilities consist of a single well and a single reservoir located in offshore fields. It has been proposed two configurations differing only on the location of the method's installation. In the first case, the ESP was installed inside the wellbore and, in the second case on the Seabed near the Wet X-tree. The production rate was simulated for both cases and then the results were compared, in addition a brief comment about the pros and cons of each one was made.

Introdução

A utilização de métodos de bombeamento em ambientes *offshore* é comum, principalmente para óleos com baixo grau API, isso decorre do fato de apresentarem melhor eficiência e maiores valores de vazão quando comparados a outros métodos de elevação utilizados nessas condições. Nesse contexto, um método que tem sido utilizado para produção de óleos pesados em campos *offshore*, por apresentar bons resultados é o Bombeio Centrífugo Submerso Submarino – BCSS, no qual a árvore de natal está assentada no leito marinho configurando o que se denomina completação molhada.

Da mesma forma que os outros métodos de elevação artificial, o objetivo do BCSS é complementar a energia do reservatório, para produzir os fluidos do fundo do poço na vazão desejada até as facilidades de produção na superfície.

O princípio de funcionamento do BCSS instalado no poço baseia-se na utilização da energia elétrica que é transmitida para o fundo do poço através de um cabo elétrico. Neste local, a energia elétrica é transformada em energia mecânica por um motor de sub-superfície, o qual está acoplado à bomba centrífuga. A bomba transmite a energia para o fluido sob a forma de pressão, elevando-o para a superfície (Nico, 2007).

A bomba centrífuga utilizada para o conjunto é constituída por diversos estágios. Cada estágio é composto por um impelidor e um difusor. O impelidor, ao girar proporciona energia cinética ao fluido. Ao escoar através do difusor, o fluido será submetido a um aumento progressivo na área do escoamento transformando a energia cinética em energia potencial e por tanto um aumento de pressão. Cada estágio fornece um incremento de pressão ao fluido, sendo utilizados, portanto, tantos estágios quantos forem necessários no dimensionamento da bomba de tal forma que os fluidos cheguem à superfície com uma pressão prefixada.

Metodologia

O problema proposto trata de um sistema contendo um único poço *offshore* produzindo de um reservatório (apenas uma região de canhoneados) diretamente para a unidade estacionária de produção – UEP. O caminho percorrido pelos fluidos se inicia no reservatório, fluindo ao longo do meio poroso em direção ao fundo da coluna de produção, ao ingressar na bomba o fluido tem sua pressão aumentada gradativamente pelos diversos estágios sendo descarregado com energia suficiente para ser

elevados até a cabeça do poço, localizada no leito marinho. A partir daí, o fluido é conduzido até a base do riser pela *flowline* (linha de produção) e finalmente até a plataforma de produção pelo riser.

Os casos simulados, caso 1 e caso 2, serão realizados em poços que possuem características idênticas, diferenciando apenas na localização do sistema de BCSS. Para o caso 1, a simulação foi realizada com o método de elevação instalado de forma convencional na coluna de produção no fundo do poço, a uma profundidade de 1.200 m segundo mostrado na Figura 1, obtida após implementação no software comercial PIPESIM (Pipesim, 2008).

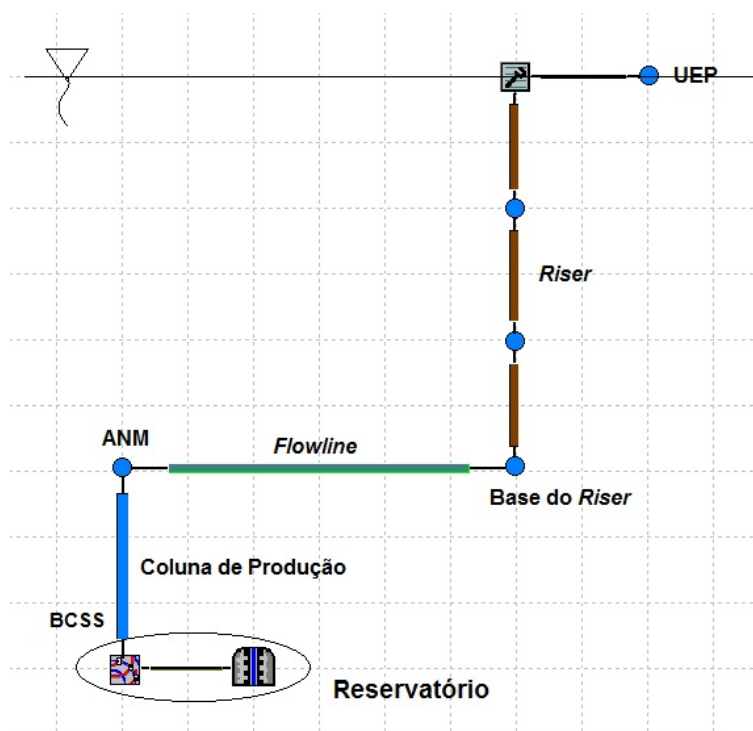


Figura 1. Caso 1: poço equipado com BCSS no fundo do poço.

Para o caso 2, as simulações foram conduzidas com o sistema BCSS instalado no leito marinho a 200 m da árvore de natal molhada – ANM, num poço falso perfurado para esse propósito. A Figura 2 mostra esta configuração.

Como pode ser observado na Figura 2, a principal diferença em relação ao caso 1 é a presença do poço falso, composto pelas colunas identificadas com 1 e 2 na figura. A coluna 1, representa o local onde o BCSS está instalado, ou seja, a coluna de produção por onde a produção é elevada até a *flowline*. A coluna 2, representa o anular entre a coluna e o revestimento de produção, região pela qual os fluidos são admitidos no poço falso, para em seguida serem elevados pela bomba. Outra diferença é a presença do *jumper*, que faz a ligação entre a ANM e o poço falso e possui as mesmas características da *flowline*.

Desta forma, o presente trabalho pretende comparar a produção obtida pela mudança no posicionamento da bomba, segundo descrito nas configurações dos casos 1 e 2, ressaltando as vantagens e desvantagens de cada uma delas. A eficiência do método quando submetidos à produção com fluidos de diferentes propriedades também será alvo de análise, como por exemplo, diferentes valores de BSW e °API.

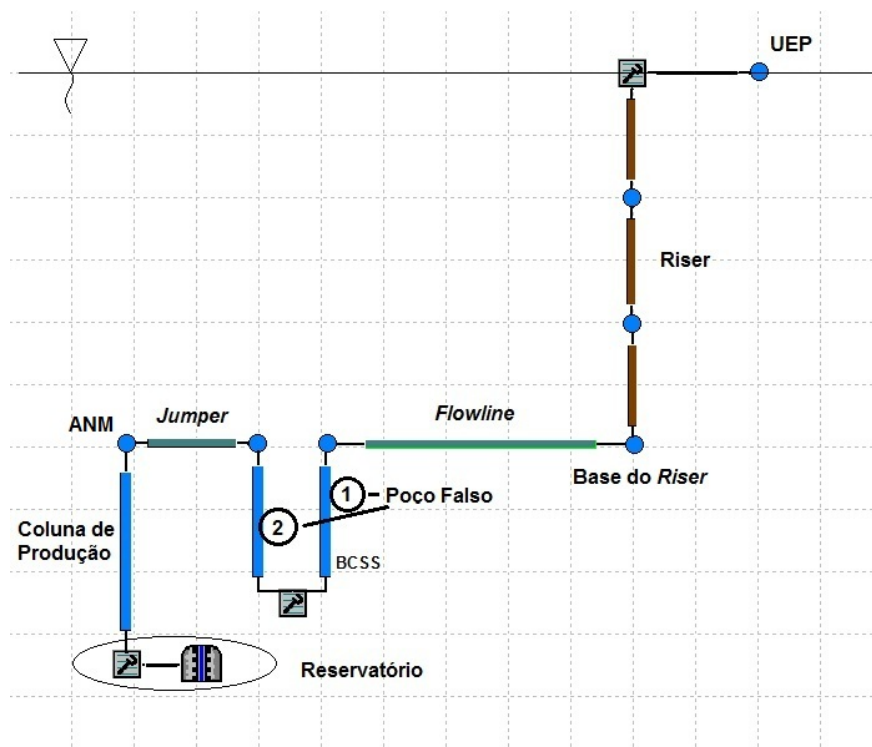


Figura 2: Caso 2: poço equipado com BCSS no leito marinho.

Resultados e discussão

Na Tabela 1 são comparados os resultados das vazões de produção para os dois casos propostos. Foi considerada, para o cálculo das vazões, o BCSS operando a frequência nominal de 60 Hz.

Tabela 1. Comparativo das produções dos casos 1 e 2.

Vazão de Produção, STB/d		
BSW, %	BCSS Convencional – Caso 1	BCSS Leito Marinho – Caso 2
0	17.335,12	14.734,13
10	16.813,13	14.185,08
30	15.805,95	13.174,69
40	15.307,36	12.699,14
60	14.274,00	11.802,00

A diferença na vazão de produção entre as duas configurações pode ser melhor observada na Figura 3. O BCSS instalado de forma convencional, caso 1, apresentou maior produção que o BCSS instalado no leito marinho, caso 2. Esta diferença pode ser causada principalmente pelos seguintes fatores:

- 1) Sendo o BCSS para o caso 1 instalado a uma profundidade maior (consequentemente pressão maior), garante que pouco ou nenhum gás seja liberado do fluido, justificando seu rendimento

superior quando comparado ao caso 2. No perfil de pressão para o caso 2, Figura 4, nota-se que a pressão de admissão da bomba é inferior à pressão de saturação ($p_s = 170 \text{ kgf/cm}^2$), fato que causa redução do rendimento da mesma devido à presença de frações gasosas.

- 2) A introdução do poço falso no sistema promove um incremento da perda de carga, causado tanto pela admissão pelo anular quanto pela emissão pela nova coluna de produção, contribuindo para a redução da produção.

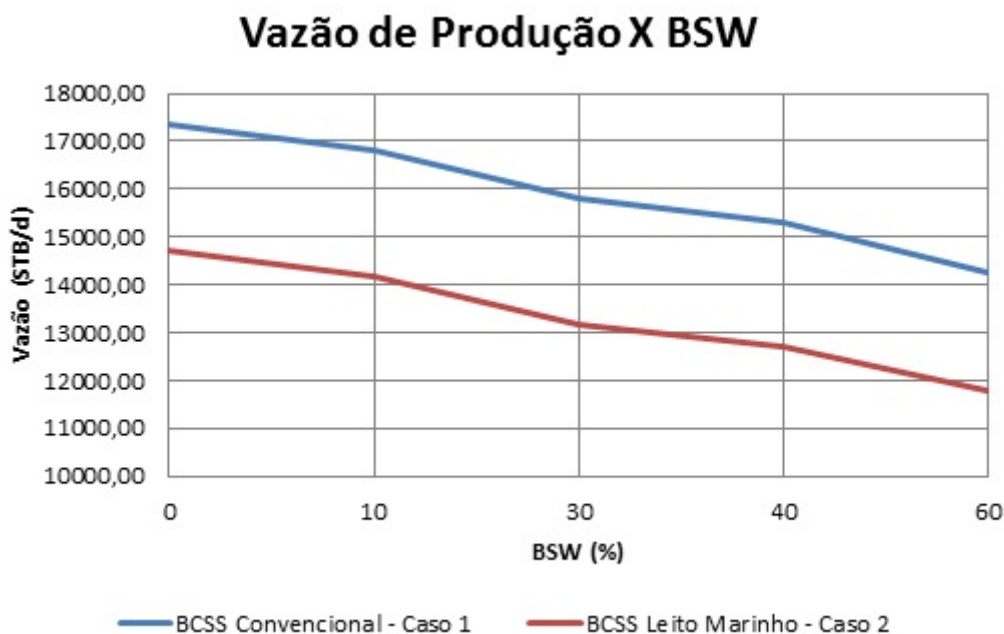


Figura 3. Vazões de produção para os casos 1 e 2.

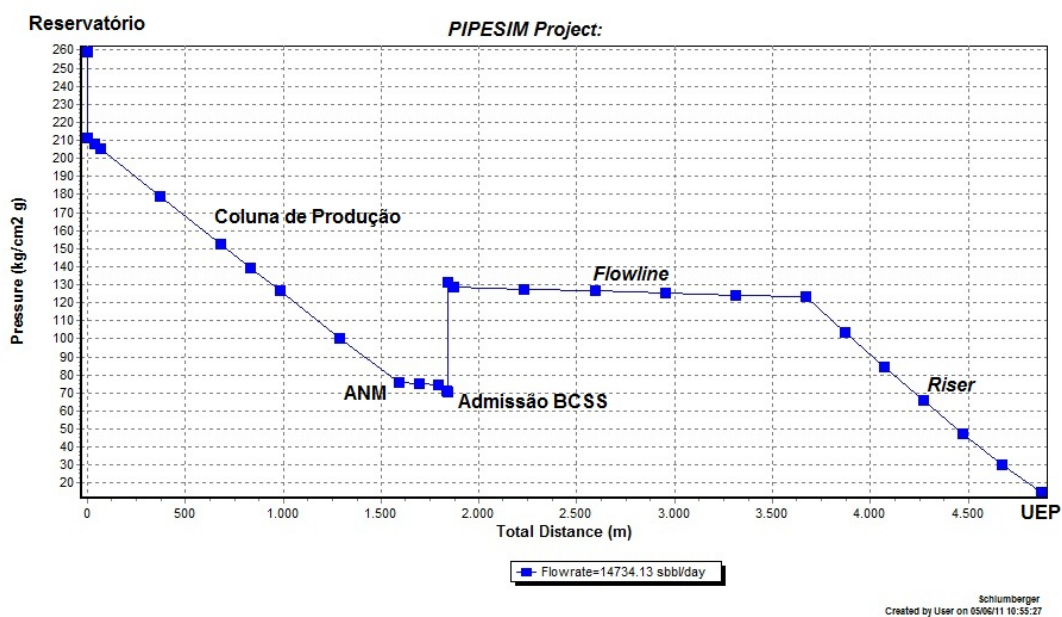


Figura 4. Variação espacial da pressão para o caso 2.

Apesar de apresentar menor produção, a configuração com o BCSS instalado no leito marinho (caso 2) apresenta vantagens principalmente durante intervenções corretivas, por se encontrar em local

de mais fácil acesso (leito marinho), quando comparada a BCSS convencional (caso 1), as intervenções são geralmente concluídas em menor de tempo, ficando, portanto, o poço menos tempo sem produção. Pode-se, afirmar, portanto, que a configuração do caso 2 apresenta vantagens econômicas quando comparada ao caso 1, entretanto, para uma avaliação completa deve-se considerar os custos de investimento e operacionais extras para o uso da mesma.

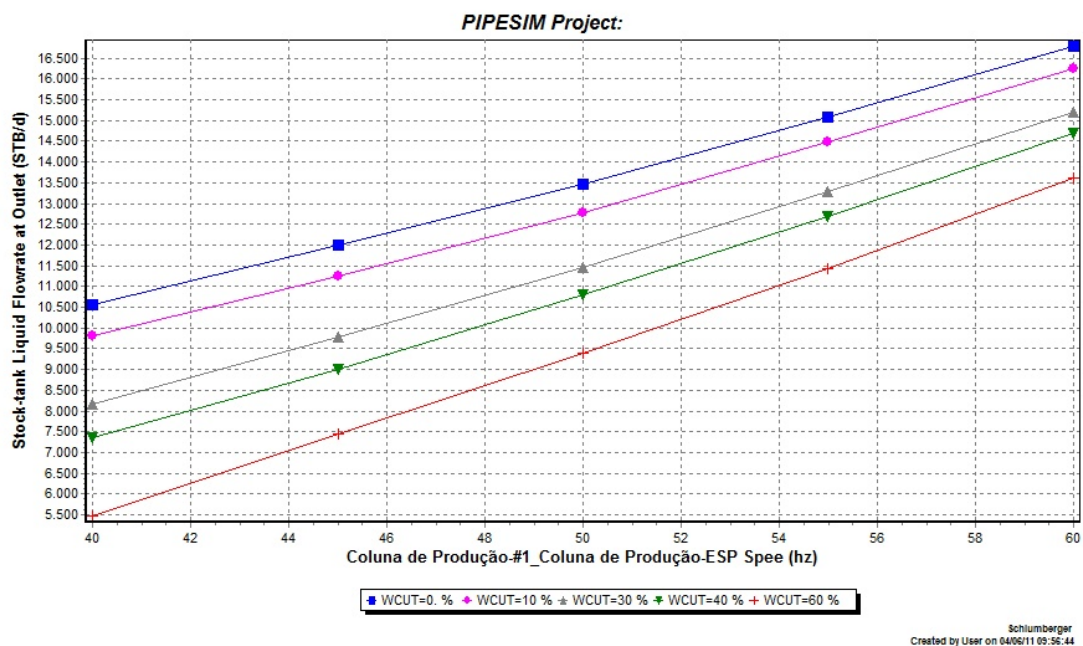


Figura 5. Gráfico vazão vs. frequência para diferentes BSW (caso 1).

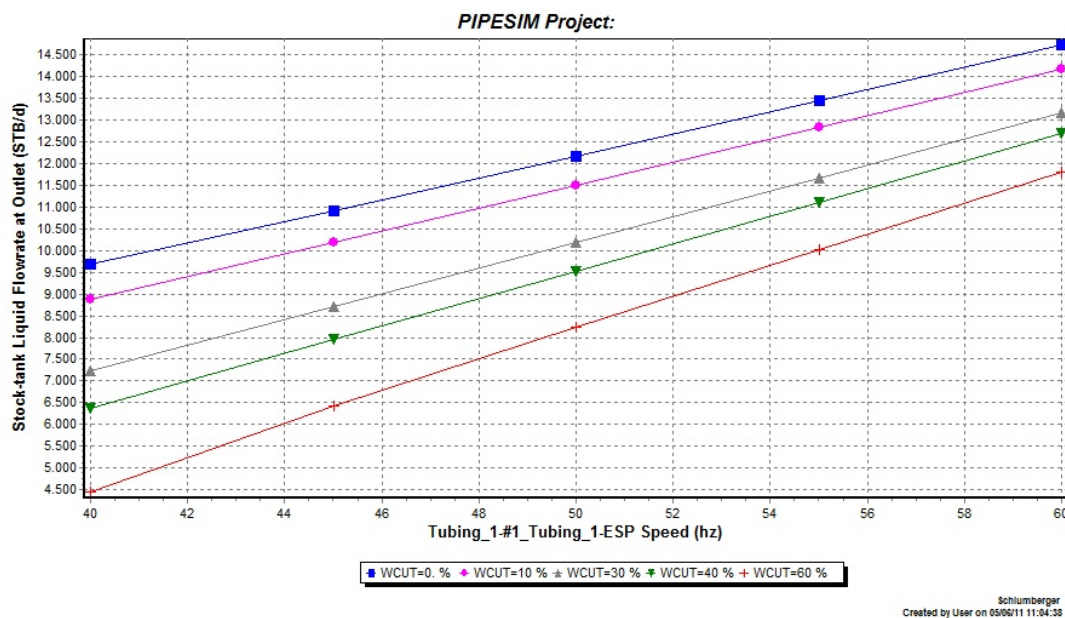


Figura 6. Gráfico vazão vs. frequência para diferentes BSW (Caso 2).

Pode ser observada na Figura 5 a variação da vazão de produção em relação à frequência de rotação da bomba para diferentes valores de BSW para o caso 1, e a Figura 6 para o caso 2. Pode-se notar que os dois gráficos apresentam comportamento semelhante, diferindo apenas nos valores de vazão bruta.

Conclusões

Os métodos por bombeamento estão cada vez mais eficientes e duráveis, e, devido às características das novas descobertas brasileiras, que estão em águas cada vez mais profundas e compostas por óleos mais pesados, essa opção está se tornando mais atrativa, o que faz com que o método BCSS se destaque principalmente para altas vazões de produção e altos valores de BSW. Para os casos analisados comprovou-se a eficiência do método na produção de fluidos com altos valores de BSW.

Observou-se também que a configuração apresentada no caso 1 resultou numa maior produção quando comparada ao caso 2, causado, dentre outros fatores, pela maior pressão na admissão da bomba. Entretanto, outros fatores devem ser considerados antes de se afirmar qual das configurações é mais vantajosa, umas delas é o tempo gasto durante intervenções corretivas, além dos custos de investimentos e operacionais.

Agradecimentos

Agradecemos à Petrobras UO-ES/ATP-NC pela disponibilização do software PIPESIM, indispensável para a realização desta pesquisa. Professor Oldrich Joel Romero agradece ao CNPq pela concessão da bolsa de pesquisa PQ2.

Referências Bibliográficas

1. BATISTA, E. S. Desenvolvimento de uma Ferramenta Computacional para Aplicação no Método de Elevação por Bombeio Centrífugo Submerso. Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal - RN. 2009.
2. NICO, G. H. Sistema de Bombeio Submarino do Campo de Jubarte. Trabalho de Conclusão de Curso. Centro Universitário Vila Velha – UVV. Vila Velha - ES. 2007.
3. PIPESIM: *Fundamentals Training and Exercise Guide* - Version 2007.1, Schlumberger, 2007.