



# Avanços e Desafios em Sistemas de Bombeio Centrífugo Submerso

Alexandre Machado Viana, M. Sc. André Aleixo Manzela

**Resumo** - O método de elevação artificial por Bombeio Centrífugo Submerso (BCS), aplicado a poços produtores de petróleo, vem crescentemente se destacando. Grande parte da tecnologia de instalação de conjuntos de BCS está nas Bacias de Campos e do Espírito Santo. Em nenhum outro lugar houve tantos avanços, os quais foram desenvolvidos por técnicos e engenheiros brasileiros. Nenhuma grande operadora de petróleo no mundo tem em seu quadro de funcionários técnicos e engenheiros tão especializados no assunto quanto a Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras). Devido à premente necessidade de novos pesquisadores e de atualização profissional, este trabalho vem dar subsídio para novos estudos. Foram discutidos também os principais avanços do método, além dos grandes desafios que se aproximam.

**Palavras-chave:** BCS; BCSS; elevação artificial.

## Advances and Challenges in Electrical Submersible Pumping Systems

**Abstract** - The application of Electric Submersible Pumping (ESP) artificial lift method to petroleum production wells is growing up substantially. A large part of the technology of installation of ESP equipment is in the Campos and Espirito Santo Basins. Nowhere else has there been so many advances, as those developed by Brazilian technicians and engineers. No major petroleum company in the world has in its staff so specialized technicians and engineers on the subject as Petrobras. Due to the commanding need of new researchers and professional actualization, this work helps in new studies. It's also also discussed the main advances in the method, besides the great challenges that are coming.

**Keywords:** ESP; BCSS; artificial lift.

## I. INTRODUÇÃO

A Petrobras tem grandes reservas de óleo pesado em locações *offshore*. Boa parte deste óleo está localizada em lâminas d'água profundas e ultraprofundas. A produção de óleo pesado em águas profundas é um desafio não só para a Petrobras, mas para diversas operadoras em vários países.

A elevação de óleo por meio de *gas lift* contínuo (GLC) é um método mais econômico e confiável. Entretanto, em aplicações de águas profundas com óleo pesado onde uma grande quantidade de água deve ser produzida ao longo do tempo, o método de bombeamento torna-se bastante competitivo (gráfico 1).

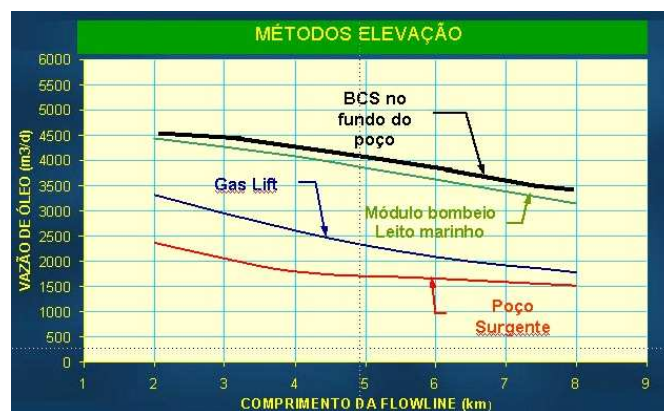


Gráfico 1 - Comparação dos métodos de elevação

Fonte: Rodrigues (2007a)

Embora em determinadas condições o método de elevação por Bombeamento Centrífugo Submerso (BCS) seja potencialmente mais produtivo que o *gas lift*, aquele não apresenta a mesma confiabilidade, além de requerer um investimento inicial e um custo operacional maiores.

A Petrobras foi pioneira em bombeamento submarino tendo, em 1994, instalado a primeira BCSS (BCS com Árvore de Natal Molhada - ANM) do mundo. A partir de então, o número de novas instalações pela Petrobras foi discreto.

Outras operadoras utilizaram este conceito de forma mais extensiva a exemplo dos campos de LIHUA, LUFENG, OTTER, entre outros. Entretanto, os recentes descobrimentos, principalmente de óleo pesado em águas profundas na costa brasileira e a necessidade de produzir áreas marginais recolocaram a alternativa de elevação por BCSS como estratégia na produção de óleo pesado (RODRIGUES, 2007b).

A confiabilidade de um sistema de BCSS está associada às exigências de qualidade dos equipamentos adquiridos e à qualidade da instalação e da operação. Nos projetos atuais têm-se trabalhado com intervalos médios entre intervenções de 2 a 2,5 anos de acordo com a experiência da Petrobras e levantamentos estatísticos mundiais.

A instalação de conjunto de BCS em um poço submarino submete os equipamentos a alguns riscos, como arrastes e batidas nas superfícies internas do riser e do poço, que podem afetar principalmente o cabo elétrico, além do conjunto de BCS. O ambiente do interior do poço (temperatura, pressão etc.) também é mais agressivo aos equipamentos do que em outros métodos. E ainda, onde há disponibilidade, é previsto o uso do GLC como contingência para o caso da falha do sistema BCSS. Quando o conjunto de BCS está instalado dentro do poço, o projeto de GLC é dependente do posicionamento daquele, impedindo que o ponto de injeção fique na profundidade mais adequada.

Com o objetivo de melhorar a durabilidade do sistema de BCSS, reduzir os custos operacionais e permitir um projeto independente têm-se buscado alternativas para a aplicação do conjunto de BCS fora do poço. No caso de falha do sistema, este pode ser desviado e o poço produzir normalmente por GLC, normalmente com uma vazão menor (RODRIGUES, 2007a).

Se um BCS instalado falha, a interrupção da produção causa uma grande perda de receita. O tempo aguardando por uma sonda disponível para efetuar intervenção e reparo é longo. O tempo da intervenção também é significativo (da ordem de 25 dias) com custos diários que podem alcançar US\$400.000 (RODRIGUES, 2007b).

As bombas instaladas exteriormente aos poços geralmente são integradas em módulos e estruturas que facilitam seu manuseio e instalação. Estes módulos podem ser instalados num poço falso ou estar sobre uma base estrutural (*Skid*).

A aplicabilidade deste método se restringe aos casos em que a fração de gás livre na sucção da bomba é baixa, já que a capacidade do equipamento de manusear gás livre é bastante restrita. Um valor prático e comumente citado é o de 35% de fração de gás livre, embora, a rigor, este valor dependa de outros parâmetros, como a pressão de sucção (PRADO, 2003).

Naturalmente, há de se discutir mais demoradamente a eficiência da bomba sob a presença de gás. Sabidamente seu desempenho se degrada, mas a complexidade do assunto exige que a questão seja relegada a outras iniciativas.

Alguns ensaios com a BCS fora do poço foram feitos, tais como: Em 2001, com o protótipo do VASPS do campo de Marimba na Bacia de Campos, e com a instalação de uma

bomba acima da ANM, na coluna do *drill pipe riser*, no poço ESS-110, em Jubarte. O sucesso alcançado nesses dois sistemas motivou o desenvolvimento de outras aplicações (UNICAMP, 2010).

## II. AVANÇOS NA APLICAÇÃO DO MÉTODO DE BCS

### II.1. VASPS (*Vertical Annular Separation and Pumping System*)

O sistema VASPS apresenta um conceito inovador de separação e bombeamento bifásico submarino. Ele é composto, basicamente, de um separador ciclônico submarino e de uma BCS. No separador ciclônico podem-se identificar três estágios de separação:

- Separação primária: é composta por uma câmara de expansão, onde grande parte do gás é separada;
- Separação secundária: é composta por uma estrutura helicoidal e utiliza o princípio de separação centrífuga;
- Separação terciária: é composta por uma "piscina" na qual o líquido se acumula e parte do gás é separada de forma gravitacional. Nesta piscina opera uma bomba elétrica do tipo BCS.

Para uma melhor compreensão, a Figura 1 apresenta um esquema do sistema VASPS com seus estágios de separação. As setas na figura representam o escoamento de fluido interno ao vaso.

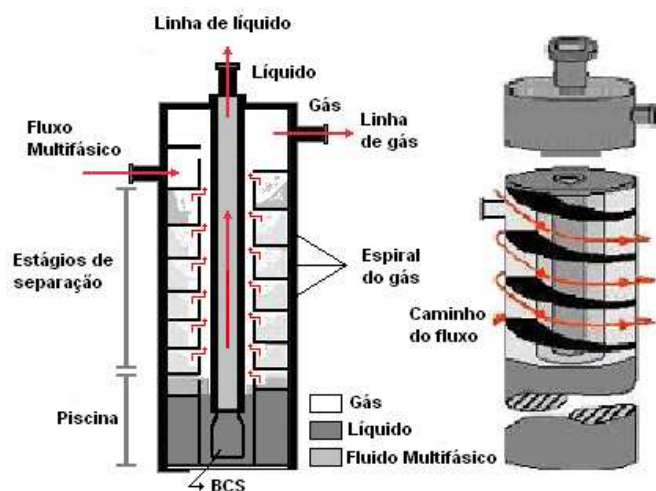


Figura 1 - Esquema do sistema VASPS

Fonte: SciELO (2010)

O bocal de entrada dá acesso a uma câmara de expansão que permite que a mistura de líquido e gás descarregue na direção tangencial do separador.

O campo centrífugo gerado na saída do bocal propicia que parte do gás seja liberada neste ponto. O líquido e o restante do gás disperso são empurrados contra as paredes, fluindo

como um filme em direção à seção da hélice. O filme é acelerado na direção vertical, fluindo para a parte de baixo do separador. A separação gás-líquido ocorre em bolhas dispersas que se movem radialmente para o interior do hélice e alcançam a interface líquido/gás. Sobre o filme flui parte do gás previamente segregado, que alcança o anular de gás através dos furos existentes na parte cilíndrica central da hélice.

A piscina na parte inferior do vaso coleta o líquido e algum gás eventualmente disperso. O líquido contido na piscina é bombeado para uma plataforma através da BCS, sendo que esta também atua no controle do nível da piscina. Este controle do nível é necessário porque caso o nível exceda um valor máximo, o líquido pode invadir o espaço ocupado pela hélice e prejudicar o processo de separação. Além disso, um grande aumento de nível pode provocar um aumento na pressão de separação, visto que o nível do líquido reduz o espaço que o gás pode ocupar no separador. No entanto, este aumento de pressão também depende do comprimento da linha de gás até a plataforma de produção. Este comprimento pode alcançar alguns quilômetros fazendo com que a pressão não seja tão sensível ao nível de líquido na piscina. Desta forma, cada caso deve ser analisado com cuidado. Outro ponto, quando o nível está abaixo do mínimo permitido a BCS pode ser danificada.

O sistema VASPS permite reduzir a pressão na cabeça dos poços, proporcionando desta forma um ganho de produção em relação aos sistemas de BCS tradicionais. Além disso, com a separação submarina de gás/líquido evitam-se vários problemas característicos do escoamento multifásico como, por exemplo, golfadas severas.

Outro ponto que merece ser destacado é que, dependendo do cenário, existe a possibilidade de instalar o sistema VASPS em substituição a plataformas que possuem alto custo de manutenção, sendo a produção direcionada para outras plataformas próximas (SciELO, 2010).

Em maio de 2001 entrou em funcionamento um protótipo do VASPS (figura 2). Instalado na Bacia de Campos, proporcionou um aumento significativo na produção. O ganho de produção se deveu à redução da contrapressão na ANM do poço original.

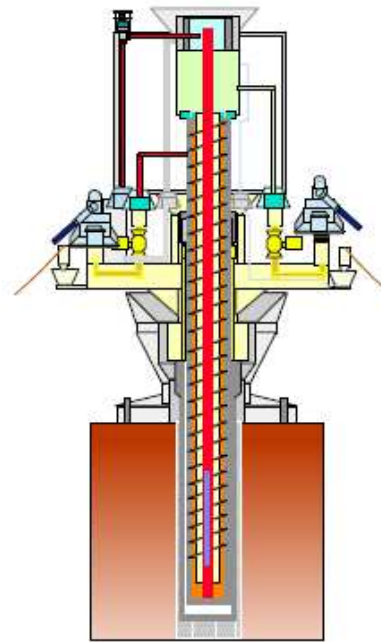


Figura 2 - Esquema ilustrativo do VASPS  
Fonte: Roberto (2007)

A primeira versão do VASPS, por se tratar de um protótipo, possui limitações na capacidade de processamento (vazão) e utiliza um sistema de controle com alta redundância.

Devido a estas limitações e visando à utilização em outros contextos, está em andamento o projeto denominado Otimização do VASPS, que está sendo desenvolvido pelo Centro de Pesquisas da PETROBRAS. Seu objetivo é garantir melhorias no VASPS considerando a experiência adquirida com o protótipo instalado na Bacia de Campos.

As principais mudanças propostas são:

- a redução dos custos de instalação e intervenção;
- a otimização da arquitetura para uso no alojador (poço falso);
- o aumento da capacidade (vazão);
- a utilização de um sistema de controle mais eficiente e
- a possível padronização do equipamento para utilização em outros cenários.

Em relação à vazão, o primeiro VASPS instalado na Bacia de Campos está apto a lidar com uma vazão de líquido máxima de cerca de 2500 m<sup>3</sup>/dia, mas a previsão é de que o novo projeto aumente essa capacidade para 4.500 m<sup>3</sup>/dia, ampliando o escopo de aplicação do sistema.

Por intermédio do projeto de otimização do VASPS, será desenvolvida uma versão do separador com maior capacidade e flexibilidade, a qual possibilitará a redução de custos, de forma a ampliar as possibilidades de aplicação do equipamento. O projeto utilizará como possível cenário de aplicação a substituição de uma Unidade estacionária de Produção (UEP), na Bacia de Campos, por um VASPS. A novidade alterará o cenário atual, em que os campos de



petróleo escoam a produção para a UEP. Após a separação líquido / gás no equipamento, a produção será exportada para uma segunda plataforma, que é fixa.

O projeto prevê o desenvolvimento de um software que seja capaz de representar a dinâmica do sistema de separação vertical (representando o escoamento de misturas multifásicas em regime transiente e permanente). Este software ainda está sendo desenvolvido em conjunto com a Universidade de Campinas (UNICAMP, 2010).

Em um futuro próximo, de acordo com cada cenário, poderão ser instalados VASPS em substituição a plataformas que apresentem alto custo de operação.

O custo de produção atual dos campos maduros da Bacia de Campos indica um resultado econômico decrescente que os faz se aproximarem do ponto de abandono de exploração. A redução do custo operacional de produção destes campos estenderá o prazo de exploração e consequentemente elevará o volume recuperável destes campos.

## II.2. Módulo de Bombeio

Uma solução que reduz os custos globais de operação dos sistemas de bombeamento submarino em águas profundas. Um método de elevação potencialmente mais produtivo do que o *gas lift*, mas que requer um investimento inicial maior. A tecnologia, adotada nas fases 1 e 2 do campo de Jubarte, na Bacia de Campos, e na fase 2 de Golfinho, na Bacia do Espírito Santo, consiste em instalar as BCSS, alternativamente, em furos alojadores no fundo do mar, situados a uma distância de até 200 m dos poços produtores (figura 3).

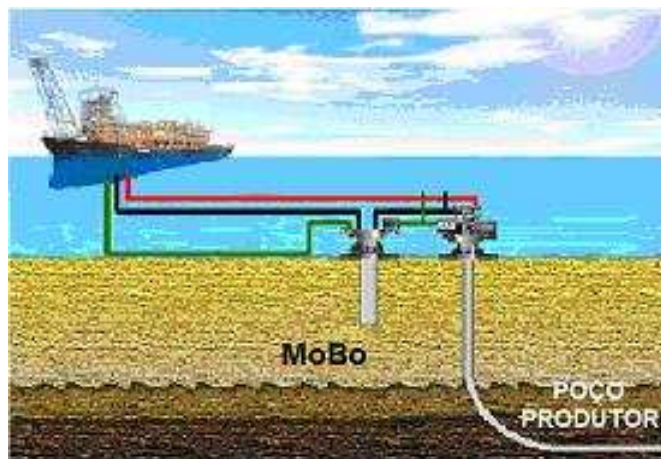


Figura 3: Esquema de um MoBo  
Fonte: Rodrigues (2007b)

Normalmente as petroleiras instalam essas bombas de alta performance dentro dos poços produtores, o que torna uma eventual intervenção nesses equipamentos muito custosa em caso de defeito. Isso ocorre porque o reparo da bomba exige a parada do poço produtor para retirada da coluna de produção, sendo necessária a mobilização de sondas de completção de

elevados custos diários. A eventual intervenção na BCSS dentro do poço acaba ficando mais onerosa do que o custo do próprio equipamento. Com a instalação da BCSS fora do poço, esse inconveniente será eliminado. A retirada da bomba poderá se dar através de uma sonda ou mesmo a cabo, a partir de um barco de apoio.

O método é utilizado como uma excelente opção para aumento de vazão em poços onde a pressão do reservatório é suficiente para conduzir os fluidos até o nível do mar, uma vez que o sistema de bombeamento é desvinculado do poço produtor. Assim, falhas no sistema não causarão interrupção da produção.

Atualmente, todas as instalações e recuperações do MoBo requerem sonda. A descida, da base e do módulo (figura 24), pode ser feita numa única manobra, reduzindo o tempo de sonda e permitido o teste do acoplamento da base com o módulo na superfície.

O MoBo foi projetado para ser instalado e recuperado a cabo. Para a retirada e o reparo da BCSS não será necessário qualquer intervenção no poço produtor, nem descida de riser ou BOP de perfuração.

A base possui quatro módulos de conexão vertical:

- um de importação de óleo do poço produtor, um de exportação de óleo para a (UEP);
- um de chegada do umbilical eletro hidráulico;
- um para interligar o umbilical com a ANM do poço produtor (figura 25), e
- um mandril (hub) para conexão com o módulo de bombeio.

Possui painel de ROV com as interfaces para acionamento das válvulas by pass e de isolamento, bem como os *hot stabs* e válvula direcional para atuação dos mordentes de travamento da base.

A base de bombeio possui 3 válvulas de forma a permitir a passagem de raspadores (PIG) e a produção (continuidade operacional) com elevação por *GLC* no interior do poço sem o módulo instalado. A válvula de passagem de raspador possui atuador hidráulico para acionamento remoto. Possui ainda um sistema para compensação da válvula de passagem de raspador. As outras duas válvulas para bloqueio das saídas de sucção e descarga da bomba são operadas somente por ROV.

A base possui uma capa de teste projetada para ser acoplada ao mandril do módulo de bombeio. Esta capa pode ser instalada e recuperada por cabo, funcionando como segunda barreira de segurança quando da retirada do módulo de bombeio e produção por *GLC*.

O módulo de bombeio é projetado para a pressão de trabalho de até 3.000 psi. Instalado por coluna de tubo de perfuração, permitindo uma orientação de 360 graus.

Tanto o módulo de bombeio quanto a linha flexível e os acessórios até a UEP devem ser dimensionados para suportar a máxima pressão de descarga da bomba e / ou possuir sistemas de segurança.

O módulo é travado na sua base adaptadora através de mordentes com liberação hidráulica por *hot stab*, que apóia e orienta o módulo de bombeio que é introduzido na estaca oca.

O MoBo atingiu o limite tecnológico atual, ou seja: potência de 1.500 hp, tensão de 4,4 kV e corrente de 200 A. Para superar estas limitações será necessário desenvolver conectores para correntes maiores que 200 A, ou motores com tensões maiores que 4,4 kV.

A tabela 1 mostra as diferentes aplicações do VASPS e do MoBo, já que ambos são instalados em furos alojadores.

MoBo	VASPS
Limite atual de manuseio de gás 35%	Tolerância maior a gás
Não trabalha com <i>gas lift</i> a montante	Pode trabalhar com <i>gas lift</i> no poço
Sistema mais simples	Grandes dimensões e controle de nível
Produz para uma única linha	Necessita duas linhas (uma de gás e outra de óleo)
Um sistema por poço	Sistema pode ser integrado com manifold
Integrar com ANM	Otimizar projeto atual
Não separa (retira) o gás da mistura	Retirada de gás aumenta a viscosidade de óleos pesados

Tabela 1: Comparação de MoBo x VASPS  
Fonte: Rodrigues (2007a)

### III. DESAFIOS NA APLICAÇÃO DO MÉTODO DE BCS

A corrida em busca de tecnologias que permitam produzir petróleo no mar, longe da costa e sem o auxílio de grandes plataformas habitadas por centenas de empregados, envolve, hoje, a maioria das empresas de petróleo. À medida que a exploração avança para lâminas d'água cada vez mais profundas, os custos da UEP, do *riser*, da ancoragem e das operações aumentam.

Também o desenvolvimento de campos e poços satélites, com grande afastamento da UEP, requer soluções de menor custo. São campos pequenos, situados a dezenas de quilômetros de distância, que não viabilizam o investimento para a instalação de uma nova plataforma, mas que poderiam se tornar produtivos se interligados a uma plataforma existente, porém mais distante que o usual.

Outra alternativa possível é o escoamento do óleo até uma plataforma fixa localizada em águas rasas (*subsea to near shore*), a meio caminho do continente.

A exportação de óleo de poços diretamente para a terra (*subsea to shore*), ainda enfrenta limitações tecnológicas. Soluções intermediárias entre a concepção usual de UEP e sistemas *subsea to shore*, com unidades simplificadas sem processamento, armazenamento, com um número mínimo de operadores ou desabitadas, podem ser viabilizadas em determinados nichos de aplicação.

Os desafios são os estudos para aplicação do BCSS. Há muitos variantes, mas algumas, talvez, nem venham a ser utilizadas.

Na próxima seção são discutidas formas de atacar alguns desses problemas.

#### III.1. Módulo de Bombeio e Aquecimento (MBA)

A distância entre poços submarinos de petróleo e a unidade de produção limita-se a alguns quilômetros. Tal restrição ou barreira tecnológica é resultado da queda de pressão (perda de carga) e de temperatura durante o escoamento do petróleo. A perda de pressão implica redução de vazão e, portanto, redução de produção de óleo. Com a queda de temperatura o óleo torna-se mais viscoso, aumentando a perda de pressão. E caso a temperatura fique abaixo da temperatura de início de aparecimento de cristais (TIAC) haverá deposição de parafina no interior dos dutos, provocando obstrução dos mesmos.

Além disso, quanto menor for a temperatura e maior a pressão de misturas multifásicas de óleo, gás e água, maior a possibilidade de formação de hidratos, que também podem bloquear o duto.

Desta forma, em determinadas condições, existe interesse em fornecer energia ao petróleo na forma de calor, com os seguintes objetivos:

- reduzir a viscosidade de óleos pesados e parafínicos;
- reduzir necessidade de passagem de raspador (PIG);
- evitar formação de hidrato;
- evitar deposição de parafina;
- aumentar a distância do poço a UEP;
- aproveitar energia de gás queimado.

A Petrobras já utilizou aquecimento elétrico de fundo de poço para óleos pesados em poços terrestres na Bahia. Tal método não teve o sucesso esperado, ficando limitado a alguns poços, pelas seguintes razões:

- necessidade de criar infra-estrutura de energia elétrica;
- o calor fornecido ao petróleo não era aproveitado na separação devido ao longo tempo entre a produção e o processamento;
- os poços produtores eram de baixa vazão.

Entretanto para poços equipados com BCSS, onde existirá energia elétrica disponível dentro do poço (cabo do BCSS) torna-se mais simples a aplicação de aquecimento elétrico.

Para ambiente marítimo (*offshore*) as vazões dos poços são maiores e a maior parte dos reservatórios utiliza injeção de água como método de recuperação secundária. A água se mistura com o óleo pesado formando emulsão de alta viscosidade. Existe expectativa de uso de BCSS para produção de alguns destes campos, logo podendo ser atrativa a utilização de aquecimento integrado com bombeio.

Existem diversos métodos de aquecimento para fornecer calor ao petróleo e facilitar o seu escoamento, entre eles os aquecedores elétricos, resistivos e indutivos, que podem ser instalados dentro dos poços ou em módulos de aquecimento no leito marinho. Para poços produtores terrestres, os sistemas de aquecimento são instalados no fundo do poço.

Os módulos de aquecimento submarino podem ser verticais ou horizontais, instalados e recuperados por sonda com tubos de perfuração ou embarcação com cabo. São alojados integral ou parcialmente em furos revestidos e acima do solo marinho montados em estruturas do tipo base (*Skid*), facilitando a

recuperação dos mesmos por cabo ou coluna tubular roscada. Boa parte dos custos de instalação e de operação de equipamentos submarinos está associada à arquitetura de interligação dos mesmos e facilidades de instalação e recuperação para manutenção. É altamente desejável o emprego de sistemas integrados que reduzam e simplifiquem as interligações submarinas entre equipamentos e também que facilitem a recuperação e reinstalação dos mesmos.

A tensão limite atual dos aquecedores elétricos é de 600 kV. Existe interesse no desenvolvimento de equipamentos que trabalhem nas mesmas tensões do BCSS, ou seja, 4,4 kV. Desta forma será possível à alimentação elétrica através de um único cabo submarino de potência.

Em determinadas condições é atrativo integrar o conceito de MoBo com um sistema de aquecimento (Figura 4), formando um sistema de Módulo de Bombeio e Aquecimento (MBA). Tal integração pode ser implementada na mesma cápsula (módulo) ou em módulo separado, porém integrados na mesma base.

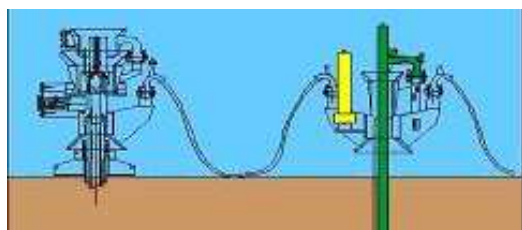


Figura 4: MBA no leito marinho  
Fonte: Rodrigues (2007a)

A Tabela 2 fornece a potência do aquecedor, em kW, necessária para aumentar a temperatura da corrente de óleo calculada para as condições de API 15, calor específico 0,43 cal/g.°C e 20% de água.

Acréscimo de temperatura °C x vazão (bop)	1.000	10.000	20.000
10	40	400	800
20	80	800	1.600
30	120	1.200	2.400
40	160	1.600	3.200

Tabela 2: Potência do aquecedor (kW)  
Fonte: Rodrigues (2007a)

A concepção de módulo de aquecimento está em desenvolvimento. Aparentemente campos de óleo pesado onde as temperaturas dos reservatórios estão próximas de 50°C seriam candidatos a este tipo de solução.

### III.2. S-BCSS (Skid de Bombeio Centrifugo Submerso Submarino)

A instalação do sistema BCSS em um poço submete o equipamento a alguns riscos que podem afetar a sua durabilidade, haja vista que o ambiente a que ele está submetido no interior do poço (temperatura, pressão etc.) é agressivo.

Com os objetivos de melhorar a confiabilidade do BCSS e permitir um projeto de GLC independente, pode-se destacar o desenvolvimento do Sistema de Bombeio Centrifugo Submerso montado sobre Skid no fundo do mar (S-BCSS) (figura 5).



Figura 5: Conjunto Skid BCSS (S-BCSS)  
Fonte: Roberto (2007)

Para a utilização deste conceito atualmente é necessária a utilização de um poço que permita instalar o conjunto moto-bomba dentro da cápsula na vertical. Devido às dificuldades existentes na logística e no gerenciamento de interfaces (com o resto do equipamento), a montagem na vertical que poderia se tornar um impeditivo para a disseminação desta nova tecnologia já foi superada.

Com o intuito de simplificar e mitigar estes problemas pode-se destacar a iniciativa de se estabelecer um procedimento de instalação do conjunto moto-bomba dentro da cápsula na horizontal e independente da necessidade da utilização de um poço.

Essa tecnologia foi desenvolvida através de um Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) pelo Centro de Pesquisas da PETROBRAS e tem como motivação principal a redução de custos por parada e instalação.

A grande vantagem deste sistema é a flexibilidade de manutenção da bomba e a continuidade da produção durante este período de manutenção, podendo ser realizadas intervenções independentes na ANM ou no sistema de bombeio. O sistema é constituído basicamente por duas cápsulas que contém em seu interior o BCSS e estas cápsulas são dispostas em paralelo dentro de um Skid, mas interligadas em série. Há a base de fluxo que permite dar a volta, em caso

de falha, no S-BCSS e que é projetada para instalação via cabo.

#### IV. CONCLUSÕES

Desde a aplicação pioneira de BCSS no campo de Carapeba, na Bacia de Campos, em 1994, já foram instalados no Brasil vários BCSS. De modo geral, a vantagem dos sistemas BCSS é que a capacidade de elevação é superior à dos métodos tradicionais, pois o uso do BCSS pode aumentar o potencial de produção em até 40% quando comparado com o *gas lift*. Em Jubarte, por exemplo, a produção do poço pioneiro ESS-110 cairia 30% caso a bomba deixasse de operar (UNICAMP, 2010).

O método BCSS, no entanto, tem limitações. A primeira delas é que as bombas não suportam uma presença de gás livre superior a 35%, o que inviabiliza sua aplicação em muitos campos das bacias de Campos e de Santos. Outro problema dessas bombas é seu reduzido tempo de vida útil. As estatísticas internacionais dizem que esses equipamentos começam a apresentar defeitos, em média, após dois anos de funcionamento.

Com a BCSS fora do poço, entretanto, o reparo ou substituição fica muito mais simples. O BCS, como todo método de elevação, tem suas vantagens e desvantagens. Mas a melhoria na confiabilidade dos equipamentos de BCS, o surgimento de novos materiais, a diminuição dos custos de fabricação e consequentemente do preço final de venda e a invenção de novas aplicações têm levado a um crescimento do número de poços equipados com o método.

Importante ressaltar a imprecisão da estimativa do valor da fração de gás livre ao longo do tempo devido a incertezas de reservatório e manutenção da pressão por injeção de água. A fração de gás livre varia significativamente ao longo do tempo em função da pressão de reservatório e quantidade de água produzida. Desta forma para cenários com fração de gás livre entre 20 e 35% poderá haver necessidade de mudança do método de elevação ao longo do tempo. Logo, é importante o desenvolvimento de projetos e soluções flexíveis que facilitem estas adaptações necessárias.

Desta forma, caso a manutenção da pressão do reservatório fique muito abaixo da esperada ou os índices de produtividade dos poços fiquem abaixo do esperado, a fração de gás poderá ultrapassar o valor admissível (35%), inviabilizando este método de elevação. Uma proposta a ser investigada é o projeto de um sistema, base e cápsula, dotada de uma saída extra de tal forma que possa operar com ou sem separação, reduzindo os riscos e aumentando a robustez do projeto.

A capacidade de elevação com grandes vazões tem feito o método cada vez mais estudado e aperfeiçoado, inclusive em substituições de UEP. No país existem pesquisas para desenvolvimento de novos sensores, como por exemplo, o sensor de contaminação do óleo isolante do motor e novos

sensores de fundo com um número maior de grandezas medidas. Existem pesquisas também na área de detecção de falhas em motores utilizados no BCS.

A mão de obra qualificada para trabalhar com o método é muito difícil de ser encontrada no mercado, sendo um dos limitantes de sua aplicação.

Os grandes desafios para a continuidade do crescimento do método se relacionam, principalmente à vida útil (confiabilidade) frente às condições operacionais cada vez mais severas (altas temperaturas e pressões, variações bruscas de parâmetros operacionais etc.). Os fabricantes, em parceria com as operadoras, têm buscado avançar sobre tais limites bem como prover um sistema de manutenção capaz de evitar prejuízos oriundos de paradas de produção.

#### REFERÊNCIAS

PRADO, Maurício G. **Electrical submersible pumping: research trends**. 1. ed. Tulsa: The University of Tulsa, 2003.

VIEIRA, Rinaldo Antônio de Melo. **Métodos de elevação por bombeio**: bombeio centrífugo submerso. 1. ed. Salvador: Petrobras - Universidade Corporativa, 2005.

ROBERTO, M. A. R., Colodette, Giovani; Estevam, Valdir, Meira, Marco Antônio Alves de. **Otimização do VASPS (Vertical Annular Separator Pumping System)**. III Seminário de Elevação Artificial e Escoamento. Petrobras, 2007.

RODRIGUES, R., Soares, R. J., Siqueira, J. M., Colodette, G., Vasconcellos, R. C., Toscano, O. S., Uliana, S. L. **Evolução da solução de módulo de bombeio submarino**. III Seminário de Engenharia Submarina, Petrobras, 2007a.

RODRIGUES, Roberto, Siqueira, J.M., Estevam, V., Drumond, F. G. **Rotas tecnológicas para sistemas de bombeamento e elevação artificial em poços de completação submarina**. III Seminário de Elevação Artificial e Escoamento. Petrobras, 2007b.

SciELO, [www.scielo.br/scielo.php?pid=S0117592009000100010&script=sci\\_arttext](http://www.scielo.br/scielo.php?pid=S0117592009000100010&script=sci_arttext). Acesso em 14/08/10.

UNICAMP, [www.dep.fem.unicamp.br/boletim/BE65/artigo.htm](http://www.dep.fem.unicamp.br/boletim/BE65/artigo.htm). Acesso em 14/08/10.