

UNIVERSIDADE TIRADETES – UNIT

ENGENHARIA DE PETRÓLEO

**COMPARATIVO DE CUSTO ENERGÉTICO ENTRE OS MÉTODOS DE ELEVAÇÃO
BCS E BCP**

JOSÉ DIOGO DE CARVALHO RODRIGUES

MARCELO AUGUSTO DA SILVA FELIX

ARACAJU, SE

2018

JOSÉ DIOGO DE CARVALHO RODRIGUES

MARCELO AUGUSTO DA SILVA FELIX

**COMPARATIVO DE CUSTO ENERGÉTICO ENTRE OS MÉTODOS DE ELEVAÇÃO
BCS E BCP**

Trabalho apresentado ao Curso de Engenharia de Petróleo à Universidade Tiradentes como pré-requisito para a obtenção do grau de bacharel em Engenharia de Petróleo

Orientador: ALEX VIANA VELOSO

ARACAJU, SE

2018

JOSÉ DIOGO DE CARVALHO RODRIGUES

MARCELO AUGUSTO DA SILVA FELIX

**COMPARATIVO DE CUSTO ENERGÉTICO ENTRE OS MÉTODOS DE ELEVAÇÃO
BCS E BCP**

Trabalho apresentado ao Curso de Engenharia de Petróleo da Universidade Tiradentes como pré-requisito para a obtenção do grau de bacharel em Engenharia de Petróleo

Aprovada em ____/____/____

Banca Examinadora

Alex Viana Veloso

UNIT

Josan Carvalho Figueiredo Filho

UNIT

Larissa Ferreira Torres

UNIT

AGRADECIMENTO

A Quantos caminhos percorridos até a esse grande momento na minha vida, quantas dificuldades superadas!

Não foi fácil perder cada momento que não estive presente e longe da minha família e de pessoas do meu convívio. Mais sei que tudo isso valeu a pena pois consegui chegar até aqui com ajuda de "DEUS" e isso não seria possível sem incentivos dos meus Pais.

Mãe e Pai muito obrigado por tudo que fizeram e fazem por mim.

Aos meus avôs vocês foram fundamentais nessa minha conquista e serei eternamente grato.

Meus irmãos, sobrinhos, primos, amigos e colegas que fizeram parte na minha vida sei que vocês de alguma maneira contribuíram para o meu sucesso.

Enfim a todas as pessoas que ajudaram de forma direta ou indiretamente com essa minha caminhada até aqui.

Meu muito OBRIGADO a todos vocês.

Jose Diogo de Carvalho Rodrigues.

AGRADECIMENTO

A Deus pelo dom da vida, pela fé, discernimento e perseverança para vencer os obstáculos.

A minha mãe Maria Jose pelas orações, motivações, amor, carinho e compreensão. Dedico a ela essa vitória.

Ao meu pai Jose Felix pelo apoio, palavras de incentivo, carinho e investimento. Espero um dia pagar minha dívida de gratidão.

Ao meu irmão Gustavo pela ajuda diária e sempre torcendo pelas minhas vitórias. Obrigado irmão pelas energias positivas.

Aos meus familiares, que sempre estiveram na torcida por minha vitória.

Ao meu amigo/ irmão Jose Diogo pelas resenhas, convivência, estudo e ajuda. Meu muito obrigado.

Ao Professor e orientador Alex Viana, pois sua ajuda e compreensão foram de grande valia na conclusão deste trabalho.

Aos demais colegas de graduação.

Aos professores da banca, pela consideração e atenção.

Enfim sou grato a todos que ajudaram na conclusão deste trabalho de forma direta e indireta.

Marcelo Augusto da Silva Felix.

RESUMO

A pressão natural existente no fundo do poço auxilia a elevação do fluido até a superfície terrestre (produção surgente). Porém, ao longo da vida útil do mesmo ocorre a redução de pressão no reservatório, diminuindo a vazão de fluido e tornando inviável economicamente a produção. Nesse contexto, a análise do método de elevação artificial com o intuito de viabilizar/melhorar a recuperação dos hidrocarbonetos presentes no fundo do poço é essencial. A definição do método de elevação mais adequado a determinadas condições é uma dúvida recorrente nos projetos de desenvolvimento da produção e a escolha errada gera prejuízos, implica na elevação de custos operacionais e até no abandono prematuro do poço. O que influencia na sua escolha são as características do reservatório como a profundidade do mesmo, viscosidade do fluido, se tem alto índice de sólidos, o tipo de fluido que vai produzir, entre outros parâmetros. Este estudo de caso apresenta dois tipos de poços (A e B) com seus respectivos dados e a capacidade operacional de cada método de elevação quando comparados a determinados parâmetros de entrada torna possível verificar qual método (BCS ou BCP) é o mais adequado.

PALAVRAS - CHAVE: Produção surgente, Reservatório, Método de elevação artificial.

ABSTRACT

The pressure at the bottom of the well helps to raise the fluid to the surface (surplus production). However, throughout the life of the well, the pressure in the reservoir decreases, reducing the fluid flow making production unviable economically. In this context, the analysis of the artificial elevation method with the intention to make feasible / improve the recovery of the hydrocarbons present in the bottom of the well is essential. The definition of the method of elevation more adequate to certain conditions is a recurrent doubt in the projects of development of the production and the wrong choice generates losses, it implies in the elevation of operational costs and until the premature abandonment of the well, and what influences in its choice is the characteristics of the reservoir as the depth of the reservoir, viscosity of the fluid, whether it has a high solids content, the type of fluid to be produced and other parameters. This case study presents two types of wells (A and B) with their respective data and the operational capacity of each lifting method, which compared to certain input parameters it is possible to verify which is the most essential method.

KEYWORDS: Production Natural, Oil Reservoir, Artificial Elevation Method.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1- Processo de Formação e aprisionamento do Petróleo	16
Figura 2- Esquema de um poço surgente.....	17
Figura 3- TPR e IPR de um poço com os pontos de operação.....	19
Figura 4- Principais equipamentos do GLC	20
Figura 5- Principais equipamentos do BM	21
Figura 6- Partes da bomba e ciclo de bombeio	22
Figura 7- Principais componentes do (BCP).....	24
Figura 8- Componentes da BCS.....	28
Figura 19- Estágios de bomba centrífuga BCS.....	29
Figura 10- Carta de registro de amperagem.....	33
Figura 11- Seleção do Método de elevação	39
Figura 12- Custo típico com equipamentos BCS	40
Figura 13- Curva características típica para uma BCS de 100 estágios	42
Figura 14- Curva características típica para uma BCP	43
Figura 15- Curva características típica para encontro da eficiência da BCP	43
Figura 16- QPG e profundidade final das sapatas Poço A	47
Figura 17- Curva características típica para uma BCS de 100 estágios Poço A.....	48
Figura 18- Curva características típica para uma BCP Poço A.....	52
Figura 19- Curva características típica para encontro da eficiência da BCP Poço A	52
Figura 20- QPG e profundidade final das sapatas Poço B	56
Figura 21- Curva características típica para uma BCS de 100 estágios Poço B.....	56
Figura 22 Curva características típica para uma BCP Poço B.....	60
Figura 23- Curva características típica para encontro da eficiência da BCP Poço B	61
Figura 24- Gráfico de consumo e custos energéticos finais.....	63

LISTA DE TABELAS

Tabela 1- Dados do reservatório em condições iniciais	45
Tabela 2- Parâmetros calculados Poço A (BCS)	46
Tabela 3- Consumo Energético Poço A (BCS)	49
Tabela 4- Custo Energético Poço A (BCS)	49
Tabela 5- Dados do reservatório em condições iniciais	50
Tabela 6- Parâmetros calculados Poço A (BCP)	50
Tabela 7- Consumo Energético Poço A (BCP)	53
Tabela 8- Custo Energético Poço A (BCP)	54
Tabela 9- Dados do reservatório e condições iniciais	54
Tabela 10- Parâmetros calculados Poço B (BCS)	55
Tabela 11- Consumo Energético Poço B (BCS)	57
Tabela 12- Custo Energético Poço B (BCS)	58
Tabela 13- Dados do reservatório e condições iniciais Poço B	58
Tabela 14- Parâmetros calculados Poço B (BCP)	59
Tabela 15- Custo Energético Poço B (BCP)	62
Tabela 16- Eficiência dos métodos de elevação artificial	63

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	12
2. OBJETIVOS	14
2.1. Objetivo geral.....	14
2.2. Objetivos específicos	14
3. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	15
3.1 Petróleo - Considerações Gerais	15
3.1.2 Geologia do Petróleo e Prospecção – Reservatório	15
3.2 Elevação de Petróleo	17
3.2.1 Descrição dos Métodos de Elevação	19
3.2.2 <i>Gás-Lift</i> (GL).....	20
3.2.3 Bombeio Mecânico (BM)	21
3.2.4 Bombeio por Cavidades Progressivas (BCP).....	23
3.3 Acompanhamento do Poço em Produção do BCS.....	32
3.4 Etapas de Dimensionamento do BCS	33
3.5 Problemas Operacionais.....	37
3.6 Principais Cenários Onde São aplicado os Métodos de Elevação	39
3.7 Custos Envolvidos	40
4 MATERIAIS E METODOS	41
4.1 Calculo da eficiência e potência da bomba	42
4.1.1 BCS	42
4.1.2 BCP	42
4.2 Consumo e custo de energia elétrica	44
5 ESTUDO DE CASO	45
5.1 Dimensionamento do poço A com uso do BCS.....	45
5.1.2 Cálculo da potência e eficiência	47
5.1.3 Previsão do consumo e custo de energético	48
5.2 Dimensionamento do poço A com uso do BCP.....	49
5.2.1 Cálculo da potência e eficiência	51
5.2.2 Previsão do consumo e custo de energético	53
5.3 Dimensionamento do poço B com uso do BCS.....	54
5.3.1 Cálculo da potência e eficiência	56
5.3.2 Previsão do consumo e custo de energético	57
5.4 Dimensionamento do poço B com uso do BCP.....	58

5.4.1	Cálculo da potência e eficiência	60
5.4.2	Previsão do consumo e custo de energético	61
5.5	Comparativo final de consumo, custo e eficiência energética	62
6	CONCLUSÃO	64
7	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	65

1. INTRODUÇÃO

O poço de petróleo para produzir deve passar por algumas etapas vinculadas às disciplinas que norteiam a engenharia de poço. Dentre essas disciplinas pode-se citar na ordem de execução do poço a geologia onde será realizado o estudo das rochas, a geofísica que serão investigados os fenômenos físicos do solo com uso da sísmica, que visa identificar e medir a extensão da formação como também estimar a acumulação de hidrocarbonetos. Considerando os dados das análises das rochas é dada a partida para a perfuração, após é realizado projeto cimentação, condicionamento e é efetuada a produção. Todos esses projetos devem ser adequados para cada tipo de formação e geopressão. Após a perfuração inicia-se a completação onde tem a incumbência de preparar o poço para sua produção. Dessa forma, o poço passará por uma última análise a respeito da sua pressão de reservatório, levando em conta se o mesmo possui pressão suficiente para elevar os hidrocarbonetos do reservatório até superfície, caso apresente essa característica o mesmo será denominado como surgente e produzirá por elevação natural. Já em casos contrários que o poço não apresente pressão suficiente de elevação de fluidos até a superfície, ou quando existe pressão relativamente baixa comum em poços que já produzem a algum tempo onde ocorre o declínio da pressão do reservatório o poço necessitará de uma energia extra através da elevação artificial.

A elevação artificial consiste na aplicação de técnicas e equipamentos com o intuito de promover o incremento de pressão necessário para que haja um aumento de vazão de produção dos poços de petróleo. Para tal, se faz necessário conhecer as características do poço a ser equipado identificando assim qual método de elevação é o mais indicado. Um dado importante é que cerca de 90% de todos os poços de petróleo do mundo estão equipados com algum método de elevação artificial (COSTA, 2008). Elevação por Bombeio Mecânico foi o primeiro método de elevação artificial que surgiu na indústria de petróleo, sua importância se reflete no número de instalações existentes, que correspondem a 71% dos poços produtores mundiais, o que lhe dá à posição de método mais utilizado no mundo. No mundo todo, o Bombeio por cavidades progressiva (BCP) é o quarto método em número de poços (6%), atrás do bombeio mecânico (71%), do bombeio centrífugo submerso (10%) e elevação a gás (10%) (ASSMANN, 2008).

O método de elevação artificial BCP tem se mostrado muito eficiente na produção de óleos com alta viscosidade ou que carregem uma grande quantidade de areia, em poços com alta faixa de vazões e profundidades, esse método tem mostrado capacidade de superar suas próprias limitações diante das enormes perspectivas de evolução tecnológica que apresenta (MATHEWS ET AL, 2002). A aplicação desse método na produção de fluidos foi aumentando, crescendo também a necessidade de um maior domínio do conhecimento quanto ao seu funcionamento operacional, de maneira à definir um ponto ótimo de operação (VIDAL, 2005)

Atualmente o bombeio centrífugo submerso (BCS) vem ganhando destaque na indústria de petróleo devido a sua disponibilidade e flexibilidade dos equipamentos podendo operar em larga faixa de vazões e profundidade, diferentemente do bombeio mecânico que não pode ser operado em poços com altas profundidades devida a uma grande quantidade de hastes na sua composição nos poços (MATHEWS ET AL, 2002).

Neste trabalho será realizado um estudo de caso para dois poços de petróleo no qual será usada algumas técnicas de elevação artificial de acordo com o cenário dos poços, realizando um comparativo entre os métodos BCS e BCP que foram selecionados de acordo com as características dos poços. Serão levados em conta os principais parâmetros – vazão líquida na bomba, determinação do PWF, profundidade mínima que a bomba pode operar, pressão de sucção da bomba, pressão de descarga, HEAD da bomba, número de estágios da bomba, potência e eficiência requerida, custo e quantidade de energia elétrica que será usada no sistema com intuito de assim avaliar o desempenho de operação do sistema de elevação.

2. OBJETIVOS

2.1. Objetivo geral

O objetivo deste trabalho é comparar e identificar dentre os métodos de elevação escolhido (BCS e BCP) qual apresenta um menor custo e consumo energético, onde será feito um comparativo entre os métodos em estudo. Serão levados em conta a quantidade de potência usada para geração de energia para elevação do fluido dimensionado em cada poço em estudo.

2.2. Objetivos específicos

A fim de atingir o objetivo geral deste trabalho foram determinados os seguintes objetivos específicos:

- Apresentar os métodos de elevação artificial;
- Selecionar o melhor para cada poço;
- Dimensionar e selecionar os equipamentos de BCS e BCP;
- Mostrar cenários de aplicação;
- Problemas operacionais;
- Calcular os custos e quantitativo de energia elétrica para realização de operação das bombas usando o método do BCS e BCP.

3. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

3.1 Petróleo - Considerações Gerais

O estudo do reservatório faz parte da engenharia de petróleo tendo responsabilidade de fazer a análise das propriedades básicas das rochas e dos fluidos permitindo obter parâmetros fundamentais para determinar a viabilidade técnico-econômica do campo de produção em questão.

No Geral, o Petróleo pode ser descrito como uma mistura natural desenvolvida primordialmente por hidrocarbonetos, que se encontra no estado sólido, líquido ou gasoso à temperatura e pressão adequadas a geração do mesmo e é uma substância inflamável, sendo menos densa que a água (Gomes, 2007).

Existem várias teorias sobre a origem do petróleo, porém, a mais aceita é que ele surgiu através de restos orgânicos de animais e vegetais depositados no fundo de lagos e mares sofrendo transformações químicas ao longo de milhares de anos (ARAÚJO *ET AL.*, 1980).

3.1.2 Geologia do Petróleo e Prospecção – Reservatório

Os hidrocarbonetos líquidos como são pouco densos saem da rocha sedimentar (rocha Mãe detrítica, onde a matéria orgânica se decompõe e se transforma em petróleo) e migram para as rochas porosas e permeáveis que se designam por rocha-armazém ou rocha-reservatório. Por cima desta rocha se tem a rocha-cobertura que forma uma camada impermeável impedindo que o petróleo se eleve à superfície. As falhas, dobras ou domas salinos, constituem a armadilha petrolífera, impedindo o movimento do petróleo até à superfície, sendo assim possível a acumulação de petróleo em grandes quantidades que podem ser extraídas, isto chama-se jazigos petrolíferos (Gomes, 2007). Na figura 1 é possível observar como é o processo de formação e aprisionamento do Petróleo.

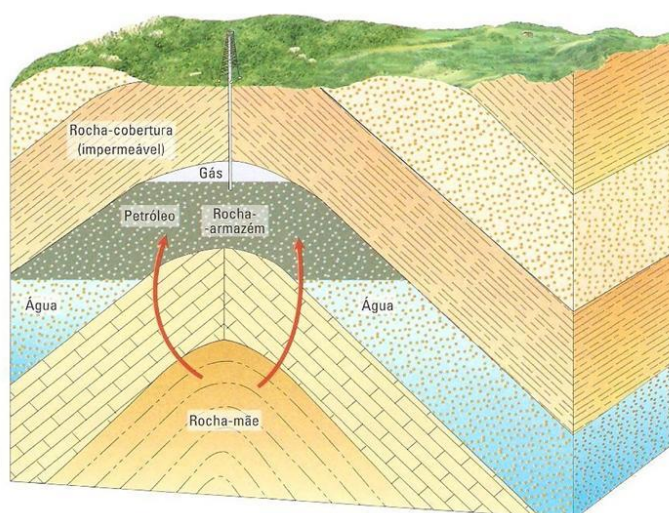


Figura 1-Processo de formação e Aprisionamento do Petróleo

Fonte: Neto (2017)

Para se encontrar a rocha reservatório é necessário o estudo e análise das bacias sedimentares pelos geólogos e geofísicos, com o propósito de indicarem o local mais propício para acumulação do mesmo e verificar qual destas situações possui maior probabilidade de conter hidrocarbonetos, esse procedimento denomina-se de prospecção (ARAÚJO *ET AL.*, 1980).

Entretanto, Segundo THOMAS (2004), esse processo não garante que a perfuração vai obter êxito, no entanto fornecerá informações técnicas com investimento relativamente baixo em relação à perfuração de um único poço.

O método de prospecção geológica é realizado através de aerofotogrametria, permitindo a determinação das feições geológicas através de fotografias do terreno retiradas de aviões e por meio do método sísmico de reflexão que é o mais utilizado devido seu alto grau de eficiência na definição das feições geológicas em subsuperfície, vantajoso também por ter custo relativamente baixo. Essa sísmica é responsável por mais de 90% dos investimentos da prospecção (ARAÚJO *ET AL.*, 1980).

3.2 Elevação de Petróleo

A elevação de petróleo é um segmento da tecnologia de produção de petróleo que trata do escoamento de fluidos produzidos por um poço desde o fundo até a superfície incluindo o escoamento multifásico através da coluna de produção, sistemas de bombeio de subsuperfície, os meios de transmissão de energia da superfície até o fundo do poço e o acoplamento do comportamento do sistema de elevação com o do reservatório. A seleção do método de elevação mais adequado do ponto de vista técnico e econômico é um dos temas mais importantes em elevação de petróleo (BROWN, 2013).

A produção surgente ocorre quando o poço de petróleo não requer de elevação artificial para produzir, possui simples instalação. No revestimento do poço é instalada a coluna de produção. O packer ou obturador isola o espaço anular entre revestimento do poço e a coluna de produção. Na cabeça de produção é instalado uma árvore de natal que possui um conjunto de válvulas que permitem isolar ou abrir para produção do poço ou, ainda, dar acesso ao seu interior, e entre esta e a linha de produção é instalado uma válvula com abertura regulável denominada bean ou choke. Um esquema típico de um poço surgente está na figura 2.

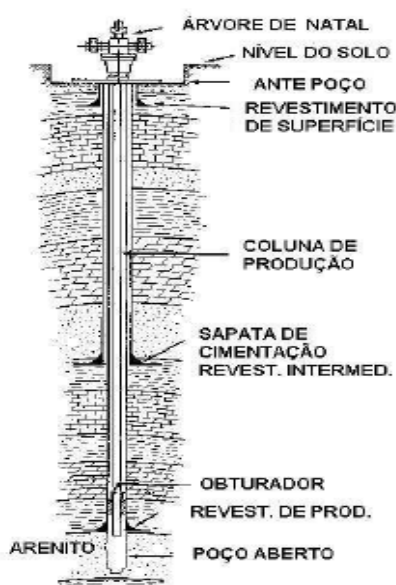


Figura 2-Esquema de um poço surgente

Fonte: Andrade (2013)

O funcionamento do poço surgente é baseado em algumas características, partindo desses parâmetros é possível definir duas curvas: A IPR (*inflow performance relationship*) que relaciona a vazão de fluido do reservatório com a pressão no fundo do poço. Quanto menor a pressão de fundo, maior será o influxo de fluido do reservatório para o poço. Para dada vazão ela estabelece qual a pressão disponível no fundo do poço para a elevação natural, seu conhecimento exige de dados de reservatórios, de produção e características do fluido e a TPR (*tubing production relationship*) que a vazão de produção é relacionada com a perda de carga desde o fundo do poço até o separador de produção para diversas combinações de diâmetro de coluna de produção, abertura do *bean*, pressão de separador e diâmetro de linha de produção. Com a perda de carga e a pressão no separador, pode-se estabelecer a pressão de fundo necessária para escoar cada valor de vazão. A pressão no fundo provinda da TPR estabelece a pressão requerida no fundo do poço para escoar dada vazão e a mesma requer conhecimentos das características do poço, especialmente de seus equipamentos, das características do fluido produzido e do comportamento do escoamento multifásico (NUNES, 2008).

O ponto de encontro entre a TPR e a IPR dá a vazão de operação por surgência de um poço. Caso se queira operar com uma vazão maior, deve-se colocar um sistema de elevação que supra o diferencial de pressão requerido. A figura 3 mostra uma a IPR e a TPR de um poço, assim como o ponto de operação por elevação natural e o diferencial de pressão requerido do sistema de elevação artificial para operar com vazão maior. Ele produzira vazão menor do que um equipado com bombeio, no caso deste gráfico, se o poço for equipado para surgência. A p_{wf} mínima é a pressão mínima requerida pelo método de bombeio, abaixo da qual o método não se torna eficiente. O sistema de bombeio deverá promover uma elevação de pressão de ΔP (ASSMANN, 2008).

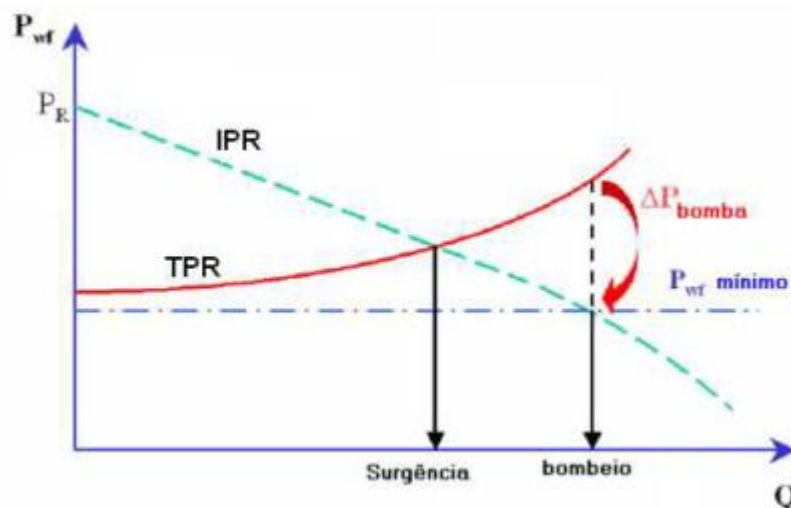


Figura 3-TPR e IPR de um poço com os pontos de operação

Fonte: Assmann (2008)

3.2.1 Descrição dos Métodos de Elevação

Alguns poços de petróleo no começo da sua vida útil apresentam bons parâmetros para que haja produtividade de hidrocarboneto do reservatório para a superfície, decorrente da excelente quantidade de pressão que o reservatório possui. Porém com a produção acumulada ao passar do tempo ocasiona queda de pressão, dessa forma o reservatório não terá energia suficiente para a elevação dos fluidos até a superfície fazendo com que a vazão não seja econômica. Nessa etapa o poço é analisado com o propósito de se ter posicionamento sobre seu futuro, ou seja, se vai ser abandonado ou utilizara técnicas de elevação artificial, usando equipamentos específicos para aumentar a vazão do poço (ESTEVAM, 2006).

Métodos de elevação artificial são aplicados para alavancar ou retomar a produção de um poço que deixou de ser surgente ou então para a produção de fluidos em poços que não apresentam surgência desde o início de sua operação. Na indústria de petróleo existem quatro principais métodos de elevação artificial que são utilizados atualmente e as características do poço tem grande influência na decisão de qual técnica utilizar no mesmo. *Gás-lift* contínuo (GLC) e intermitente (GLI), bombeio

centrífugo submerso (BCS), bombeio mecânico com hastes (BM) e o bombeio por cavidades progressivas (BCP) são as estratégias convencionais atualmente mais utilizadas pelas indústrias (THOMAS, 2004).

3.2.2 Gás-Lift (GL)

Esse método de elevação artificial utiliza a energia contida em gás comprimido para elevar fluidos (óleo e/ou água). No *gás-lift* contínuo (GLC) o gás é deslocado por linhas de alta pressão e injetado no poço através de uma válvula de *gás-lift* localizada na coluna de produção, com finalidade de gaseificar o líquido do poço, diminuindo sua densidade e reduzindo as perdas de pressão ao longo da coluna fazendo com que a pressão de fundo do poço se torne alta para elevar os fluidos; O *gas-lift* intermitente (GLI) baseia-se no deslocamento de golfadas de fluxo para a superfície, através da injeção de gás a alta pressão na base de golfadas (THOMAS, 2004)..

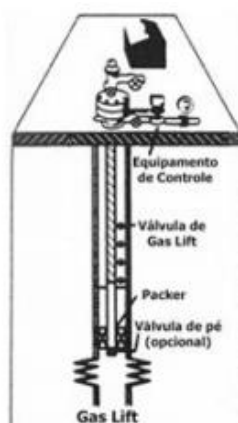


Figura 4-Principais equipamentos do GLC

Fonte: Adaptada de lea e nickens (1999)

Essa técnica é especialmente adequada para ambientes offshore operando com elevadas vazões de produção e com produção de sólidos, capaz de produzir em elevadas profundidades e com vazão de 1 a 1.700m³/dia, sendo propício para poços produtores de fluido com elevada razão gás- líquido (BEZERRA, 2002), porém, requer disponibilidade de gás, possui baixa eficiência energética acarretando em elevados custos não recomendado para a produção de baixas vazões de líquido, apresenta

dificuldades em elevar emulsões e óleos viscosos. Na Figura 4 observam-se os principais componentes do *gás lift* (BEZERRA, 2002).

3.2.3 Bombeio Mecânico (BM)

Este método de elevação é o mais utilizado, podendo ser introduzido para elevar vazões médias de poços rasos ou baixas vazões para grandes profundidades. Esse mecanismo acontece pelo movimento rotativo de um motor elétrico ou de combustão interna, que é transformado em movimento alternativo por uma unidade de bombeio localizada próxima à cabeça do poço, então uma coluna de hastes tem a função de transmitir o movimento alternativo para o fundo do poço acionando uma bomba que tem a finalidade de elevar os fluidos produzidos pelo reservatório até a superfície (TAKACS, 2009).

➤ Principais Equipamentos

Os principais componentes do bombeio mecânico são: bomba de fundo, coluna de hastes e unidade de bombeio, conforme ilustrado na figura 5.

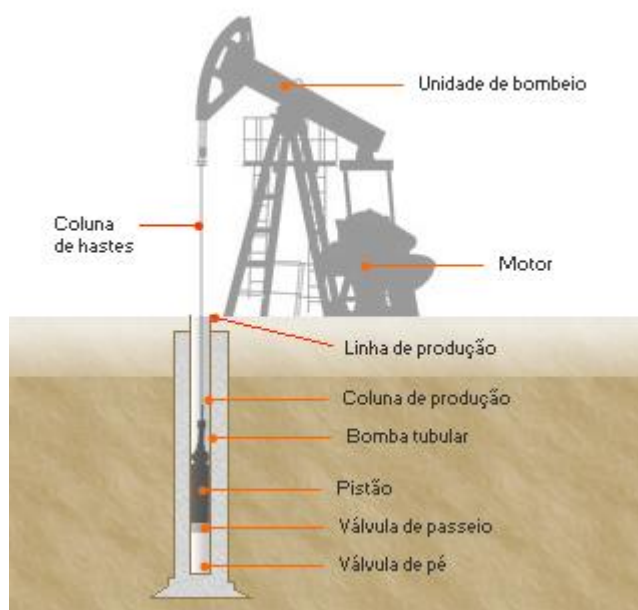


Figura 5-Principais equipamentos do BM

Fonte: Monteiro, *et al.* (2016)

A bomba de fundo tem função de fornecer energia ao fluido vindo da formação, elevando-o para a superfície. A transmissão de energia ao fluido ocorre sob a forma de aumento de pressão. A bomba é do tipo alternativo, de simples efeito, com as seguintes partes principais: camisa, pistão, válvula de passeio e válvula de pé representados na figura 6.

O ciclo de bombeio é dividido em dois tipos de cursos: ascendente quando o pistão sobe comprimindo o fluido acima da válvula de pé, e descendente. A baixa de pressão criada entre o pistão e a válvula de pé no fluxo ascendente faz com que esta se abra e permita a passagem do fluido contido no anular para o interior da bomba. E no descendente, o pistão desce aumentando a pressão entre as válvulas, fazendo com que a válvula de pé se mantenha fechada e a válvula de passeio se abra, permitindo a passagem do fluido para cima do pistão (MONTEIRO, *ET AL.*, 2016).

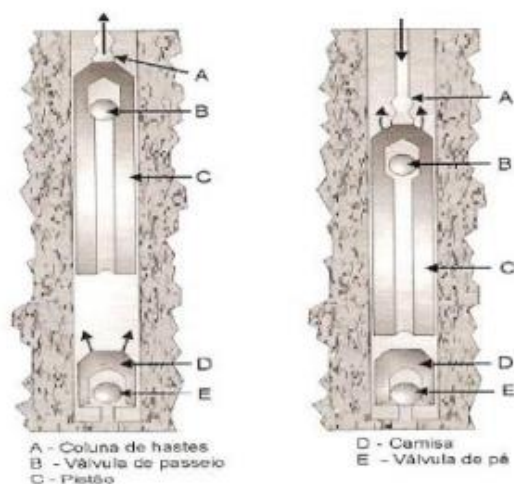


Figura 6-Partes da bomba e ciclo de bombeio

Fonte: Thomas (2001)

As hastes operam em ambientes abrasivos, corrosivos ou ambos. Pode haver cargas cíclicas, já que o peso do fluido acima da bomba é mantido pela coluna de hastes no curso ascendente; já no curso descendente é sustentado pela coluna de produção. A coluna de hastes é um ponto crítico do sistema devido aos esforços alternativos.

A unidade de bombeio é um equipamento de superfície que converte movimento rotativo em movimento alternativo, destinado ao acionamento da bomba de fundo por meio de uma coluna de hastes de bombeio. A estrutura de uma unidade de bombeio

é composta por: base, tripé, balancim, cabeça da UB, biela e manivela, contrapesos, caixa de redução e motor (GOMES, 2009).

➤ **Características Operacionais**

Esse método apresenta problemas operacionais mediano em poços direcionais/horizontais, em poços que produzem areia, sua aplicação em poços com alta RGL (razão gás/líquido) não é recomendada porque o gás leva a um preenchimento parcial da bomba e conseqüente menor eficiência volumétrica, produção elevada de areia é prejudicial ocasionando danos às partes móveis da bomba, mas é uma técnica eficiente, simples e de fácil operação, apresentando custo baixo em relação aos demais métodos (OLIVEIRA, 2014).

3.2.4 Bombeio por Cavidades Progressivas (BCP)

Essa técnica acontece com a transferência de energia ao fluido, feita através de uma bomba de cavidades progressivas. É uma bomba de deslocamento positivo que trabalha imersa em poço de petróleo, constituída de rotor e estator. A ação do bombeio é executada através do giro do rotor no interior do estator originando um movimento axial das cavidades, progressivamente no sentido da sucção para a descarga. O movimento do rotor pelas cavidades no BCP promove um fluxo linear e menor velocidade de fluxo reduzindo a agitação dos fluidos e, conseqüentemente, a emulsão. Sua bomba de fundo é conectada a superfície por meio de uma coluna de hastes (ALMEIDA, 2010).

➤ Principais Equipamentos

Os equipamentos de superfície do BCP são: cabeçote, motor, coluna de haste e bomba de cavidade progressiva conforme a figura 7.

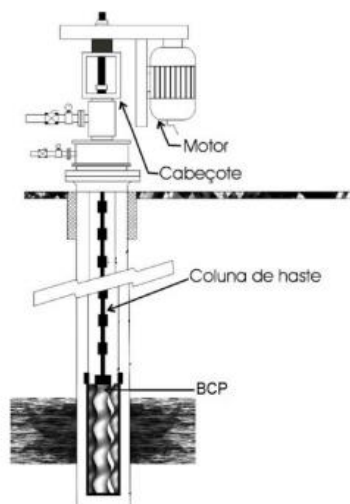


Figura 7-Principais componentes do (BCP)

Fonte: Neto (2011)

O motor elétrico ou de combustão interna tem faixa de rotação entre 300 e 600 RPM, o cabeçote que reduz a rotação do motor para a rotação específica da bomba é instalado entre o motor e a coluna de hastes. A coluna recebe o movimento do cabeçote e o transmite para a Bomba de Cavidades Progressivas (BCP) e a própria BCP funciona por rotação de um rotor de aço com forma helicoidal dentro de um estator revestido de elastômero. As cavidades são formadas entre o estator e o rotor e se movem para cima conforme o rotor gira. A coluna de hastes do sistema de elevação por BCP é similar ao conjunto de hastes do bombeio mecânico, acionada por um motor elétrico ou de combustão interna localizado na superfície (ALMEIDA, 2010).

➤ Características Operacionais

Esse método possui elevada eficiência energética, da ordem de 50 a 70%, aplicabilidade elevada na produção de areia, custos operacionais baixos. Possui processo de instalação simples e é excelente para fluidos viscosos e com baixo grau API. Suas baixas velocidades de operação admitem que a bomba mantenha longos

períodos de funcionamento, se não houver ataques químicos, desgaste excessivo ou instalada em grandes profundidades.

Altas temperaturas e presença de gases podem ocasionar o endurecimento e a expansão dos compostos de borracha do estator. Gás livre deve ser separado para aumentar a eficiência, não há bloqueio de gás, mas a passagem de grandes quantidades de gás irá superaquecer a bomba e ocorrerão danos ao estator (THOMAS, 2001).

➤ **Etapas de Dimensionamento da BCP**

O dimensionamento desse método é realizado a partir de algumas etapas segundo a norma API RP 11L:

a) Determinação da vazão líquida na bomba

$$q_{L,d} = \beta_o * q_{BCP} \quad (1)$$

Onde:

$q_{L,d}$ Vazão líquida na bomba (bbl/d)

β_o Fator volume de formação

q_{BCP} Vazão da BCP a ser produzido (bbl/d)

b) Pressão de sucção da bomba

$$P_{sucção} = (\gamma_L * (P_f - N_d)) \quad (2)$$

Sendo:

$P_{sucção}$ Pressão requerida da bomba (150 a 300 psi)

P_f Profundidade final do poço (Ft)

γ_L Peso específico do fluido produzido (g/cm³)

ND Nível dinâmico (Ft)

c) Pressão de descarga

$$P_o = (\gamma L * (P_f) + P_r) \quad (3)$$

Sendo:

P_o Pressão de descarga (psig)

Profundidade final do poço (Ft)

P_r Profundida de Sapata anterior (Ft)

γL Peso específico do fluido produzido (g/cm³)

d) Índice de Produtividade

$$IP = \frac{qL_d}{P_e - P_{wf}} \quad (4)$$

Sendo:

P_e Pressão estática do fundo do poço (psi)

P_{wf} Pressão de fluxo no fundo do poço (psia)

q_{L,d} Vazão líquida na bomba (bbl/d)

e) A P_{wf} usando a teoria

$$P_{wf} = \gamma L * (P_f - ND) \quad (5)$$

Sendo:

γL Peso específico do fluido produzido (g/cm³)

ND Nivel Dinamico (ft)

P_f Profundidade Poço Final

f) Cálculo da Vazão Máxima

$$q_{Max} = IP * P_e \quad (6)$$

Sendo:

P_e Pressão estática do fundo do poço (psi)

IP Índice de produtividade (bbl/d)

q_{Max} Vazão máxima (bbl/d)

3.2.5 Bombeio Centrífugo Submerso (BCS)

➤ Particularidades e Desempenho

Um método de elevação que vêm sendo cada vez mais utilizado devido a sua disponibilidade, funcionalidade e flexibilidade dos equipamentos, é o bombeio centrífugo submerso (BCS). O BCS é utilizado em poços com altas temperaturas, fluidos de alta viscosidade, em poços que produzem com alto teor de água e de baixa razão gás-óleo. Estudos estão sendo realizados para que este método de elevação seja utilizado em poços de alta razão gás-óleo (THOMAS, *ET AL*, 2004).

Esse método é utilizado para a elevação de grandes vazões de líquido em ambientes *onshore* ou *offshore*, e os valores são bastante superiores aos limites operacionais de outros métodos de elevação artificial, fato este que torna o BCS uma aplicação particularmente atraente para poços de alta vazão em ambientes offshore (TAKÁCS, 2009).

A BCS é acionada devido a transmissão da energia para o fundo do poço via cabos elétricos, transformada em energia mecânica através de um motor de subsuperfície, o qual está acoplado a uma bomba centrífuga emitindo energia para o fluido sob a forma de pressão, elevando o fluido para a superfície.

➤ Principais componentes

Os equipamentos responsáveis pelo bombeio centrífugo submerso, podem ser localizados na superfície ou na subsuperfície. A figura 8 demonstra o esquema de um BCS de um poço produtor.

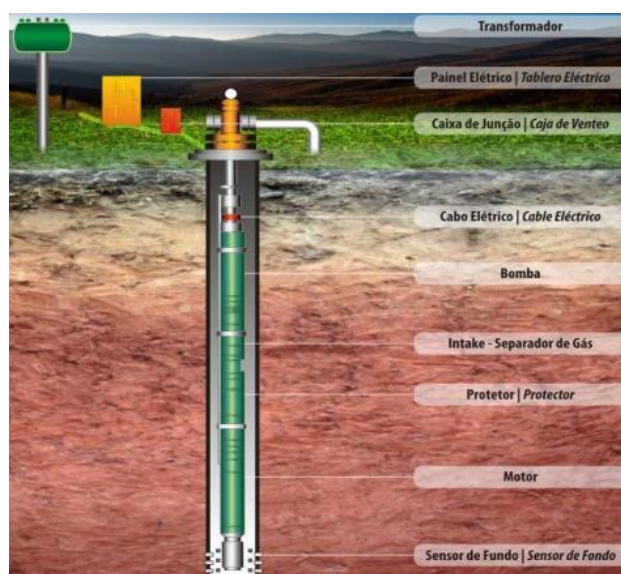


Figura 8-Componentes da BCS

Fonte: Takács (2009)

1. Equipamentos de subsuperfície:

A bomba do BCS é do tipo centrífuga de múltiplos estágios, onde o número de estágios é definido por sua vazão volumétrica e pela altura que será elevado. Após a admissão do fluido na bomba, o mesmo é acelerado pelo rotor (impulsor) ao final do ciclo o fluido será acelerado passando pelo difusor que permanece imóvel fazendo com que redirecione o fluido. O difusor pode ser chamado também de recuperador, é a onde acontece a transformação da energia cinética do fluido que está sendo direcionado para sair no rotor, em energia de pressão. A Figura 9 abaixo ilustra os estágios da bomba para BCS (FOX, 2004).

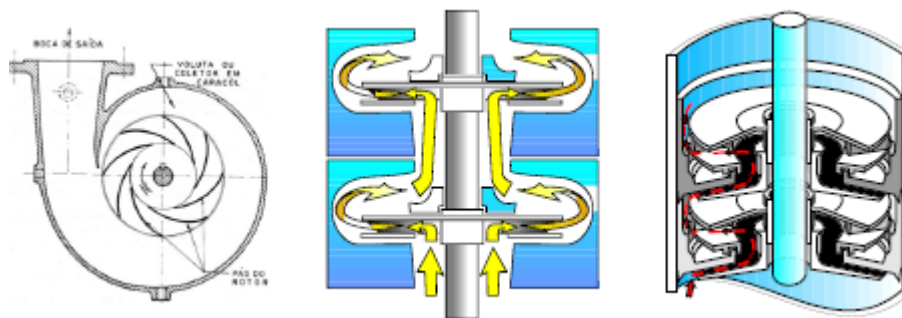


Figura 9-Estágios de bomba centrífuga BCS

Fonte: Bearden (2007)

O fluxo pode ser radial ou misto no estágio da bomba onde o mesmo será classificado devido a relação sobre a direção de descarga desde o rotor. O uso de bombas de baixa capacidade de produção inferiores a 3000 BPD (taxa nominal de produção) são utilizadas no estágio radial, enquanto as dos tipos mistos são usadas para vazões maiores (TAKACS, 2009).

> Motor Elétrico

Os motores devem ter capacidade de trabalhar em condições extremas, sendo resistentes a em altas temperaturas, pressões e aos fluidos que estão sendo produzidos. Circunstancias como essas serviriam como melhora de isolamento elétrico, na lubrificação dos mancais e no resfriamento do motor. A escolha do motor vai depender de alguns quesitos como potência necessária, transformadores disponíveis, profundidade do poço e diâmetro do revestimento (TAKACS, 2009).

> Cabo elétrico

O cabo elétrico a ser escolhido deve ser trifásico e com condutores de cobre e alumínio. A função mais que importante do cabo elétrico é transmitir energia contida na superfície para o motor localizado na subsuperfície. O cabo a ser usado deve estar de acordo alguns parâmetros, como a temperatura que estará presente na operação, voltagem da rede, o tipo do fluido que será produzido, o espaço disponível entre o revestimento e a coluna de produção e a corrente elétrica que irá alimentar o motor (TAKACS, 2009).

> Admissão da bomba (Intake)

A admissão da bomba está localizada na parte inferior desta e é o trajeto do fluido para o abastecimento do primeiro estágio. A admissão pode ser de dois tipos sendo o de separador de gás quando contém um volume de gás livre na entrada de bomba sendo fora dos padrões, e vindo afetar na eficiência do bombeio ou na forma simples (standard). Podendo ser levado em conta outros fatores para a escolha da admissão da bomba como a vazão do líquido e da razão gás-líquido (RGL) nas condições de bombeio (TAKACS, 2009).

> Protetor

Equipamento está localizado entre a admissão da bomba e o motor, tendo como função conectar as carcaças da bomba com a do motor igualando seus eixos, terá como função também prevenir a entrada de fluidos indesejados que são produzidos no motor, equalizar a pressões do motor e do fluido produzido fazendo assim uma prevenção para haja um diferencial de pressão no protetor, munir o volume que será aumentando devido ao aquecimento do óleo do motor que foi aquecido, guardando assim os mancais que absorvem os esforços axiais transmitidos pelo eixo da bomba (TAKACS, 2009).

2. Equipamentos de superfície

Os principais equipamentos de superfície são:

> Controlador elétrico

Tem como função energizar a BCS, sentir condições da operação sendo elas sobrecarga, parada da bomba, curto circuito etc. Estará responsável também por parada e partida da bomba com o que está programado. Possui dois controladores sendo eles: Eletromecânicos convencionais que são responsáveis pela velocidade fixa e vazão fixa, e Controlador variável de velocidade – controla a velocidade variável e vazão variável (variador da frequência da corrente elétrica – VFD) (TAKACS, 2009).

> Transformador

Equipamento com finalidade de transforma a tensão da rede de distribuição para a tensão requerida pelo o motor da BCS usado. Qual transformador a ser escolhido vai depender da voltagem da rede, voltagem do motor, perda no cabo elétrico e potência do motor (TAKACS, 2009).

> Caixa de junção

Equipamento tem como finalidade a ventilação do cabo trifásico, promovendo assim a saída do gás produzido pelo poço que será migrado para o interior do cabo. Caso interessante é que este acessório não pode ser instalado entre o quadro de comando do poço, sendo instalado somente quando há um aprisionamento de gás (TAKACS, 2009).

> Válvula de drenagem de alívio

De forma geral evita que a coluna venha cheia de fluidos após sua retirada, quando é descida a válvula de retenção usa-se a válvula de drenagem de alívio estimulando o derramamento de óleo toda vez que um tubo for desconectado (TAKACS, 2009).

> Válvula de retenção

Equipamento responsável por manter o fluido contido no interior da coluna de produção, não deixando o fluido retornar numa eventual parada, onde o retorno giraria a bomba no sentido inverso e assim danificando a mesma (TAKACS, 2009).

> Sensores de pressão e temperatura

Material instalado abaixo do motor com finalidade de quantificar as pressões e temperaturas que estão no fundo do poço para a superfície, a conectividade acontece através de um cabo que leva energia ao motor (TAKACS, 2009).

➤ **Características Operacionais**

A vantagem dessa técnica é que provoca baixa poluição sonora e visual, tornando-a adequada para ambientes urbanos. Em casos que requerem elevada vazão, é aplicável em poços direcionais (requer raio elevado, ou seja, baixa taxa de

ganho de ângulo) e tem possibilidade de monitoramento da pressão de fundo pela instalação de sensores via cabo ou telemetria; para seu funcionamento é necessário que haja uma fonte de energia elétrica confiável, possui elevado custo de *workover*, não são aplicáveis em poços com elevada produção de areia, sensível a elevadas temperaturas e não é recomendado para óleos viscosos devido ao aumento da potência elétrica requerida e redução da eficiência de bombeio.

Segundo TAKÁCS 2009, “O BCS trabalha com uma larga faixa de vazões, podendo elevar vazões extremamente altas em baixas profundidades. Não particularmente adaptável a vazões de produção menores que 200 bpd.

O método de elevação artificial a ser escolhido depende de alguns fatores, como o número de poços, profundidade do reservatório, a produção de areia, equipamento disponível, disponibilidade de energia, treinamento do pessoal, custo operacional, entre outros (TAKACS, 2009).

3.3 Acompanhamento do Poço em Produção do BCS

O acompanhamento é realizado através de testes de produção, em cartas de registro de amperagem como mostra na Figura 10, podendo ser realizado também por sensores de pressão no fundo do poço. A carta de amperagem pode obter subsídios para detectar problemas operacionais logo que surjam e sejam evitados sem maiores problemas (THOMAS, 2004).

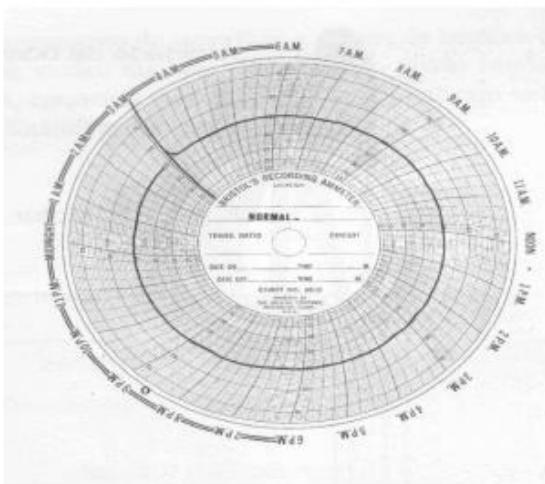


Figura 10-Carta de registro de amperagem

Fonte: Thomas (2004)

3.4 Etapas de Dimensionamento do BCS

Os passos para o dimensionamento do BCS serão apresentados logo abaixo segundo a norma API RP 11S2:

- 1- Determinação da vazão líquida na bomba.

$$q_{L,d} = \beta_o * q_{BCS} \quad (7)$$

Onde:

$q_{L,d}$ Vazão líquida na bomba (bbl/d)

β_o Fator volume de formação

q_{BCS} Vazão da BCS a ser produzido (bbl/d)

2- A Pwf usando a teoria de vogel.

$$P_{wf} = 0,125 \cdot \rho \cdot \left[\sqrt{81 - 80} \cdot \left(\left(\frac{q_{L,d}}{q_{MaxR}} \right) - 1 \right) \right] \quad (8)$$

$$q_{MaxR} = \beta o * q_{Max} \quad (9)$$

Sendo:

Pwf Pressão de fluxo no fundo do poço (psi)

ρ Pressão de reservatório (psig)

qL,d Vazão líquida na bomba (bbl/d)

qMaxR Vazão máxima querida (bbl/d)

3- Determinação da profundidade mínima que a bomba pode operar, desprezando o peso da coluna de gás no anular e realizando o cálculo.

$$D_{pump} = D_{can} - \frac{P_{wf} - P_{sucção}}{0,433 * \gamma_L} \quad (10)$$

$$\gamma_{LREAL} = \frac{141,5}{131,5 + \text{°API óleo}} \quad (11)$$

$$\gamma_L = \gamma_{LREAL} * \gamma_{H2O} \quad (12)$$

Sendo:

Pwf Pressão de fluxo no fundo do poço (psia)

γL Peso específico do fluido produzido (g/cm³)

γH2O Peso específico da água (g/cm³)

γ_L REAL Peso específico do fluido produzido (g/cm³)

$P_{sucção}$ Pressão requerida da bomba (150 a 300 psi)

D_{pump} Profundidade mínima da bomba (ft)

D_{can} Profundidade do intervalo de canhoneio (ft)

4- Pressão de sucção da bomba

$$P_{sucção} = P_{wf} - (\gamma_L * 0,433) * H \quad (13)$$

Sendo:

$P_{sucção}$ Pressão requerida da bomba (150 a 300 psi)

P_{wf} Pressão de fluxo no fundo do poço (psia)

γ_L Peso específico do fluido produzido (g/cm³)

H Altura (ft)

Pressão de descarga

$$P_o = H_{coluna} + H_{fricção} + H_{contrapressão} \quad (14)$$

$$H_{Coluna} = \gamma_L * 0,433 * \Delta H \quad (15)$$

Sendo:

P_o Pressão de descarga (psig)

H_{coluna} Perda de carga da coluna (psig)

$H_{fricção}$ Perda de carga devido a fricção (psig)

Hcontrapressão Perda de carga devido a contrapressão do fluido (psig)

γ_L peso específico do fluido produzido (g/cm^3)

5- *HEAD* da bomba

$$HEAD = \frac{\Delta P}{0,433} \quad (16)$$

$$\Delta P = P_{descarga} - P_{sucção} \quad (17)$$

Sendo:

HEAD Altura manométrica

ΔP Diferencial de pressões ($P_{descarga} - P_{sucção}$) (psi)

6- Nº de estágios bomba através da curva de características de bomba do fabricante.

$$H_{estagio} = \frac{h}{estagios} \quad (18)$$

$$Ne = \frac{H}{H_{estagio}} \quad (19)$$

Sendo:

$H_{estagio}$ Altura do estagio (ft/estagio)

Ne Número de estágios (ft/estagio)

7- Determinar a potência que será requerida pela bomba multiplicando a potência por estagio pelo número de estágios.

$$P_{reqEstagios} = \frac{P}{Estagios} \quad (20)$$

$$P_{motor} = N^{\circ}estagios * P_{reqEstagio} \quad (21)$$

Sendo:

$P_{reqEstagios}$: Potência requerida por estágios (HP/estágios)

P_{motor} : Potência do motor (HP)

$N^{\circ}Estagios$ Numero de estágios

3.5 Problemas Operacionais

Em geral quaisquer equipamentos que são usados na indústria de petróleo podem apresentar problemas operacionais durante sua vida útil, vindo apresentar quantidades de areia mesmo que em pequenas quantidades, como também a liberação de gás que está presente no petróleo em altas pressões e vindo a danificar os equipamentos utilizados no método de elevação artificial escolhido (OLIVEIRA, 2014). Abaixo serão apresentados exemplos de problemas operacionais que podem ocorrer nas técnicas de suplementação de pressão no reservatório e a solução do mesmo.

a) Incrustação no motor

A incrustação quando ocorre ao redor do motor tende a piorar a sua refrigeração, devido a mesma impossibilitar o contato do fluido com a carcaça do motor, podendo levar a queima do equipamento. Quando este evento acontece a bomba tende a provocar a sua obstrução. Este problema pode ser solucionado injetando anti-incrustante quando se usa um cabo elétrico especial, onde é composto por um pequeno tubo para injeção (OLIVEIRA, 2014).

b) Gases corrosivos

Os gases corrosivos causam a corrosão dos componentes da bomba e dos equipamentos do BCS como um todo. Podendo ser utilizados equipamentos especiais contra corrosão. Nesta particularidade os equipamentos são tratados para resistirem aos gases corrosivos, deixando assim o mais alto seus valores unitários (OLIVEIRA, 2014).

c) Parafina

A parafina tem problemas semelhantes a incrustação, podendo agravar a refrigeração do motor e com isso provocando obstrução na bomba. Neste caso pode ser injetado produtos que removam a parafina (OLIVEIRA, 2014).

d) Influência de gás na bomba

Na maioria das vezes deve-se evitar a admissão de gás na bomba, devido percentual de gases livres ser elevado deteriora a curva de recalque (de líquido) da bomba. Apesar de que o percentual de gás livre pode ser manuseado pelas bombas dependendo de sua capacidade de vazão. Quando acontecer de apresentar o percentual de gás livre na admissão da bomba ultrapassar 10% é recomendado o uso de separador de gás ou, alternativamente, aprofundar a bomba diminuindo a sua vazão. Bombas de fluxo misto podem manusear mais gás do que as bombas de fluxo radial (OLIVEIRA, 2014).

e) Areia

No fluido que está sendo produzido, a areia está presente sob forma de traços em todo fluido. Devido apresentar certa quantidade de areia que ficou acumulada e sendo sentida pela bomba em eventuais desligamentos do conjunto da BCS, pode-se ocorrer o risco de travamento da bomba. O teor máximo a ser admitido de areia é de 0,005%. Porém este valor é difícil de ser medido e muitas das vezes várias bombas operando em poços com certo teor ou em menores quantidade de areia ocorreu o travamento (OLIVEIRA, 2014).

3.6 Principais Cenários Onde São aplicado os Métodos de Elevação

Os métodos de Elevação artificial têm seus limites da capacidade operacional que devem ser comparados com os valores dos parâmetros de entrada, dessa forma a seleção do melhor método de elevação artificial para determinado poço pode ser identificado através da Figura 11, que apresenta os pontos relevantes de forma resumida das aplicações dos principais métodos, ou seja, os limites operacionais dos métodos de elevação.

SELEÇÃO DO MÉTODO DE ELEVAÇÃO				
Características	BM	BCP	BCS	GL
Areia	●	●	●	●
Parafina	●	●	●	●
Alta RGO	●	●	●	●
Tortuosidade	●	●	●	●
Corrosão/Scale	●	●	●	●
Alta vazão	●	●	●	●
Baixa vazão	●	●	●	●
Grande profundidade	●	●	●	●
Alta temperatura	●	●	●	●
Alta viscosidade	●	●	●	●
Flexibilidade	●	●	●	●

Fraco	Regular	Bom	Excelente
●	●	●	●

Figura 11- Seleção do Método de elevação

Fonte: TAVARES, (2015)

Os cenários de perfuração e completação tem grande impacto na determinação não só do melhor método de elevação, assim como a capacidade de produção do poço. Questões Geográficas e ambientais podem ser decisivos. Os Projetos em plataformas offshore têm limitações devido ao tamanho físico e peso máximo dos equipamentos de elevação artificial que podem ser instalados, dessa forma o uso do

Bombeio mecânico não é recomendado para esse tipo de cenário. Ambientes onshore podem influenciar na seleção do método de elevação artificial, pelo fato do ambiente urbano exigir o mínimo de impacto visual e acústico ou um local remoto com disponibilidade mínima de infraestrutura pode levar a escolha de determinados tipos de elevação artificial (TAVARES, 2015).

3.7 Custos Envolvidos

Na figura 12 abaixo apresentamos os valores dos custos dos equipamentos para a montagem de um sistema BCS. Fica claro que a maior parte dos custos com equipamentos são os de subsuperfície. Onde o motor pode chegar a custar 35% do todo sistema de equipamentos.

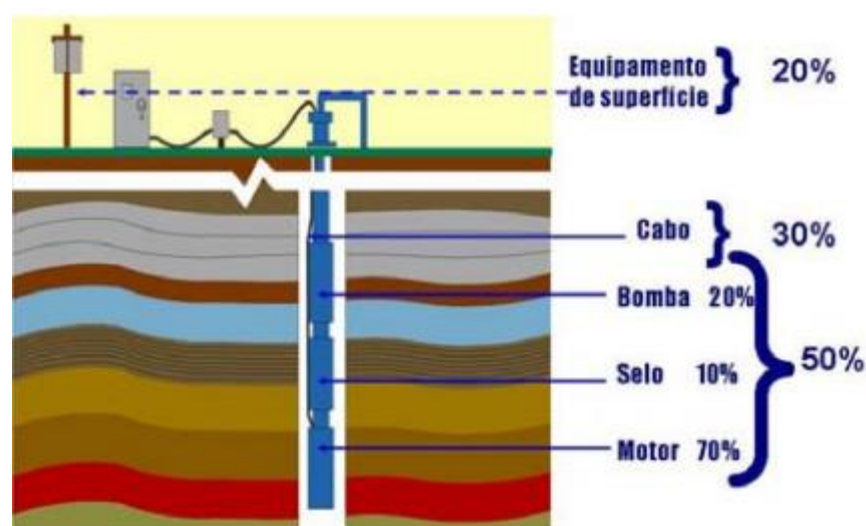


Figura 12-Custo típico com equipamentos BCS

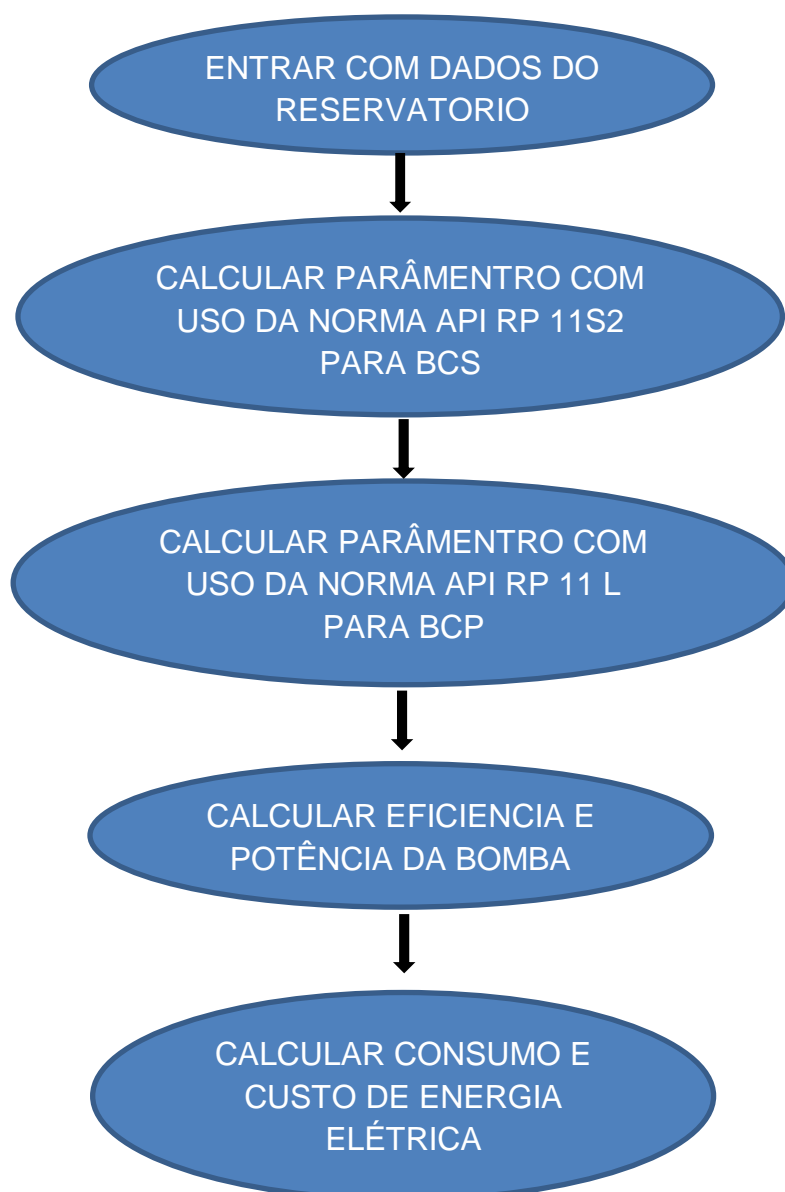
Fonte: Bravim (2006)

Devido à contaminação do óleo isolante do motor elétrico podem acontecer curtos circuitos entre as espirais, mas esse caso pode ser solucionado realizando um rebobinamento. O serviço oferecido para o rebobinamento de um motor de características de BCS possui um valor médio de U\$ 12.000,00. Já em uma intervenção de *offshore* pode vim custar um custo médio de U\$ 1,5 milhão. Pois quando acontecem problemas no motor de uma forma inesperada, os prejuízos

apresentados são de maiores escalas em função da parada de produção e do período longo para intervenção de equipe técnica específica (BRAVIM, 2006).

4 MATERIAIS E METODOS

A metodologia deste trabalho foi desenvolvida através de pesquisas feitas na literatura, e a partir da mesma foi possível dimensionar a eficiência e potência requerida das bombas a serem usadas para os poços, tanto para o BCS quanto para o BCP. O fluxograma apresentado a seguir ilustra uma melhor visualização das etapas que foram realizadas nesse trabalho para averiguar o mais viável economicamente entre os métodos de elevação definidos.



4.1 Cálculo da eficiência e potência da bomba

4.1.1 BCS

A potência e a eficiência da unidade de bombeio foram calculadas através da curva características para um BCS de 100 estágios, onde as bombas a serem estudadas apresentem tal característica. Figura 13 mostra a curva características típica para uma BCS de 100 estágios.

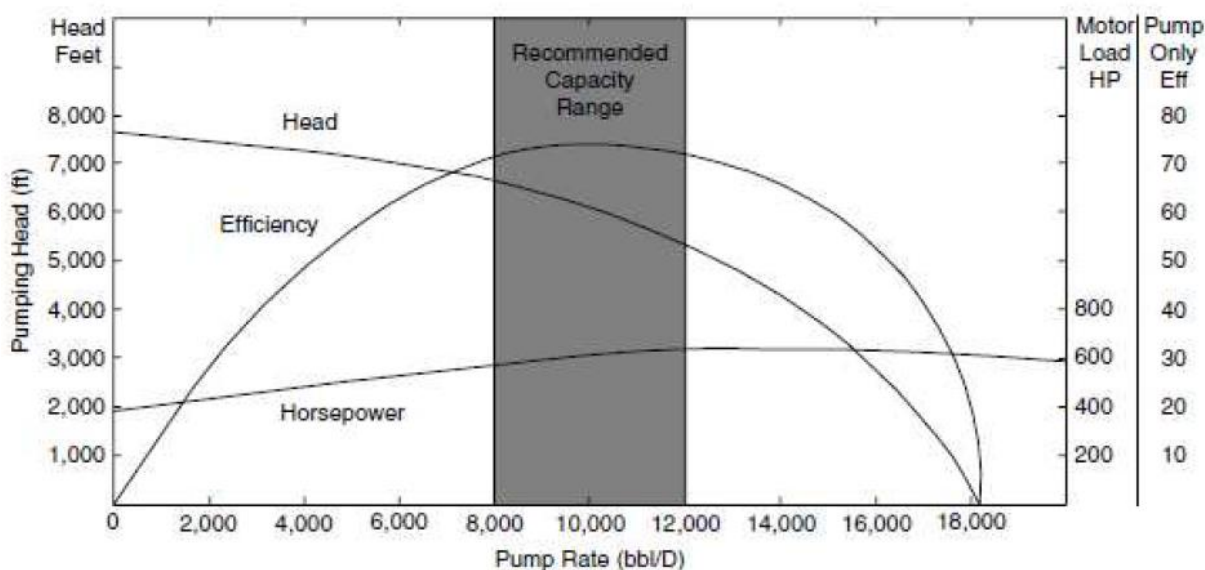


Figura 13-Curva características típica para uma BCS de 100 estágios

Fonte: Takács (2009)

4.1.2 BCP

Já para as BCP foi usado os gráficos que contém as curvas características típicas da bomba com cavidades progressivas e através destes foi possível encontrar os valores de potência, eficiência, torque e a rotação por minutos do trabalho das bombas, como mostra nas figuras 14 e 15 abaixo

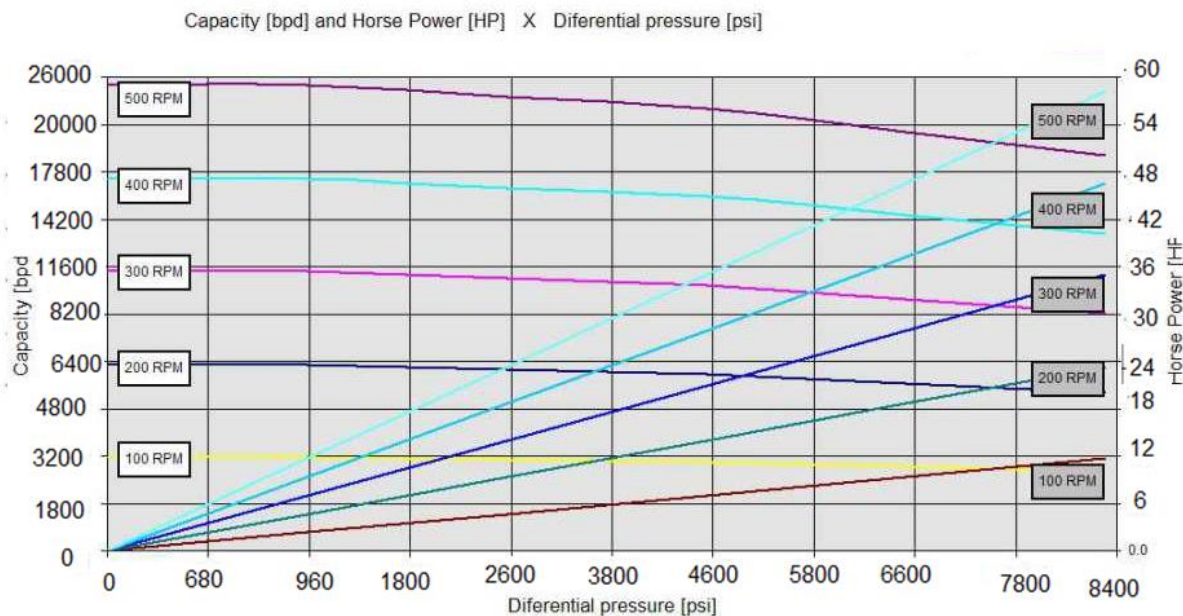


Figura 14- Curva características típica para uma BCP

Fonte: Takács (2009)

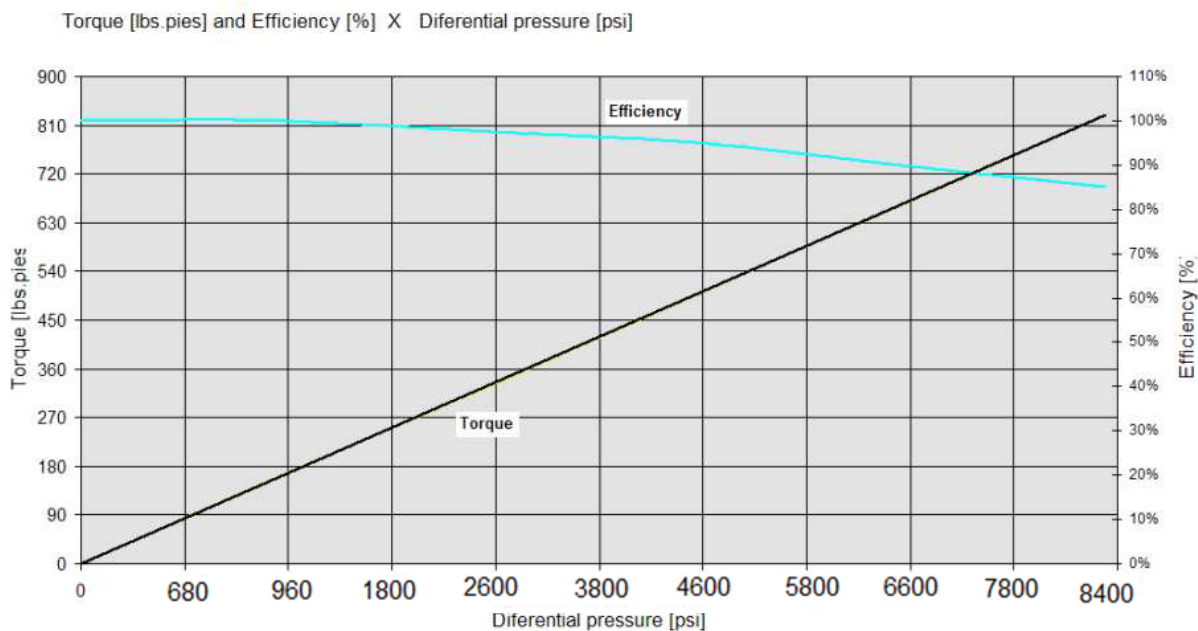


Figura 15- Curva características típica para encontro da eficiência da BCP

Fonte: Takács (2009)

4.2 Consumo e custo de energia elétrica

O custo de energia elétrica apresenta muitas variações que depende da localidade onde se encontra o poço, da tensão corrente e entre várias outras circunstâncias. Por isso, o custo de energia elétrica neste trabalho foi definido como um valor médio de 514,3 R\$/MWh ou 0,5143 R\$/KWh (valor base de indústria no estado de Sergipe).

O consumo de energia pode ser calculado pela formula:

$$\text{Consumo de Energia} = \frac{\text{Potência da bomba (W)} * \text{Horas (h)}}{1000} \quad (22)$$

5 ESTUDO DE CASO

Neste t3pico foi realizado um estudo de caso levando em conta os dados em condi33es iniciais dos po33os A e B que foram criados pelo autor, onde foi calculado os par33metros com uso de cada norma API RP 11S2 para o BCS e API RP 11L para o BCP e por fim calculando o consumo e custo energ33tico e realizando um comparativo final.

5.1 Dimensionamento do po33o A com uso do BCS

➤ Dados de entrada

Para realiza333o dos c33culos de dimensionamento do BCS utilizamos os seguintes dados de entrada:

PO33O A

-Bomba de 100 Est33gios

Tabela 1- Dados do reservat33rio em condi333es iniciais

DADOS	VALORES
Prof. Do po33o	10.000 ft
33leo Produzido	3233API
Raz33o G33s 33leo (RGO)	50 scf/sbbl
BSW	0%
Fator Vol. De Forma3333o	1,25
Viscosidade M33dia	5 cp
Peso Especifico do G33s	0,7 kgf/m ³
Temperatura Superf33cie	70 33F
Temp. Fundo do Po33o	17033F
Press33o do Reservat33rio	4.350 psig
Vaz33o M33xima (AOF)	15.000 st bbl/d

Vazão de Produção Desejada	8.000 st bbl/d
Pressão de Sucção da Bomba	200 psig
Perda de Carga na Fricção	21 psig
Pressão na Cabeça	100 psig

Fonte: Elaborado pelo autor

A partir dos dados do poço acima, foi utilizado os procedimentos descritos na norma API RP 11S2, com os dados de entrada foram calculados os seguintes parâmetros como mostra a tabela 2:

Tabela 2- Parâmetros calculados Poço A (BCS)

Parâmetro	Valor	Unidade
Vazão Líquida da Bomba (qLd)	10.000	Bbl/d
Pressão de Fluxo do Fundo do Poço (Pwf)	2.822,82	psi
Prof. Mínima de Operação da Bomba (Dpump)	2.997,32	ft
Pressão de Sucção da Bomba (Psucção)	2.747,90	psig
Pressão de Descarga (Po)	3.791,54	psig
Altura Manométrica (HEAD)	1.043,54	Unidimensional
Número de Estágios (Ne)	41	Estágios
Potência do Motor (Pbomba)	246	HP

Fonte: Elaborado pelo autor

Na figura 16 ilustra um provável esquema do poço com quadro de previsão geológica e especificações da Coluna de Produção com Diâmetro da COP 3" (ID= 2,992 in) e diâmetro do revestimento 7",

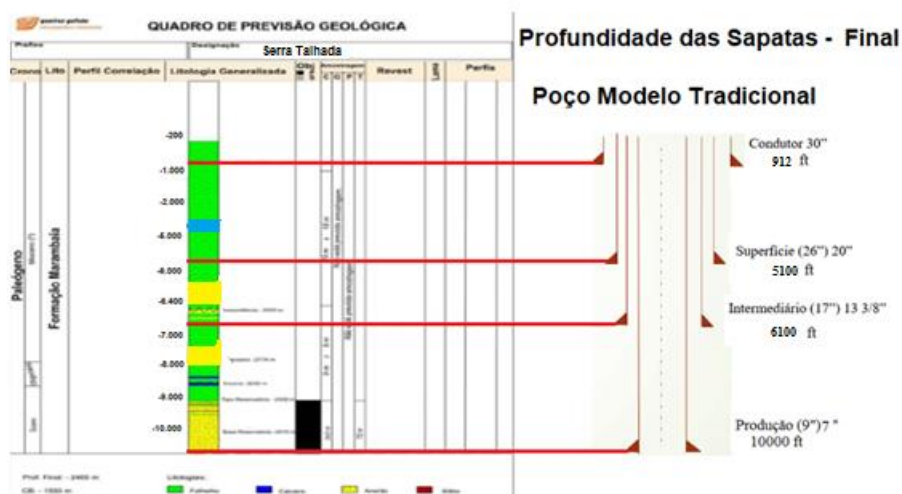


Figura 16-QPG e profundidade final das sapatas Poço A

Fonte: Elaborado pelo autor

5.1.2 Cálculo da potência e eficiência

Para o cálculo da potência e eficiência foi encontrado primeiro o *DPump Rate* (profundidade da bomba no final do poço) e traçando na curva de potência e eficiência que se encontra no gráfico de curva características para uma BCS de 100 estágios foi encontrado seus respectivos valores, como mostra na figura 17.

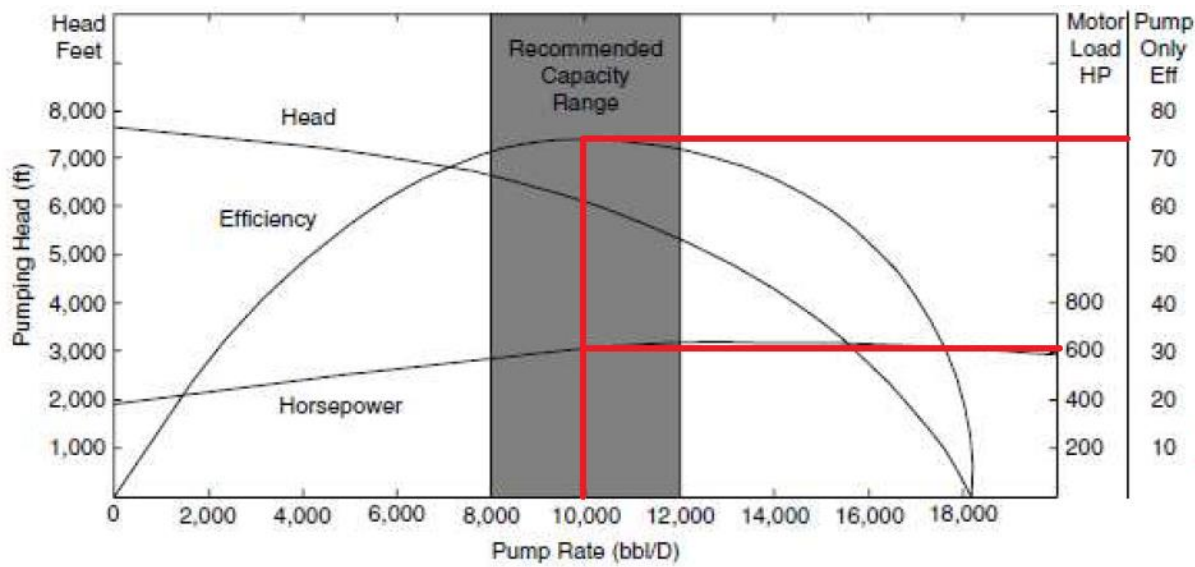


Figura 1- Curva características típica para uma BCS de 100 estágios Poço A

Fonte: Takács (2009)

Com a linha traçada no gráfico e o número de estágios calculado podemos medir a potência da BCS a ser instalada.

$$\text{Potencia da Bomba} = 6,1 \frac{\text{HP}}{\text{estagio}} * 41 \text{ estagio} \quad (23)$$

$$\text{Potencia da bomba} = 246 \text{ HP (eficiência 74\%)}$$

5.1.3 Previsão do consumo e custo de energético

A potência hidráulica que é responsável pelo trabalho de elevação do fluido, foi calculada multiplicando a potência hidráulica por um fator de conversão de HP para quilowatt.

$$\text{Potência Hidraulica} = \text{Potência da Bomba (HP)} * 0,7457 \text{ kW} \quad (24)$$

Assim podemos calcular o consumo de energia pela equação (22), e na tabela 3 e 4, apresentam os resultados do consumo de energia elétrica (Kwh) e custo energético(R\$) respectivamente. :

Tabela 3-Consumo Energético Poço A (BCS)

	Hora	Dia	Mês	Ano
Consumo de Energia Elétrica (Kwh)	183,44	4.402,61	133.913,00	1.606.953,67

Fonte: Elaborado pelo autor

O custo de energia foi calculado utilizando um custo de 514,3 R\$/MWh ou 0,5143 R\$/KWh.

Tabela 4- Custo Energético Poço A (BCS)

	Hora	Dia	Mês	Ano
Custo Energético Previsto (R\$)	94,34	2.264,26	68.871,46	826.456,27

Fonte: Elaborado pelo autor

5.2 Dimensionamento do poço A com uso do BCP

Dados de entrada

Para realização o dimensionamento do BCP utilizamos os seguintes dados de entrada:

POÇO A

-Bomba de 100 Estágios

Tabela 5-Dados do reservatório em condições iniciais

DADOS	VALORES
Prof. Do poço	10.000 ft
Óleo Produzido	32°API
Razão Gás Óleo (RGO)	50 scf/sbbl
BSW	0%
Fator Vol. De Formação	1,25
Viscosidade Média	5 cp
Peso Especifico do Gás	0,7 kgf/m ³
Gradiente do Óleo	0,085 kgf/ m ³
Nível Dinâmico do Fluido	3000 ft
Temperatura Superfície	70 °F
Temp. Fundo do Poço	170°F
Pressão do Reservatório	4.350 psig
Vazão Máxima (AOF)	15.000 st bbl/d
Vazão de Produção Desejada	8.000 st bbl/d
Pressão de Sucção da Bomba	200 psig
Perda de Carga na Fricção	21 psig
Pressão na Cabeça	100 psig

Fonte: Elaborado pelo autor

A partir dos dados do poço acima, foi utilizado os procedimentos descritos na norma API RP 11L, com os dados de entrada foram calculados os seguintes parâmetros como mostra na tabela 6:

Tabela 6- Parâmetros calculados Poço A (BCP)

Parâmetro	Valor	Unidade
Vazão Líquida da Bomba (qLd)	10.000	Bbl/d
Pressão de Fluxo do Fundo do Poço (Pwf)	3051,15	psi

Índice de Produtividade (IP)	6,1	Bbl/d
Pressão de Sucção da Bomba (P _{sucção})	6.000	Psig
Pressão de Descarga (P _o)	8.600	Psig
Diferencial de Pressão(ΔP)	2.600	Psig
Vazão Maxima	26.600	Bbl/d
Potência do Motor (P _{bomba})	58	HP
Rotação Bomba (ROT)	600	RPM
Torque (TORQ)	350	LBFin

Fonte: Elaborado pelo autor

Na figura 16 ilustra um provável esquema do poço com quadro de previsão geológica e especificações da- Coluna de Produção com diâmetro da COP 3” (ID= 2,992 in) e diâmetro do revestimento 7”.

5.2.1 Cálculo da potência e eficiência

A potência foi encontrada através da vazão máxima x diferencial de pressão do gradiente de fluido (óleo) e foi traçado as retas na curva de potência que consiste na figura 18 Já a eficiência da bomba foi encontrada traçando uma reta na curva de eficiência que está presente na figura 19 onde foi encontrado também o torque usado pelas cavidades.

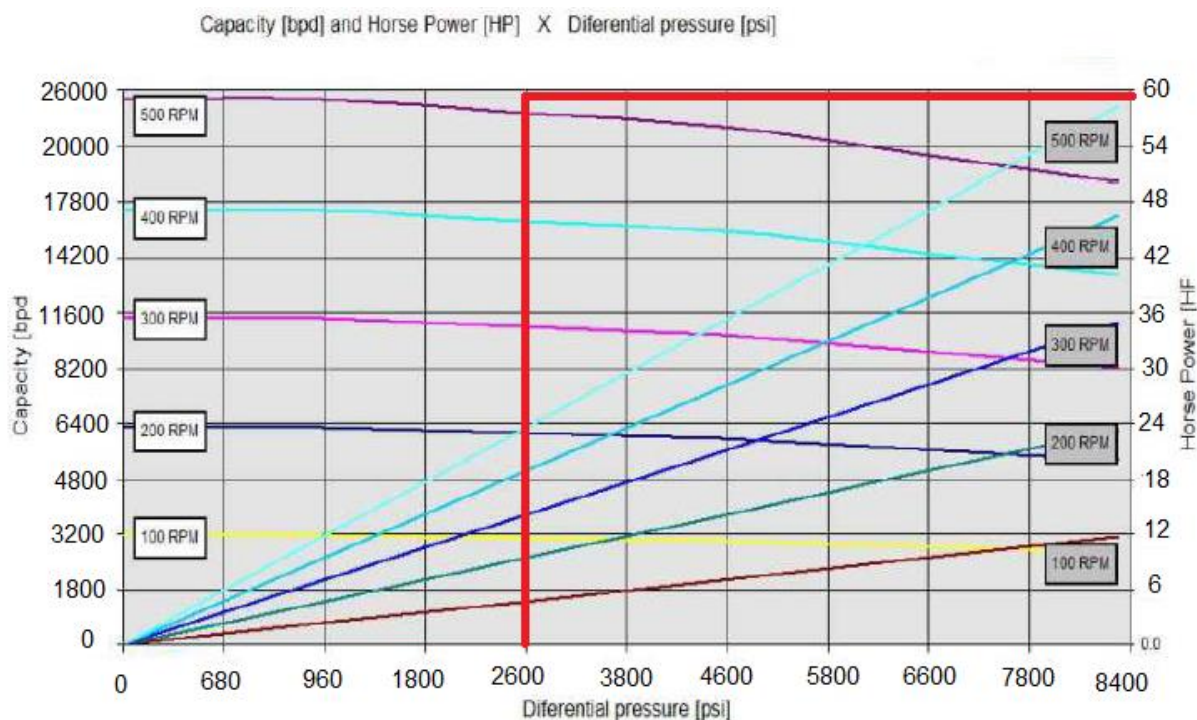


Figura 18- Curva características típica para uma BCP Poço A

Fonte: Takács (2009)

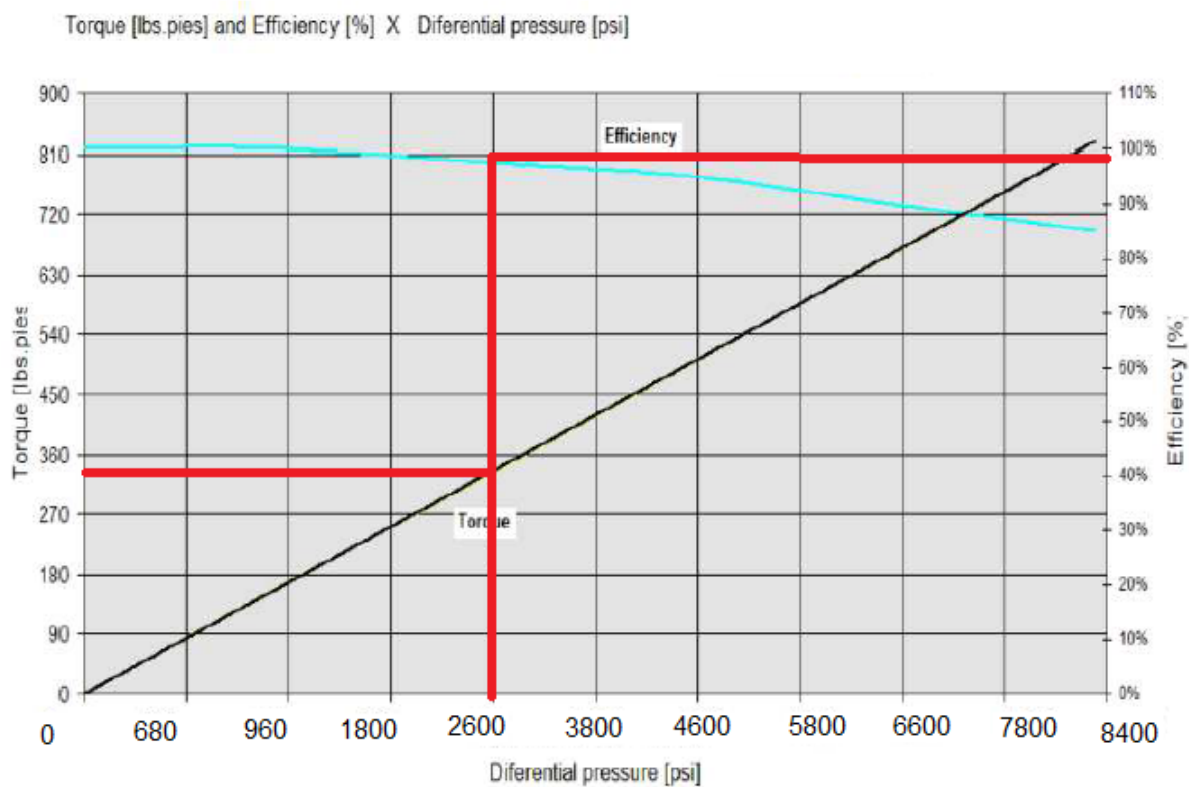


Figura 19- Curva características típica para encontro da eficiência da BCP Poço A

Fonte: Takács (2009)

Com a linha traçada no gráfico e com o resultado do diferencial de pressão do fluido podemos medir a potência da BCP a ser instalada como também eficiência onde são marcados nas curvas da figura.

$$Potencia da bomba = 58 \text{ HP (eficiência 95\%)}$$

5.2.2 Previsão do consumo e custo de energético

A potência hidráulica que é responsável pelo o trabalho de elevação do fluido foi calculada multiplicando a potência hidráulica por um fator de conversão de HP para quilowatt.

$$Potência Hidraulica = Potência da bomba (HP) * 0,7457 \text{ kW} \quad (24)$$

Assim podemos calcular o consumo de energia pela equação (22), e na tabela 7 e 8, apresentam os resultados do consumo de energia elétrica (Kwh) e custo energético(R\$) respectivamente.

Tabela 7- Consumo Energético Poço A (BCP)

	Hora	Dia	Mês	Ano
Consumo de Energia Elétrica (Kwh)	43,25	1.038,01	31.140,43	376.885,73

Fonte: Elaborado pelo autor

Admitindo o custo de energia foi calculado utilizando um custo de 514,3 R\$/MWh ou 0,5143 R\$/KWh.

Tabela 8- Custo Energético Poço A (BCP)

	Hora	Dia	Mês	Ano
Custo Energético Previsto (R\$)	22,24	561,87	16.015,52	193.832,33

Fonte: Elaborado pelo autor

5.3 Dimensionamento do poço B com uso do BCS

Para realização dos cálculos de dimensionamento do BCS utilizamos os seguintes dados de entrada:

POÇO B

-Bomba de 100 Estágios

Tabela 9- Dados do reservatório e condições iniciais

DADOS	VALORES
Prof. Do poço	12,500 ft
Vazão de Produção Desejada	10.000 st bbl/d
Vazão Máxima (AOF)	19.000 st bbl/d
Fator Vol. De Formação	1,15
HEAD	3.500 ft
Pressão do Reservatório	5.800 psig
Razão Gás Óleo (RGO)	72 scf/sbbl
Óleo Produzido	38°API
BSW	10%
Viscosidade Média	4 cp

Fonte: Elaborado pelo autor

A partir dos dados do poço acima, foi utilizado os procedimentos descritos na norma API RP 11S2, com os dados de entrada foram calculados os seguintes parâmetros como mostra na tabela 10.

Tabela 10- Parâmetros calculados Poço B (BCS)

Parâmetro	Valor	Unidade
Vazão Líquida da Bomba (qLd)	11.500	Bbl/d
Pressão de Fluxo do Fundo do Poço (Pwf)	6.304	psi
Prof. Mínima de Operação da Bomba (Dpump)	4.642,70	ft
Pressão de Sucção da Bomba (Psucção)	2.219,41	psig
Pressão de Descarga (Po)	4.084,59	psig
Altura Manométrica (HEAD)	4.307,58	Unidimensional
Número de Estágios (Ne)	61	Estagio
Potência do Motor (Pbomba)	6,1	Estagio

Fonte: Elaborado pelo autor

Na figura 20 ilustra um provável esquema do poço com quadro de previsão geológica e especificações da Coluna de Produção com Diâmetro da COP 3" (ID= 2,992 in) e diâmetro do revestimento 7",

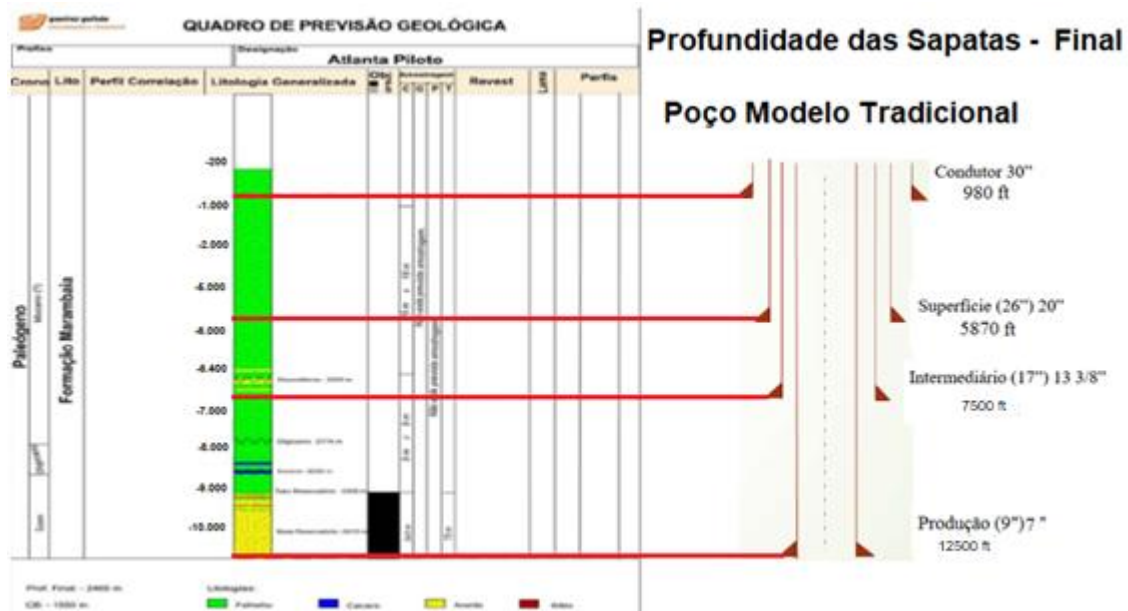


Figura 20- QPG e profundidade final das sapatas Poço B

Fonte: Elaborado pelo autor

5.3.1 Cálculo da potência e eficiência

Para o cálculo da potência e eficiência foi encontrado primeiro o *DPump Rate* (profundidade da bomba no final do poço) e traçando na curva de potência e eficiência que se encontra no gráfico de curva características para uma BCS de 100 estágios foi encontrado seus respectivos valores, como mostra na figura 21.

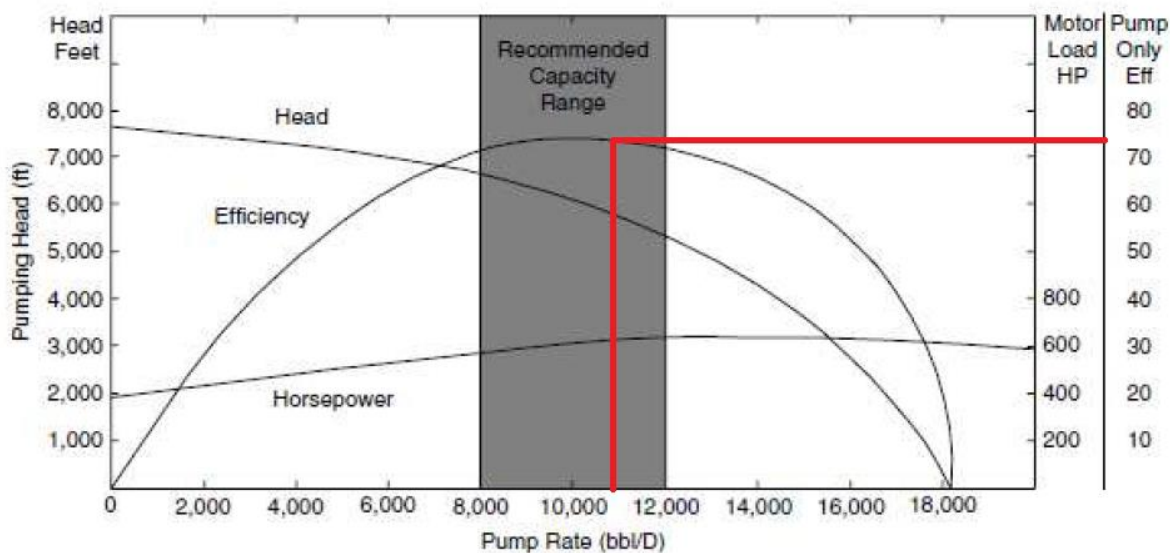


Figura 21- Curva características típica para uma BCS de 100 estágios Poço B

Fonte: Takács (2009)

Com a linha traçada no gráfico e o número de estágios podemos medir a potência da BCS a ser instalada.

$$Potencia da Bomba = 6,1 \frac{HP}{estagio} * 61 estagio \quad (25)$$

$$Potencia da bomba = 372,1 \text{ HP (eficiência 75\%)}$$

5.3.2 Previsão do consumo e custo de energético

A potência hidráulica que é responsável pelo o trabalho de elevação do fluido foi calculada multiplicando a potência hidráulica por um fator de conversão de HP par quilowatt.

$$Potência Hidraulica = Potência do Motor (HP) * 0,7457 \text{ Kw} \quad (24)$$

Assim podemos calcular o consumo de energia pela equação (22), e na tabela 11 e 12, apresentam os resultados do consumo de energia elétrica (Kwh) e custo energético(R\$) respectivamente:

Tabela 11- Consumo Energético Poço B (BCS)

	Hora	Dia	Mês	Ano
Consumo de Energia Elétrica (KWh)	277,47	6.659,40	202.556,73	2.430.680,73

Fonte: Elaborado pelo autor

Admitindo o custo de energia foi calculado utilizando um custo de 514,3 R\$/MWh ou 0,5143 R\$/KWh.

Tabela 12- Custo Energético Poço B (BCS)

	Hora	Dia	Mês	Ano
Custo Energético Previsto (R\$)	142.70	3.424,93	104.173,06	1.250.076,71

Fonte: Elaborado pelo autor

5.4 Dimensionamento do poço B com uso do BCP

➤ Dados de entrada

Para realização dos cálculos de dimensionamento do BCP utilizamos os seguintes dados de entrada:

POÇO B

-Bomba de 100 Estágios

Tabela 13- Dados do reservatório e condições iniciais Poço B

DADOS	VALORES
Prof. Do poço	12,500 ft
Vazão de Produção Desejada	10.000 st bbl/d
Vazão Máxima (AOF)	19.000 st bbl/d
Fator Vol. De Formação	1,15
Nível Dinamico	6000 ft
HEAD	3.500 ft
Pressão do Reservatório	5.800 psig
Razão Gás Óleo (RGO)	72 scf/sbbl

Óleo Produzido	38°API
Gradiente do óleo	0,085 kgf/m ³
BSW	10%
Viscosidade Média	4 cp

A partir dos dados do poço acima, foi utilizado os procedimentos descritos na norma API RP 11S2, com os dados de entrada foram calculados os seguintes parâmetros como mostra na tabela 14:

Tabela 14- Parâmetros calculados Poço B (BCP)

Parâmetro	Valor	Unidade
Vazão Líquida da Bomba (qLd)	11.500	Bbl/d
Pressão de Fluxo do Fundo do Poço (Pwf)	5.525,50	psi
Índice de Produtividade (IP)	2,5	Bbl/d
Pressão de Sucção da Bomba (P _{sucção})	5.312,50	psig
Pressão de Descarga (P _o)	9.975,20	psig
Diferencial de Pressão(ΔP)	4.662,50	psig
Vazão Máxima	14.500	Bbl/d
Potência do Motor (P _{bomba})	45	HP
Rotação Bomba (ROT)	400	RPM
Torque (TORQ)	780	LBFin

Fonte: Elaborado pelo autor

Na figura 20 ilustra um provável esquema do poço com quadro de previsão geológica e especificações da- Coluna de Produção com diâmetro da COP 3" (ID= 2,992 in) e diâmetro do revestimento 7".

5.4.1 Cálculo da potência e eficiência

A potência foi encontrada através da vazão máxima x diferencial de pressão do gradiente de fluido (óleo) e foi traçado as retas na curva de potência que consiste na figura 22 Já a eficiência da bomba foi encontrada traçando uma reta na curva de eficiência que está presente na figura 23 onde foi encontrado também o torque usado pelas cavidades.

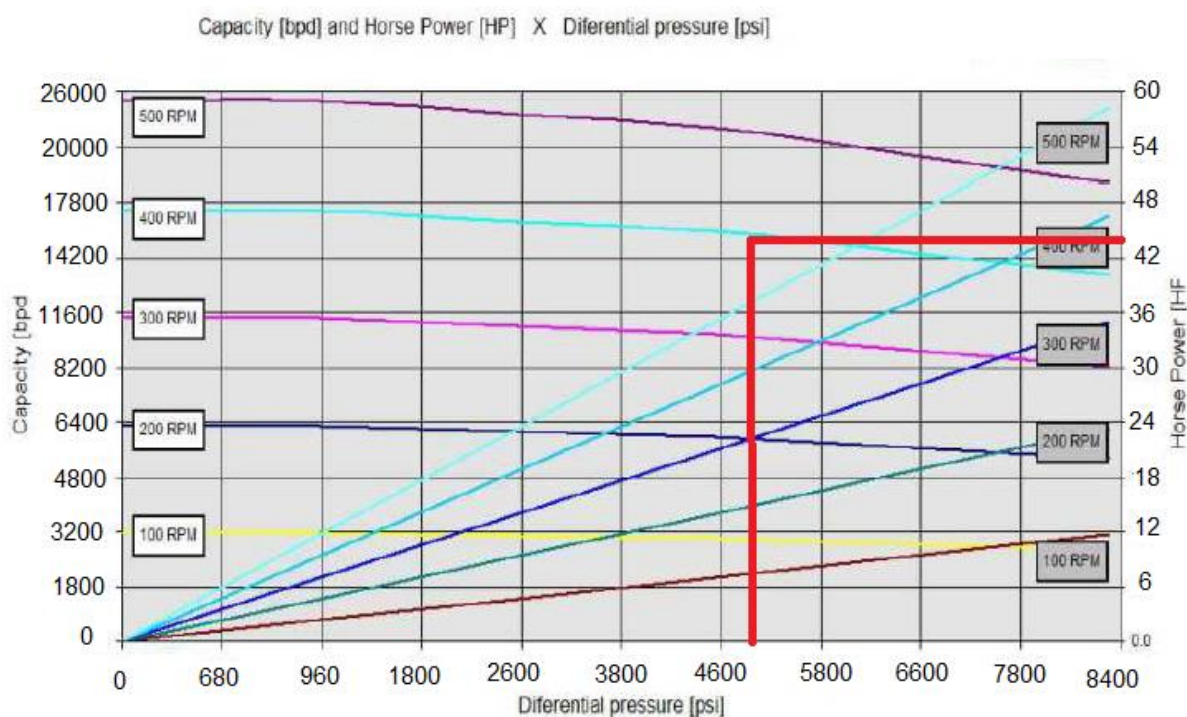


Figura 2- Curva características típica para uma BCP Poço B

Fonte: Takács (2009)

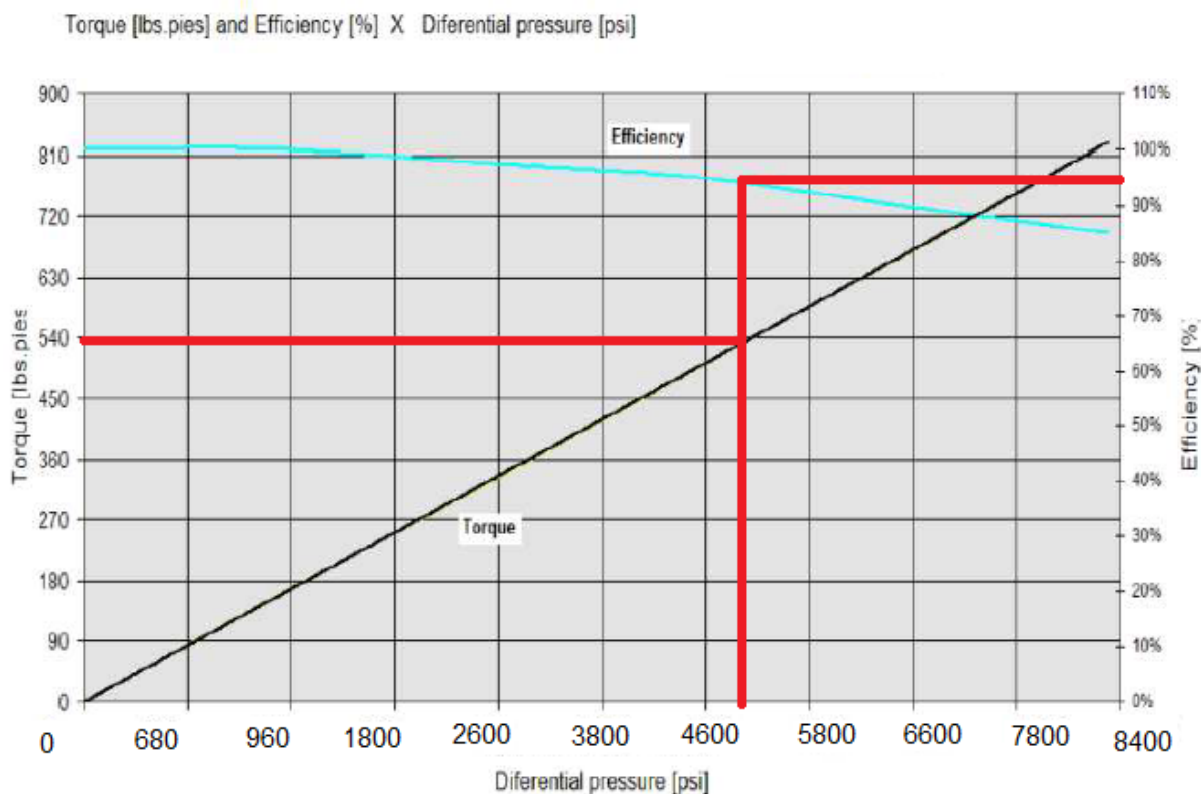


Figura 3- Curva características típica para encontro da eficiência da BCP Poço B

Fonte: Takács (2009)

Com a linha traçada no gráfico e com o resultado do diferencial de pressão do fluido podemos medir a potência da BCP a ser instalada como também eficiência onde são marcados nas curvas da figura.

$$\text{Potencia da bomba} = 119 \text{ HP (eficiência 98\%)}$$

5.4.2 Previsão do consumo e custo de energético

A potência hidráulica que é responsável pelo o trabalho de elevação do fluido foi calculada multiplicando a potência hidráulica por um fator de conversão de HP par quilowatt.

$$\text{Potência Hidraulica} = \text{Potência do Motor (HP)} * 0,7457 \text{ kW} \quad (24)$$

Assim podemos calcular o consumo de energia pela equação (22), e na tabela 14 e 15, apresentam os resultados do consumo de energia elétrica (Kwh) e custo energético(R\$) respectivamente.

Tabela 14: Consumo Energético Poço B (BCP)

	Hora	Dia	Mês	Ano
Consumo de Energia Elétrica (Kwh)	33,57	33,57	33,57	33,57

Fonte: Elaborado pelo autor

Admitindo o custo de energia foi calculado utilizando um custo de 514,3 R\$/MWh ou 0,5143 R\$/KWh.

Tabela 15- Custo Energético Poço B (BCP)

	Hora	Dia	Mês	Ano
Custo Energético Previsto (R\$)	17,26	414,26	13.078,18	141.067,78

Fonte: Elaborado pelo autor

5.5 Comparativo final de consumo, custo e eficiência energética

Podemos observa na figura 24 o comparativo de custo e consumo energético, onde se torna evidente que o uso do BCP nos estudos de caso é mais econômico e tornando mais viável, apesar de possuir uma menor potência mais realiza um mesmo

trabalho em comparação ao BCS. Já o poço B com uso do BCS demonstrou um maior gasto sobre os demais devido operar em uma maior profundidade e requerendo de uma maior potência de bomba e conseqüentemente um maior custo e consumo energético, o poço B com uso da BCP apresentou um maior contraste de menor potência devido o mesmo na sua composição apresentar maior pressão de reservatório, interferindo de forma direta no cálculos dos parâmetros e já na BCS a pressão de reservatório é desprezível considerando somente a sua profundidade.

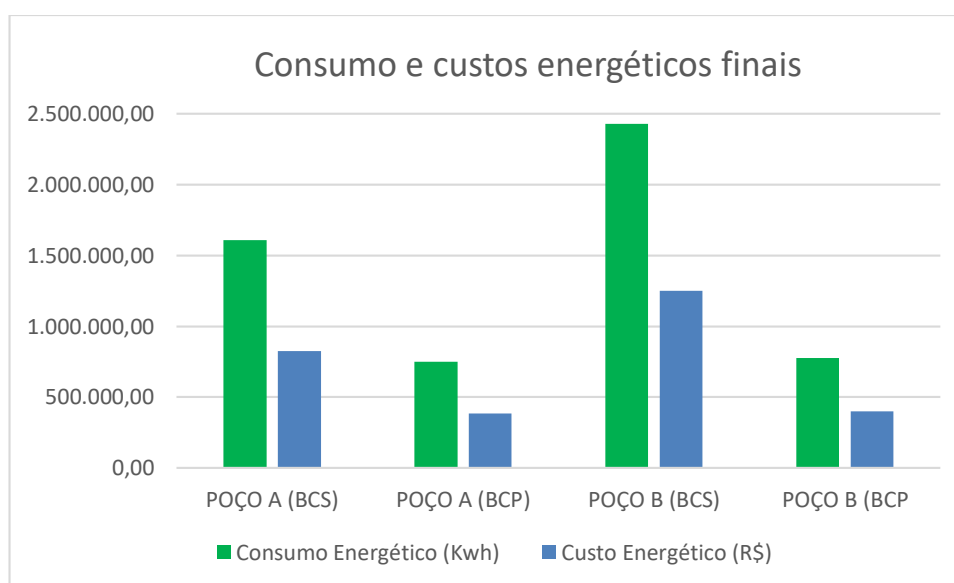


Figura 4- Gráfico de consumo e custos energéticos finais

Fonte: Elaborado pelo autor

Na tabela 16 expressa o resumo da eficiência dos métodos de elevação artificial utilizado nos poços A e B.

Tabela 16- Eficiência dos métodos de elevação artificial

Eficiência (%)		
POÇOS		
Métodos	A	B
BCS	74	75
BCP	98	95

Fonte: Elaborado pelo autor

Comparando os dois métodos de elevação identifica-se que o BCP é mais eficiente em relação ao BCS tendo uma diferença de aproximadamente 23%.

6 CONCLUSÃO

Foram apresentados os tipos de elevação artificial e os cenários que são adequados para sua utilização, para tal foi realizado o estudo de caso do dimensionamento e cálculos dos parâmetros de dois poços usando os métodos de elevação artificial, Bombeio Centrifugo Submerso (BCS) e o Bombeio de Cavidades Progressivas (BCP).

Diante do exposto fica claro que antes mesmo de realizar a operação de perfuração no poço deve-se realizar um estudo com os dados disponíveis pelo mesmo, para que venha a ser determinado qual método será mais viável economicamente, resultando em um melhor retorno para a empresa produtora.

O comparativo dos métodos BCS e BCP para uma eventual produção nos poços em estudo, mostrou que o método BCP opera em uma menor potência, gerando um menor custo devido ao menor consumo energético. Assim, o BCP torna-se mais viável em relação ao BCS devido aos seguintes fatores: baixo consumo de energia, rapidez e fácil instalação e manutenção (*workover*) de equipamentos, elevada eficiência para fluidos altamente viscosos. Além disso, possui um conjunto de equipamentos mais baratos, mais leves e de menores dimensões que o BCS. Desta forma, ficou evidente o grande diferencial de custos e consumos de energia elétrica quanto ao uso do BCP sobre o BCS.

Para trabalhos futuros seria interessante realizar um estudo de caso utilizando métodos disponíveis como GL, GLC, GCI, BM e etc. Utilizando os mesmos dados de entrada para realizar o dimensionamento de equipamentos para os poços em estudo, e executar os cálculos de consumo e custo energético, onde será realizado os comparativos entre eles e destacando qual possui melhor custo benefício.

7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANDRADE, A. C. C. *Simulação Do Escoamento Monofásico De Fluidos Viscosos Em Bombas Centrífugas Da Indústria De Petróleo*. 2013.

ARAÚJO, A. P.; GOMES, C. R. C.; MELO, H. S.; LIMA, H. T. S.; ARCANJO, J. N. DA S.; LIMA, S. F. *diferentes tipos de reservatórios e as melhores características de exploração em alagoas*. *Cadernos de Graduação - Ciências Exatas e Tecnológicas*, v. 2, n. 3, p. 31–45, 1980.

ASSMANN, B. W. *Estudo de Estratégias de Otimização para Poços de Petróleo com Elevação por Bombeio de Cavidades Progressivas*. Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2008.

BEARDEN, JOHN. *Electrical Submersible Pumps*. In: CLEGG, Joe Dunn. *Production Operations Engineering*. Austin, Texas: Spe, 2007. p. 625-711.

BEZERRA, MURILO VALENÇA. *Avaliação de métodos de elevação artificial de petróleo utilizando conjuntos nebulosos*. 2002. 102 f. Dissertação (Mestrado em ciências e engenharia de petróleo) - Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2002.

BROWN, C. *State Revenues and the Natural Gas Boom - An Assessment of State Oil and Gas Production Taxes*. National Conference of State Legislatures. [S.l.]. 2013.

COSTA, R.O. *Curso de Bombeio Mecânico*. Petrobras, 2008.

ESTEVAM, V. *Panorama das Atividades de Bombeio Mecânico*. V Encontro de Bombeio Mecânico e Cavidades Progressivas. Natal, RN: Petrobras, 2006. LAKE,

FOX, ROBERT W.; MCDONALD, ALAN T.; PITCHARD, PHILIP J. *Introduction To The Fluid Mechanics*. 6. ed. Perdue: John Wiley & Sons, Inc., 2004. 787 p.

GOMES, HEITOR PENALVA. *Desenvolvimento de um sistema inteligente para a análise de cartas dinamométricas no método de elevação por bombeio mecânico*. 2009. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Rio Grande do Norte, 2009.

LEA, J.F.; NICKENS, H.V. *Selection of Artificial Lift*. SPE Mid-Continent Operations Symposium, Oklahoma City, Oklahoma, USA, 28-31 Mar. 1999. SPE-52157-MS.

MATHEWS, ZAHACY & SKOCZYLAS. *Progressing Cavity Pumping Systems: Design, Operation and Performance optimization*. Course Notes, C-Fer, Edmonton, Canada, 2002.

NASCIMENTO, JOÃO MARIA ARAÚJO DO. *Simulador computacional para poços de petróleo com métodos de elevação artificial por bombeio mecânico*. 2005. 114 f. Dissertação (Mestrado em ciências) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2005

NETO, M. A. D. C. C. D. A. *Influência do propante de fraturamento hidráulico na produção de reservatório tight gás*. 2017.

NUNES, J. da S. *Estudos, modelagem e simulações de instalações de produção de petróleo no simulador pipesim com ênfase na otimização de Gas Lift Contínuo*, Trabalho de Conclusão de Curso Engenharia Mecânica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, Vitória, 2008.

OLIVEIRA, PEDRO S. et al. *Bombeio centrifugo submerso*. 1ª Ed. Rio de Janeiro, RJ: Alta competência, 2014.

SOUZA, et al. *Aplicação do Bombeio Mecânico com hastes na Elevação de Petróleo*. Cadernos de Graduação – Ciências Exatas e Tecnológicas. Sergipe, 2013.

TAVARES, M. B. *Sistemática de seleção do melhor método de elevação*. 2015.

TAKÁCS, G. *Electrical submersible pumps manual: design, operations and maintenance*. Gulf Professional Publishing, 2009.

THOMAS, J.E. et al. *Fundamentos de Engenharia de Petróleo*, 2ª ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2001.

THOMAS, J. E. *Fundamentos de engenharia de petroleo*. 4. Ed. [s.l.]: interciencia, 2004.

VIDAL, F. J. T. *Desenvolvimento de um Simulador de Bombeio por Cavidades Progressivas*. Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2005.

WEG EQUIPAMENTOS ELÉTRICOS S/A – MOTORES. *Motores Elétricos: Linhas de Produtos, Características, Especificações, Instalações, Manutenções*. Jaraguá do Sul: WEG, 2005. 145 p.