



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE
CENTRO DE TECNOLOGIA – CT
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO – DPET

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

SISTEMÁTICA DE SELEÇÃO DO MELHOR MÉTODO DE ELEVAÇÃO

Micarla Barbalho Tavares

Orientador: Prof. Dr. Rutácio de Oliveira Costa

NATAL-RN

2015

MICARLA BARBALHO TAVARES

SISTEMÁTICA DE SELEÇÃO DO MELHOR MÉTODO DE ELEVAÇÃO

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado como parte dos requisitos
para obtenção do Grau em Engenharia de
Petróleo pela Universidade Federal do Rio
Grande do Norte.

Aprovado em ____ de _____ de 2015.

Prof. Dr. Rutácio de Oliveira Costa
Orientador – UFRN

Prof. Dra. Carla Wilza Souza de Paula Maitelli
Membro Examinador – UFRN

Prof. MSc. Sérgio José Gonçalves e Silva
Membro Examinador – UFRN

DEDICATÓRIA

*Dedico este trabalho aos meus pais,
Zélia e Antônio.*

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais Antônio e Zélia que com muito carinho e apoio, não mediram esforços para que eu chegasse até esta etapa de minha vida.

A minha família, por sua capacidade de acreditar em mim.

Ao Prof. Dr. Rutácio de Oliveira Costa pela paciência na orientação e pelo incentivo que tornaram possível a conclusão deste TCC.

Agradeço também a todos os professores do curso, que foram muito importantes na minha vida acadêmica e no desenvolvimento deste trabalho.

Aos amigos e colegas, pelo incentivo e pelo apoio constante.

RESUMO

Nos projetos de desenvolvimento da produção é uma dúvida recorrente a definição do método de elevação mais adequado a determinadas condições, uma escolha errada pode implicar na elevação de custos operacionais e na redução de receitas por ineficiência por uma elevada frequência de falhas. Por outro lado é importante identificar quais os principais fatores que devem ser analisados para a escolha do melhor método de elevação. Também é fundamental a definição desses fatores na decisão final. Entre os critérios usados para determinar qual método de elevação artificial é mais adequado para determinado caso está a utilização dos sistemas especialistas, que são capazes de selecionar qual o melhor método a se utilizar com base no conhecimento humano previamente armazenado em sistemas computadorizados. Este trabalho visa a elaboração de uma ferramenta implementada através da plataforma *Microsoft Office Excel* baseada na lógica *booleana* e na lógica *fuzzy*, que possibilita o manuseio de informações imprecisas simulando o modo de pensar humano. A ferramenta inclui informações sobre a capacidade operacional de cada método de elevação que quando comparadas a determinados parâmetros de entrada indicam qual método seria mais adequado.

Palavras-chave: métodos de elevação artificial, seleção, lógica *fuzzy*

ABSTRACT

In projects of development of production is a recurring question the definition of the method of lift most appropriate to certain conditions, a wrong choice may result in increase of operating costs and reduction of revenues by inefficiency by a high frequency of failures. On the other hand it is important to identify the main factors that should be analyzed to choose the best method of lift. Also is fundamental the definition those factors in the final decision. Among the criteria used to determine the artificial lift method most suited for a particular case is the use of expert systems that are able to select the best method to use based on human knowledge previously stored in computer systems. This work aims at developing a tool implemented by Microsoft Office Excel platform based on boolean logic and fuzzy logic. The fuzzy logic enables the handling of inaccurate information simulating the way of human thinking. The tool includes information about the operational capacity of each method of lift when compared to certain input parameters indicate the method most appropriate.

Keywords: artificial lift methods, selection, fuzzy logic

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	11
1.1 Objetivo geral	11
1.2 Objetivos específicos	12
2 ASPECTOS TEÓRICOS	13
2.1 Desempenho do reservatório	13
2.2 Descrição dos métodos de elevação.....	13
2.2.1 Bombeio mecânico	13
2.2.1.1 Características e funcionamento	13
2.2.1.2 Principais equipamentos	14
2.2.1.3 Características operacionais	16
2.2.2 Bombeio por cavidades progressivas.....	17
2.2.2.1 Características e funcionamento	17
2.2.2.2 Principais equipamentos	17
2.2.2.3 Características operacionais	19
2.2.3 Bombeio centrífugo submerso.....	19
2.2.3.1 Características e funcionamento	19
2.2.3.2 Principais equipamentos	20
2.2.3.3 Características operacionais	21
2.2.4 <i>Gas lift</i> contínuo	22
2.2.4.1 Características e funcionamento	22
2.2.4.2 Principais equipamentos	23
2.2.4.3 Características operacionais	24
2.3 Seleção do método de elevação	24
2.4 Lógica <i>fuzzy</i>	27
3 METODOLOGIA E DESENVOLVIMENTO DA FERRAMENTA PARA A DETERMINAÇÃO DO MELHOR MÉTODO DE ELEVAÇÃO	29
4 RESULTADOS E DISCUSSÕES	40
5 CONCLUSÕES	48
6 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	49
7 ANEXO.....	51

LISTA DE FIGURAS

- Figura 1. Sistema de bombeio mecânico
- Figura 2. Partes da bomba e ciclo de bombeio
- Figura 3. Unidade de bombeio
- Figura 4. Sistema de bombeio por cavidades progressivas
- Figura 5. Sistema BCS
- Figura 6. Sistema de *gas lift*
- Figura 7. Exemplos de funções de pertinência
- Figura 8. Fluxograma que ilustra as etapas da ferramenta desenvolvida
- Figura 9. Vazão versus profundidade para o bombeio mecânico
- Figura 10. Funções de pertinência para a profundidade- BM
- Figura 11. Funções de pertinência para a vazão- BM
- Figura 12. Funções de pertinência para o RGO- BM
- Figura 13. Funções de pertinência para a viscosidade- BM
- Figura 14. Funções de pertinência para a profundidade- BCP
- Figura 15. Funções de pertinência para a vazão- BCP
- Figura 16. Funções de pertinência para a temperatura- BCP
- Figura 17. Funções de pertinência para o RGO - BCP
- Figura 18. Funções de pertinência para a vazão - BCS
- Figura 19. Funções de pertinência para a temperatura – BCS
- Figura 20. Funções de pertinência para o RGO - BCS
- Figura 21. Funções de pertinência para a viscosidade - BCS
- Figura 22. Funções de pertinência para a vazão- *Gas lift*
- Figura 23. Funções de pertinência para a temperatura- *Gas lift*
- Figura 24. Funções de pertinência para o RGO- *Gas lift*
- Figura 25. Funções de pertinência para a viscosidade- *Gas lift*
- Figura 26. Funções de pertinência para o BSW- *Gas lift*

LISTA DE TABELAS

- Tabela 1. Parâmetros de entrada para a ferramenta de seleção do melhor método de elevação
- Tabela 2. Limites operacionais dos métodos de elevação artificial
- Tabela 3. Parâmetros de entrada para o primeiro teste
- Tabela 4. Limite de profundidade para o BM- primeiro teste
- Tabela 5. Etapa eliminatória para o primeiro teste
- Tabela 6. Etapa classificatória para o primeiro teste
- Tabela 7. Parâmetros de entrada para o segundo teste
- Tabela 8. Limite de profundidade para o BM- segundo teste
- Tabela 9. Etapa eliminatória para o segundo teste
- Tabela 10. Etapa classificatória para o segundo teste
- Tabela 11. Parâmetros de entrada para o terceiro teste
- Tabela 12. Limite de profundidade para o BM- terceiro teste
- Tabela 13. Etapa eliminatória para o terceiro teste
- Tabela 14. Etapa classificatória para o terceiro teste
- Tabela 15. Parâmetros de entrada para o quarto teste
- Tabela 16. Limite de profundidade para o BM- quarto teste
- Tabela 17. Etapa eliminatória para o quarto teste
- Tabela 18. Etapa classificatória para o quarto teste

LISTA DE SÍMBOLOS E ABREVIATURAS

BCP- Bombeio por Cavidades Progressivas

BCS- Bombeio Centrífugo Submerso

BM- Bombeio Mecânico

BSW- *Basic Sediments and Water*

IP- Índice de Produtividade

IPR- *Inflow Performance Relationship*

RGO- Razão Gás-Óleo

1 INTRODUÇÃO

Quando o reservatório possui uma pressão suficientemente elevada, os fluidos nele presentes são elevados à superfície livremente, por meio da elevação natural. Os poços que produzem fluidos por elevação natural são chamados poços surgentes. Geralmente os poços de petróleo nos estágios iniciais de sua vida produtiva são surgentes.

Quando a pressão no reservatório é baixa ou quando já em produção, a pressão no reservatório declina, o poço necessita de uma suplementação de energia natural através da elevação artificial.

A elevação artificial do petróleo consiste na utilização de equipamentos e tecnologias para promover um aumento na vazão de poços de óleo ou gás.

Os métodos de elevação artificial são usados para produzir fluidos de poços não surgentes ou para incrementar a produção em poços surgentes que já estejam em produção. Vários métodos de elevação estão disponíveis para a escolha. Um método de elevação amplamente utilizado consiste na colocação de uma bomba para elevar a pressão no fundo do poço de modo que se superem as perdas de pressão ao longo da coluna de produção. Outros métodos usam a energia contida em gás comprimido para elevar os fluidos até a superfície.

No problema típico de elevação artificial, o método de elevação artificial é a primeira questão a ser respondida pelo projetista.

1.1 Objetivo geral

Este trabalho tem como objetivo definir os fatores mais importantes a serem considerados para a escolha do método de elevação, assim como o desenvolvimento de uma ferramenta capaz de indicar o método de elevação mais adequado a determinadas condições.

1.2 Objetivos específicos

Os objetivos específicos deste trabalho são:

- Identificar os principais parâmetros a serem considerados na escolha de um método de elevação artificial;
- Buscar na literatura a capacidade operacional de cada método de elevação para cada parâmetro considerado;
- Desenvolver uma ferramenta, composta por duas etapas, baseada em lógica *booleana* e *fuzzy* para determinar o melhor método de elevação conforme critérios identificados nas referências bibliográficas pesquisadas.

2 ASPECTOS TEÓRICOS

Neste capítulo foram abordados os aspectos teóricos fundamentais para o devido entendimento e desenvolvimento da ferramenta proposta nesse trabalho.

2.1 Desempenho do reservatório

A curva IPR (*Inflow Performance Reservoir*) é utilizada para avaliar a capacidade de produção de um reservatório. A curva de IPR é uma apresentação gráfica da relação entre a pressão de fluxo no fundo do poço e a vazão de produção. A magnitude do declive da curva IPR é chamada de índice de produtividade (IP).

Com a curva IPR disponível, uma meta de produção pode ser definida. Para poços de baixa vazão é desejável produzir a vazão máxima do poço. Para poços de alta vazão, o objetivo da produção pode ser definido pela capacidade ou limite de um determinado método de elevação artificial.

2.2 Descrição dos métodos de elevação

Nesse tópico serão descritos os métodos de elevação que irão fazer parte do estudo decisório, sendo eles: bombeio mecânico (BM), bombeio por cavidades progressivas (BCP), bombeio centrífugo submerso (BCS) e *gas lift*.

Serão listados, para cada método, o funcionamento, os principais equipamentos e as características operacionais.

2.2.1 Bombeio mecânico

2.2.1.1 Características e funcionamento

No bombeio mecânico, a unidade de bombeio, localizada na superfície, próxima à cabeça do poço, transforma o movimento rotativo de um motor elétrico em

movimento alternativo. Uma coluna de hastes irá transmitir o movimento alternativo para a bomba de fundo que irá fornecer energia ao fluido, elevando-o a superfície. O BM é utilizado para elevar vazões médias de poços rasos ou baixas vazões para poços profundos.

2.2.1.2 Principais equipamentos

Os principais componentes do bombeio mecânico são: bomba de fundo, coluna de hastes e unidade de bombeio, conforme ilustrado na figura 1.

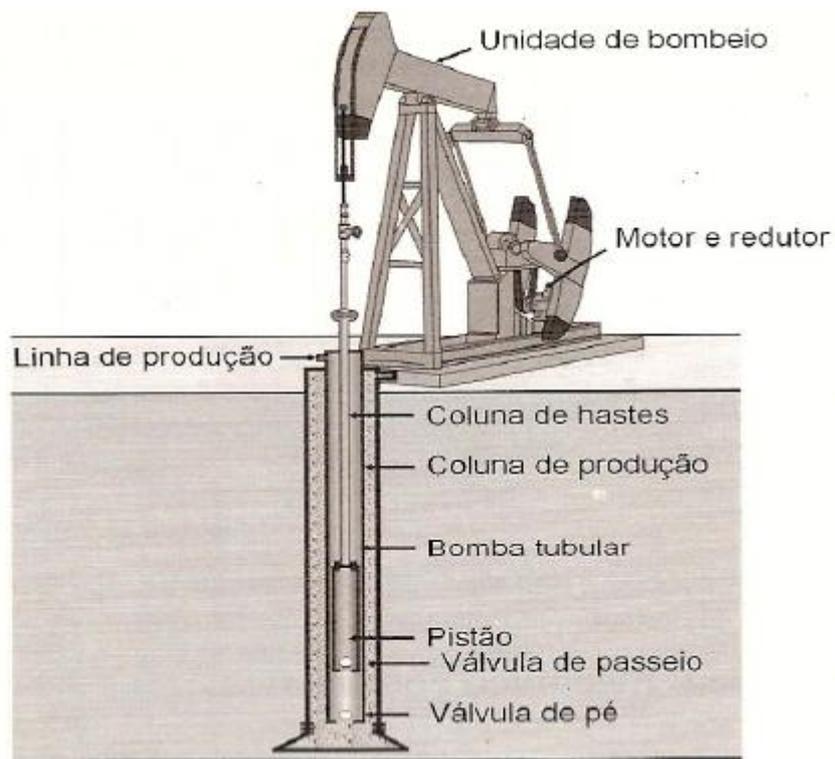


Figura 1. Sistema de bombeio mecânico

Fonte: Thomas (2001)

A bomba de fundo usada no bombeio mecânico é do tipo alternativa, de simples efeito, composta basicamente por: camisa, pistão, válvula de passeio e válvula de pé, representados na figura 2. Sua função é deslocar o fluido da sucção, a baixa pressão, para a descarga, a alta pressão.

O ciclo de bombeio é dividido em curso ascendente e descendente. No curso ascendente o pistão sobe comprimindo o fluido acima da válvula de passeio, que permanece fechada. A baixa de pressão criada entre o pistão e a válvula de pé faz com que esta se abra e permita a passagem do fluido contido no anular para o interior da bomba.

No curso 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.

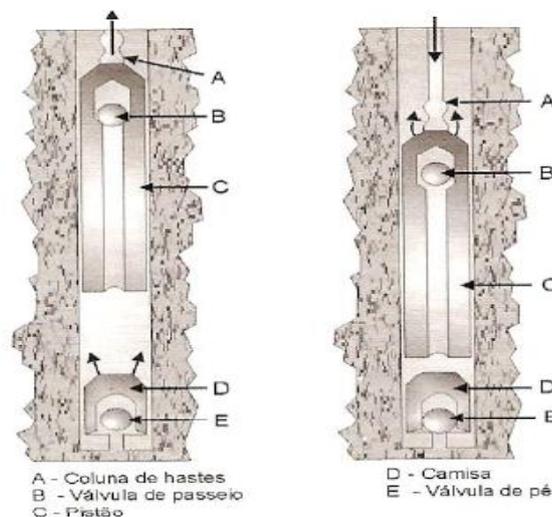


Figura 2. Partes da bomba e ciclo de bombeio

Fonte: Thomas (2001)

A coluna de hastes conecta a unidade de bombeio à bomba de fundo. A coluna de hastes está submetida a tensões elevadas em um meio agressivo, sujeito a um nível elevado de corrosão e deve suportar esforços de tração, compressão e cisalhamento, portanto este sistema de elevação tem que ser mais resistente a corrosão do qualquer outro sistema para garantir a vida útil do equipamento. A primeira haste do conjunto é chamada de haste polida e tem a finalidade de impedir o vazamento de fluidos.

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. A figura 3 ilustra uma unidade de bombeio típica.



Figura 3. Unidade de bombeio

Fonte: Thomas (2001)

2.2.1.3 Características operacionais

Segundo Thomas (2001), o bombeio mecânico é o método de elevação mais usado em todo mundo, seu funcionamento é relativamente simples de modo que operadores conseguem manuseá-lo com certa facilidade. Possui uma ampla faixa de aplicações podendo ser aplicado a poços de pequeno diâmetro e com múltiplas completações, pode bombear um poço com uma pressão de fluxo muito baixa. O sistema de BM possui ventilação natural para a separação de gás e pode elevar fluidos viscosos e a altas temperaturas. A unidade de bombeio pode ser acionada por motor elétrico ou de combustão interna.

Sistemas de BM devem ser considerados para a elevação de volumes moderados em profundidades rasas ou baixos volumes em altas profundidades. É possível elevar 1000 barris de cerca de 7000 pés e 200 barris de cerca de 14000

pés (LEA, 1999). O uso do BM não é adequado a ambientes *offshore* uma vez que estes possuem limitação de peso e espaço em suas instalações.

Em poços desviados há atrito entre a haste e o tubo, o que pode ocasionar problemas. A capacidade dos sistemas de hastes de bombeio de bombear areia é limitada, embora existam filtros e bombas especiais para tal aplicação. Parafina também pode interferir na eficiência de operação do sistema, obstruindo o espaço anular entre a haste e o tubo.

Quando parte do gás produzido passa pela bomba tem-se uma redução do percentual de enchimento de líquido na camisa da bomba, reduzindo a eficiência volumétrica e podendo provocar um bloqueio por gás.

2.2.2 Bombeio por cavidades progressivas

2.2.2.1 Características e funcionamento

Consiste em um sistema composto por uma bomba de subsuperfície que possui um rotor helicoidal que gira no interior de um estator fixo, promovendo a elevação dos fluidos. Ao girar, as cavidades formadas entre o estator e o rotor se movimentam axialmente no sentido da sucção para a descarga da bomba, promovendo a ação do bombeio. O acionamento da bomba é feito na superfície, por meio de uma coluna de hastes e um cabeçote de acionamento. O bombeio por cavidades progressivas está se tornando cada vez mais popular para a produção de fluidos viscosos.

2.2.2.2 Principais equipamentos

Os equipamentos de superfície do BCP são: cabeçote, motor e quadro de comandos.

O cabeçote é instalado entre o motor e a coluna de hastes com a finalidade de transmitir o movimento de rotação do motor para a coluna de hastes, além de reduzir a velocidade do motor para a velocidade de bombeio, vedar o espaço anular entre a coluna de hastes e a coluna de produção, não permitindo o vazamento de fluidos para o meio ambiente. Os motores usados em sistemas de bombeio por cavidades progressivas podem ser elétricos ou de combustão interna e têm função de acionar a coluna de hastes do BCP. O quadro de comandos contém equipamentos de proteção para evitar danos ao sistema.

Os equipamentos de subsuperfície do sistema BCP constam de uma bomba de subsuperfície e uma coluna de hastes conforme a figura 4.

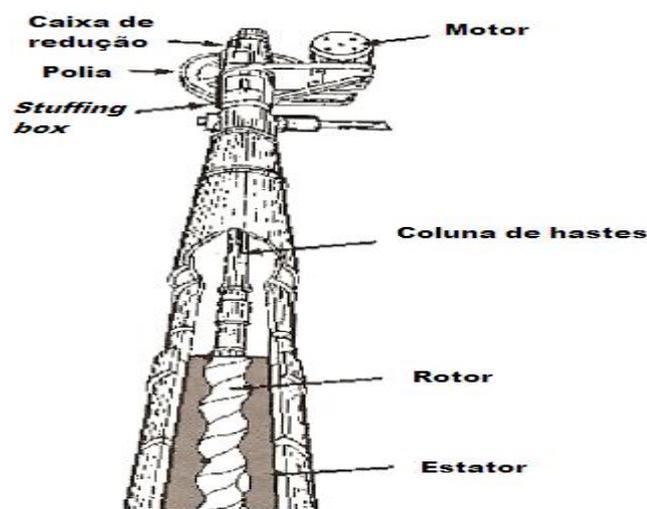


Figura 4. Sistema de bombeio por cavidades progressivas

Fonte: Thomas (2001)

A bomba de subsuperfície opera por rotação de um rotor de aço com forma helicoidal dentro de um estator revestido de elastômero. As cavidades são geradas 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 semelhante ao conjunto de hastes do bombeio mecânico, acionada por um motor elétrico ou de combustão interna localizado na superfície.

2.2.2.3 Características operacionais

O BCP tem construção robusta, suas baixas velocidades de operação permitem que a bomba mantenha longos períodos de funcionamento caso não seja submetida a ataques químicos, desgaste excessivo ou instalada em profundidades superiores a 4000 pés (LEA, 1999). A limitação do diferencial de pressão sobre a bomba e o modo como a energia é transmitida para a mesma limitam a profundidade do sistema. O sistema possui alta eficiência energética global, tipicamente na gama de 50 a 70% (CLEGG *et al.*,1993).

O sistema BCP é adequado para manuseio de sólidos e líquidos viscosos. A bomba tem uma única parte móvel no fundo do poço e não possui válvulas.

Os compostos de borracha do estator estão sujeitos à expansão e endurecimento quando submetidos a altas temperaturas ou em presença de gases. 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. Durante a vida produtiva do poço é necessário um acompanhamento do nível de fluido no anular, pois a falta de fluido em quantidade suficiente para lubrificar e resfriar a bomba pode causar um superaquecimento e queimar a borracha do estator (THOMAS, 2001).

O sistema de bombeio por cavidades progressivas possui taxa de produção limitada (cerca de 4500 bpd) em bombas de grande diâmetro, essa taxa pode ser muito mais baixa em bombas de pequeno diâmetro (HALLIBURTON, 2012).

2.2.3 Bombeio centrífugo submerso

2.2.3.1 Características e funcionamento

Desde sua concepção, as unidades BCS se destacaram por serem capazes de elevar uma maior vazão de líquidos do que a maioria dos outros tipos de

elevação artificial e têm o seu melhor desempenho quando usadas para elevar altas vazões em ambientes *offshore* ou *onshore*. Acredita-se que hoje cerca de 10% dos poços seja produzido através do bombeio centrífugo submerso (TAKÁCS, 2009).

A bomba centrífuga de múltiplos estágios é acionada por um motor elétrico de subsuperfície e a energia elétrica é transmitida ao motor por meio de cabos ligados à rede elétrica na superfície. A bomba centrífuga transmite energia para o fluido sob a forma de pressão, elevando-o para a superfície.

2.2.3.2 Principais equipamentos

Os principais equipamentos de um poço equipado por BCS estão ilustrados na figura 5.

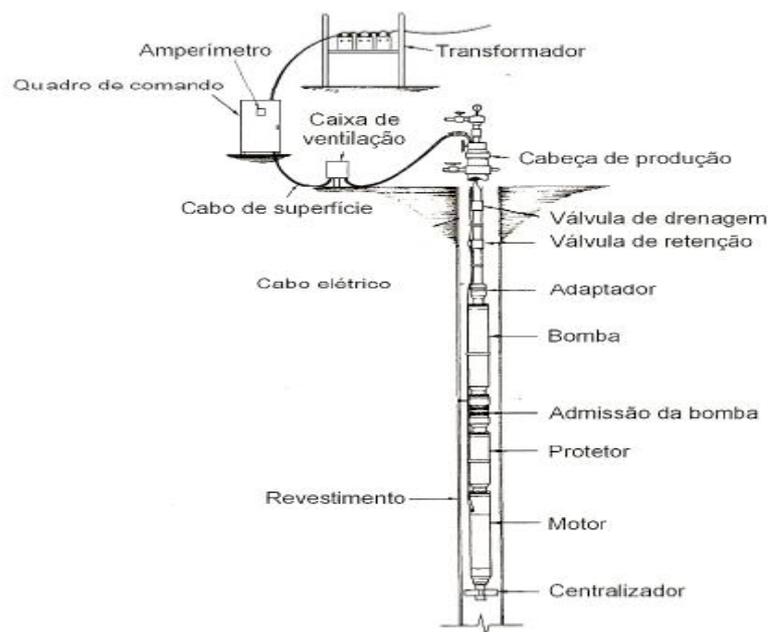


Figura 5. Sistema BCS

Fonte: Thomas (2001)

Para cada poço produzindo por BCS existe na superfície uma fonte de energia (rede elétrica ou gerador), quadro de comando, transformadores, caixa de ventilação e variador de velocidade (*variable speed velocity* - VSD).

O quadro de comando é um equipamento para controlar e operar com segurança os equipamentos de fundo. O transformador é usado, pois na maioria dos casos, a voltagem dos equipamentos de superfície não é compatível com a voltagem do motor. A caixa de ventilação tem a função de unir os cabos de superfície com os cabos de fundo, liberar para a atmosfera gases vindos do poço que tenham migrado pelo interior do cabo e permitir fácil acesso ao cabo elétrico para a medição de corrente. O variador de velocidade é um equipamento que converte uma frequência para outra frequência para ajustar a velocidade de acionamento da bomba.

Os equipamentos de subsuperfície do sistema BCS são motor elétrico, selo do motor, admissão da bomba, cabo elétrico e bomba centrífuga.

O motor elétrico submersível é de indução, trabalha com corrente alternada e é responsável pelo fornecimento de energia para a rotação e aceleração dos fluidos no interior da bomba de modo que estes possam ser elevados. O selo do motor conecta o motor à bomba e previne a contaminação do motor por fluidos da formação através do isolamento e suporta as cargas da bomba. A admissão da bomba ou *intake* permite o deslocamento do fluido para o primeiro estágio da bomba e a remoção de baixas quantidades de gás. O cabo elétrico trifásico transmite energia elétrica da superfície para acionar o motor. A bomba centrífuga de multiestágios utilizada no BCS é responsável pela elevação dos fluidos.

2.2.3.3 Características operacionais

O sistema BCS pode ser usado em locais urbanos e ambientes *offshore* visto que os equipamentos de superfície ocupam espaço mínimo e possuem baixo ruído. Pode ser utilizado em poços desviados e horizontais sendo adaptável a desvios de até 80° (LEA, 1999). É passível de supervisão automatizada e controle.

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. A eficiência energética é relativamente

alta (cerca de 50%) para os sistemas de produção de mais de 1000 bpd (TAKÁCS, 2009).

Apesar de ser complexo e de seu sistema elétrico apresentar-se como um ponto fraco, necessitando de uma fonte confiável de energia, requer pouca manutenção desde que corretamente instalado e operado. O sistema elétrico (cabo, motor e protetor) é sensível às temperaturas de operação sendo limitados a temperaturas abaixo de 400° F (TAKÁCS, 2009). Acima deste limite, o rendimento dos componentes do BCS se deteriora rapidamente.

Os custos iniciais de instalação são relativamente altos e estão diretamente relacionados à profundidade, em função do cabo elétrico e potência do motor. O sistema é limitado na média à profundidade de até 15000 pés (HALLIBURTON, 2012).

Pode ter problemas com produção excessiva de areia, incrustações e parafinas embora os tratamentos de corrosão e incrustação sejam relativamente fáceis de executar.

Gás livre na entrada da bomba diminui a eficiência da bomba e pode até mesmo impedir totalmente a produção de líquido. É necessário o uso de separadores de gás ou manipuladores de gás, se mais de 5% de gás livre entra na bomba (CLEGG *et al.*, 1993). O aumento da viscosidade do fluido a ser bombeado reduz a capacidade de elevação da bomba, o que leva a um aumento do número de estágios e um aumento da potencia necessária para acionar a bomba.

2.2.4 Gas lift contínuo

2.2.4.1 Características e funcionamento

A grande maioria dos poços de *gas lift* é produzida por fluxo contínuo, que é muito semelhante ao fluxo natural. No *gas lift* contínuo, o gás de formação é suplementado com gás de alta pressão adicional a partir de uma fonte externa. O

gás é injetado continuamente para dentro da coluna de produção a uma profundidade máxima que depende da pressão de injeção de gás e profundidade do poço. O gás injetado se mistura com o fluido produzido pelo poço diminuindo sua densidade e conseqüentemente o gradiente de pressão de fluxo da mistura desde o ponto de injeção de gás à superfície, reduzindo a pressão de fluxo no fundo do poço abaixo da pressão estática criando assim um diferencial de pressão que permite o fluxo do fluido para dentro do poço.

2.2.4.2 Principais equipamentos

Os sistemas de produção por *gas lift* contínuo são compostos basicamente das fontes de gás pressurizado (compressores), válvulas de *gas lift* instaladas na coluna de produção, equipamentos de separação e armazenamento dos fluidos produzidos.

As válvulas de *gas lift* são válvulas de pressão ou de orifício alojadas em tubos denominados mandris. Uma válvula de *gas lift* é projetada para permanecer fechada até certas condições de pressão no anular e no tubo. Quando a válvula abre, permite passar por ela gás ou fluido do anular para a coluna de produção. O sistema de elevação por *gas lift* é ilustrado na figura 6.

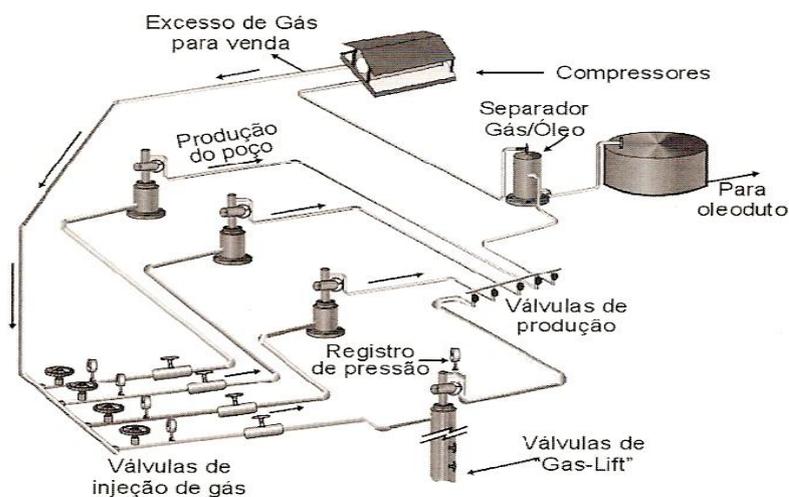


Figura 6. Sistema de *gas lift*

Fonte: Thomas (2001)

2.2.4.3 Características operacionais

O *gas lift* contínuo é um método versátil que pode produzir sob uma vasta gama de volumes e profundidades podendo produzir até 30000 bpd em várias profundidades (HALLIBURTON, 2012). É uma excelente escolha para reservatórios com bons índices de produtividade (IP) e alta razão gás-óleo (RGO). Altos valores de RGO são úteis ao invés de ser um obstáculo, assim menos gás de injeção é requerido.

Há maior dificuldade para elevar fluidos com alta viscosidade, devido a maior perda de carga por atrito. Baixos volumes de produção de fluidos em conjunto com altos cortes de água (menos do que 200 bpd em tubos de 2-3 / 8 in) torna menos eficiente o método de elevação por *gas lift* (LEA, 1999).

A elevação por *gas lift* contínuo é o melhor método de elevação artificial para manipulação de areia ou materiais sólidos. A produção de fluido com material abrasivo não afeta os equipamentos de *gas lift* na maioria das instalações. O *gas lift* é adequado para a produção de poços desviados.

Um sistema de *gas lift* central pode ser facilmente usado para operar diversos poços ou um campo inteiro. A centralização geralmente reduz o custo total de capital e permite fácil controle do poço e testes.

2.3 Seleção do método de elevação

A decisão de qual método de elevação artificial usar é de extrema importância para a rentabilidade de um referido poço ou campo. Uma seleção indevida pode reduzir a produção e aumentar substancialmente o custo operacional. É de primordial importância conhecer as capacidades operacionais dos principais métodos de elevação.

É necessária a escolha do método mais adequado para o volume de fluidos produzidos pelo reservatório. Efeitos indesejáveis resultam quando a capacidade de

produção do equipamento não é adequada com a capacidade de produção do reservatório.

Os cenários de perfuração e completação tem um impacto importante na determinação não só do melhor método de elevação, mas também a capacidade de produção do poço.

Há determinadas questões geográficas e ambientais que podem ser decisivas. Projetos em plataformas *offshore* têm certa limitação em relação ao tamanho físico e peso máximo dos equipamentos de elevação artificial que podem ser instalados. Ambientes *onshore* também podem influenciar na seleção do método de elevação artificial, de modo que um ambiente urbano exige o mínimo de impacto visual e acústico ou um local remoto com disponibilidade mínima de infraestrutura pode levar a escolha de determinados tipo de elevação artificial.

Características do poço e do reservatório devem ser levadas em consideração na decisão de que tipo de elevação usar. Entre os fatores mais importantes a serem considerados estão a pressão do reservatório e o índice de produtividade (IP). Alguns tipos de elevação artificial são capazes de reduzir a pressão de fundo de poço para um nível mais baixo do que os outros. A recompensa para atingir uma menor pressão de fluxo é o aumento da vazão de produção.

Características dos fluidos contidos no reservatório também devem ser consideradas. A parafina é um grande problema para determinados tipos de elevação artificial. A produção de resíduos sólidos advindos da formação, assim como a produção de areia, pode ser muito prejudicial para alguns métodos de elevação, também deve ser levada em consideração. A razão gás-óleo (RGO) de produção é um fator muito importante para a escolha do método. Gás livre na entrada da bomba é um problema significativo para todos os métodos de elevação por bombeio, mas é benéfico para o método de elevação por *gas lift*, que simplesmente complementa a energia já contida na injeção do gás. O BSW e viscosidade também são parâmetros a serem considerados.

Outro fator que deve ser considerado é o desempenho a longo prazo do reservatório. Neely(1981), indicou que duas abordagens que são frequentemente utilizadas para resolver o problema da seleção de elevação artificial e dimensionamento. A previsão de desempenho do reservatório a longo prazo é feita e equipamentos de elevação artificial são instalados para poder lidar com a produção do poço ao longo de toda sua vida produtiva. Isso frequentemente leva à instalação de equipamentos de grandes dimensões e ocorre a antecipação da produção de grandes quantidades de água. Como resultado, o equipamento pode ter operado a baixa eficiência devido à carga insuficiente sobre uma porção significativa da sua vida total. O outro extremo é projeção a curto prazo que pode conduzir a muitas alterações nos tipos de equipamentos instalados durante a vida produtiva do poço.

Historicamente, os critérios usados para selecionar o método de elevação para um poço específico têm variado amplamente em toda a indústria. Devem-se considerar todos esses critérios quando se seleciona um método de elevação artificial.

Um dos atributos mais importantes é a capacidade de produzir o poço na vazão desejada. Um critério de seleção é a investigação da gama de profundidade e vazão onde determinados tipos de elevação artificial podem funcionar.

A avaliação das vantagens e desvantagens de cada método sob uma ampla gama de condições é um critério que pode levar a escolha do melhor método de elevação para determinado poço, contudo há outras considerações importantes além de uma lista vantagens / desvantagens para a escolha adequada do método de elevação.

Outra maneira de selecionar o método de elevação é a avaliação dos custos iniciais e custos operacionais usando métodos econômicos como maneira de seleção. O custo de capital para cada método deve ser avaliado, estes incluem não só os custos com os equipamentos de elevação, mas também as instalações de produção necessárias para suportar o método de elevação. Os custos operacionais,

que incluem o custo da energia necessária para operar determinado método e o custo para reparar falhas do sistema de elevação, devem ser considerados.

Um avanço que deve ser um passo acima de uma simples lista de vantagens e desvantagens é o advento de programas especialistas que são capazes de eliminar e selecionar métodos para determinado poço. Estes programas incluem regras e lógicas para escolher o melhor sistema de elevação em função de entradas de dados do usuário que incluem informações do poço e as condições de funcionamento. Em seu sentido mais geral um sistema especialista é um programa de computador que ajuda os usuários a resolver problemas, fornecendo conselhos especialistas.

2.4 Lógica *fuzzy*

O advento da lógica *fuzzy* foi implementado devido à necessidade de um método capaz de manusear de maneira sistemática quantidades vagas, imprecisas e mal definidas, sendo capaz de modelar o nosso senso de palavras, tomada de decisão ou senso comum. A lógica *fuzzy* tem sido um importante meio de tomadas de decisão, onde as variáveis não são definidas em termos exatos, sendo então um método para traduzir expressões imprecisas ou qualitativas em valores numéricos. Torna-se possível a inclusão da experiência humana em sistemas que possibilitam a tomada de decisão em problemas complexos.

A teoria presente na lógica *fuzzy* é intitulada como inteligente devido ao fato de emularem a inteligência humana. No enfoque *fuzzy* uma função é representada por seções que cobrem as diferentes regiões da função, ao invés de especificar um valor específico de um ponto na função seria indicado um conjunto de valores admissíveis.

A lógica convencional ou *booleana* é bivalente, ou seja, permite apenas dois valores possíveis: verdadeiro ou falso. A lógica *fuzzy* é multivalente, pois permite uma gama infinita de valores certificando que a verdade pode ser vista de forma

gradual, definindo o grau de veracidade em um intervalo numérico que varia de 0 a 1, onde a certeza absoluta é representada pelo valor 1.

As funções de pertinência *fuzzy* são funções numéricas ou tabuladas que atribuem valores de pertinência *fuzzy* para valores de uma variável em seu universo de discurso que representa o intervalo numérico de todos os valores possíveis que uma variável pode assumir.

A figura 7 ilustra exemplos de funções de pertinência em que o eixo horizontal mostra o universo de discurso e o eixo vertical representa o intervalo [0,1], a quantidade de funções um universo de discurso bem como o seu formato é ditado por informações de especialistas, natureza do processo, entre outros. Os formatos de funções de pertinência *fuzzy* são principalmente triangulares e trapezoides, devido à relativa simplicidade.

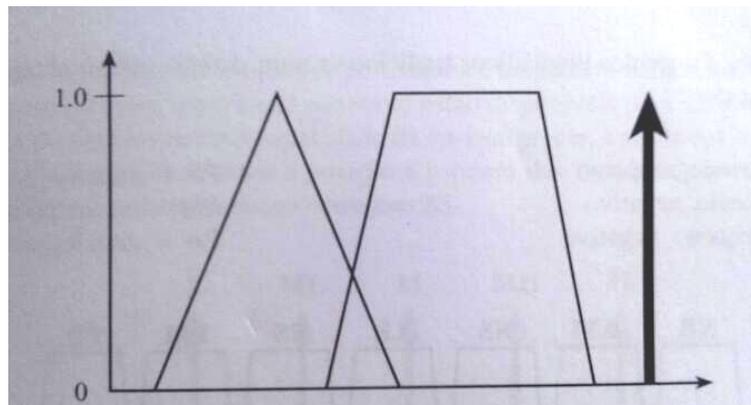


Figura 7. Exemplos de funções de pertinência

Fonte: Simões (2007)

3 METODOLOGIA E DESENVOLVIMENTO DA FERRAMENTA PARA A DETERMINAÇÃO DO MELHOR MÉTODO DE ELEVAÇÃO

Neste trabalho, a escolha do melhor método de elevação artificial será feita através de uma ferramenta que avalia a viabilidade técnica de cada método de elevação para determinadas condições de entrada. A ferramenta se caracteriza como um sistema especialista que incorpora o conhecimento especialista obtido da literatura em um banco de dados utilizado para determinar o método de elevação mais adequado às condições especificadas. Vários sistemas especialistas para aplicações em elevação artificial foram desenvolvidos. Nem os projetos detalhados das instalações nem análise econômica são considerados para chegar ao método recomendado.

A ferramenta é composta por duas etapas e foi implementada sobre a plataforma *Microsoft Office Excel* usando a linguagem de programação *Visual Basic for Applications* (VBA). A primeira etapa de caráter eliminatório, baseada em lógica *booleana*, irá selecionar quais os métodos de elevação que poderão ser aplicados diante das condições de entrada, a segunda etapa de caráter classificatório, baseado na lógica *fuzzy*, irá ordenar dentre os métodos considerados adequados na primeira etapa indicando aquele que melhor atende o contexto de produção do poço.

A viabilidade técnica empregada na ferramenta permitirá avaliar se para a aplicação desejada o método irá operar com eficiência. A viabilidade é o termo usado para definir o quanto o método de elevação se ajusta as características de produção do poço em questão.

O fluxograma representado na figura 8 ilustra uma melhor visualização das etapas da ferramenta de seleção do melhor método de elevação.

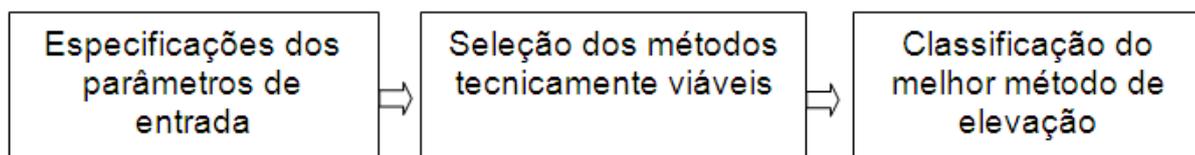


Figura 8. Fluxograma que ilustra as etapas da ferramenta desenvolvida

Para este trabalho foram considerados os parâmetros de entrada descritos na tabela 1.

Tabela 1. Parâmetros de entrada para a ferramenta de seleção do melhor método de elevação

Parâmetros de entrada
Profundidade (m)
Vazão (m ³ /d)
Temperatura (K)
RGO (m ³ /m ³ std)
Viscosidade (cp)
BSW (%)
Disponibilidade de gás comprimido (S/N)
Ambiente (offshore/onshore)

Após as especificações dos parâmetros de entrada, a primeira etapa do sistema irá apontar quais métodos de elevação são aplicáveis ao caso em questão. Nesta etapa os valores dos parâmetros de entradas serão comparados a valores limites da capacidade operacional de cada parâmetro para cada método de elevação, se um ou mais parâmetros de entrada não estiverem dentro dos limites da faixa de operação de determinado parâmetro o método de elevação não será aplicável às condições especificadas. Os valores limites para as capacidades operacionais de cada método de elevação estão dispostos na tabela 2.

Tabela 2. Limites operacionais dos métodos de elevação artificial

Parâmetro	BM	BCP	BCS	Gas Lift
Profundidade Máxima (ft)	16000 ⁽¹⁾	6000 ⁽¹⁾	15000 ⁽¹⁾	15000 ⁽¹⁾
Vazão Máxima (bpd)	5000 ⁽¹⁾	4500 ⁽¹⁾	30000 ⁽¹⁾	30000 ⁽¹⁾
Vazão mínima (bpd)	5 ⁽¹⁾	5 ⁽¹⁾	200 ⁽¹⁾	100 ⁽²⁾
Temperatura (F)	500 ⁽¹⁾	250 ⁽¹⁾	400 ⁽¹⁾	400 ⁽¹⁾
RGO (scf/stb)	2000 ⁽³⁾	2000 ⁽³⁾	2000 ⁽³⁾	5000 ⁽³⁾
Viscosidade (cp)	500 ⁽⁴⁾	5000 ⁽⁴⁾	500 ⁽⁴⁾	500 ⁽⁴⁾
BSW (%)	100 ⁽⁵⁾	100 ⁽⁵⁾	100 ⁽⁵⁾	80 ⁽⁵⁾

Os valores descritos na tabela acima representam uma média dos valores limites das capacidades operacionais de cada método de elevação conforme pesquisado nas referências bibliográficas (Halliburton (2012) ⁽¹⁾, Weatherford (2004-2006)⁽²⁾, Brown (1980) ⁽³⁾, Lanier *et al.* (2009) ⁽⁴⁾, Petrov *et al.* (2010) ⁽⁵⁾). Vale resaltar que no método de elevação por bombeio mecânico, os valores da profundidade e vazão não podem ser avaliados isoladamente, uma vez que a vazão de produção diminui conforme se aumenta a profundidade do sistema. A figura 9 ilustra a relação entre profundidade e vazão para o bombeio mecânico, de modo que vazão desejada especificada na entrada irá limitar a profundidade de operação do BM, a função que determina a profundidade máxima de aplicação do bombeio mecânico em relação a uma determinada vazão de entrada está inserida no Anexo.

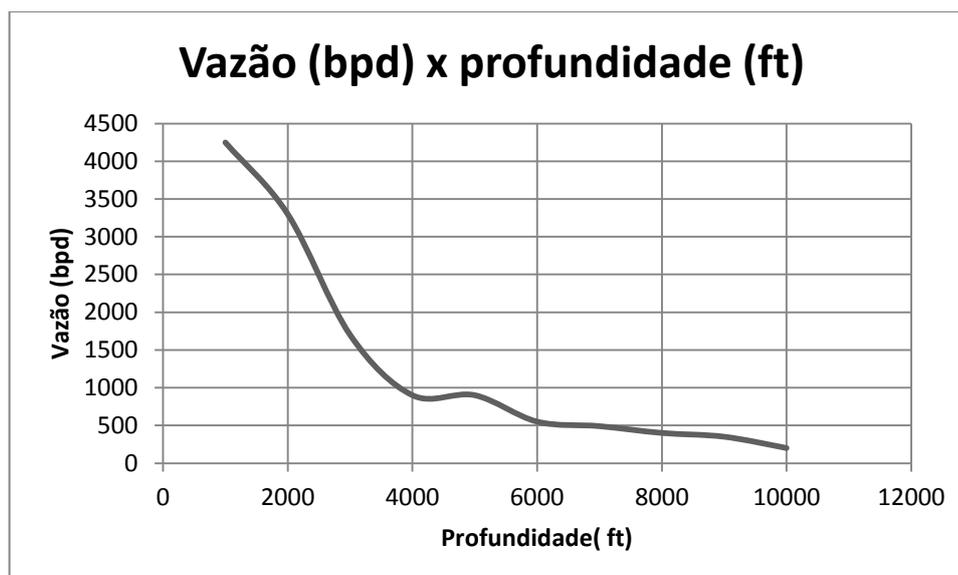


Figura 9. Vazão versus profundidade para o bombeio mecânico

Fonte: Adaptado de Takács (2003)

A segunda etapa irá classificar os métodos considerados aplicáveis na primeira etapa. A classificação é feita da seguinte forma: para cada método de elevação os parâmetros de análise terão seus intervalos de aplicação divididos em regiões de bom funcionamento e de funcionamento ruim. A divisão do intervalo de aplicação de cada parâmetro em regiões de bom funcionamento e funcionamento ruim é representada por funções de pertinência *fuzzy*, em que as duas diferentes regiões cobrem todo o intervalo numérico de cada parâmetro. Cada parâmetro terá uma pontuação que varia de 0 a 1 que avalia o quanto o parâmetro de entrada se encaixa na faixa de bom funcionamento do referido parâmetro para cada método. Assim a pontuação final de cada método de elevação será composta da média aritmética da pontuação de cada um dos parâmetros correspondentes ao método.

Para o método de elevação por bombeio mecânico os parâmetros considerados nesta etapa são: profundidade, vazão, RGO e viscosidade. Profundidades elevadas, altas vazões, altos valores de RGO e viscosidades elevadas podem tornar menos eficiente o funcionamento do BM. Para estes casos, as figuras 10, 11, 12 e 13 mostram as funções de pertinência *fuzzy* para o bombeio mecânico, definindo os intervalos de bom e mau funcionamento para tais parâmetros. Os parâmetros temperatura e BSW não são ilustrados, pois o BM atua com boa eficiência em todo o intervalo de operação para os referidos parâmetros, assim estes terão pontuação igual a 1.

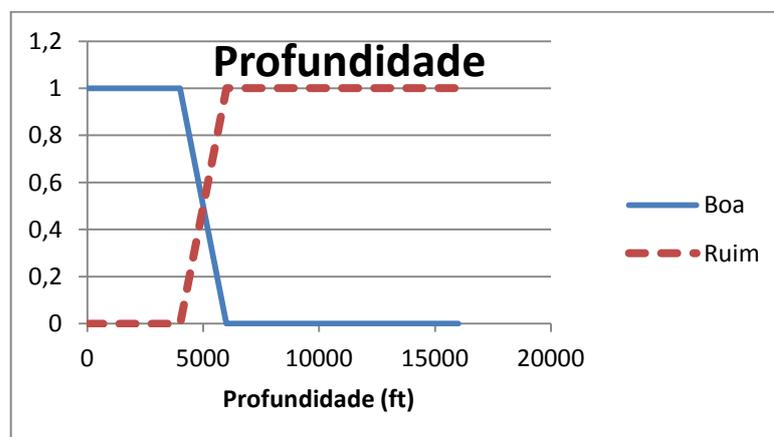


Figura 10. Funções de pertinência para a profundidade- BM

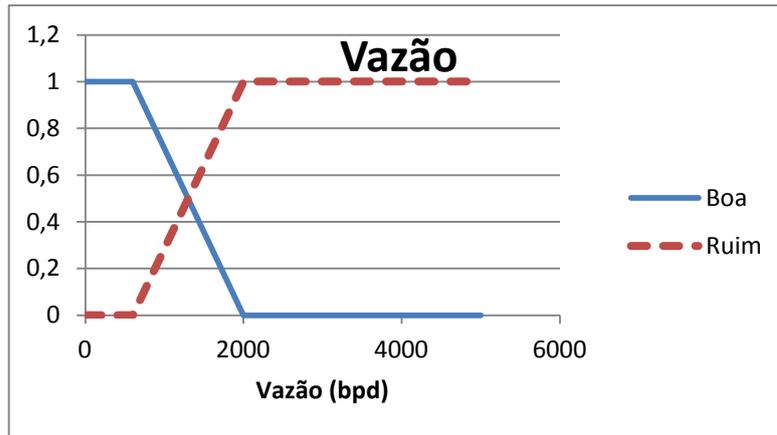


Figura 11. Funções de pertinência para a vazão- BM

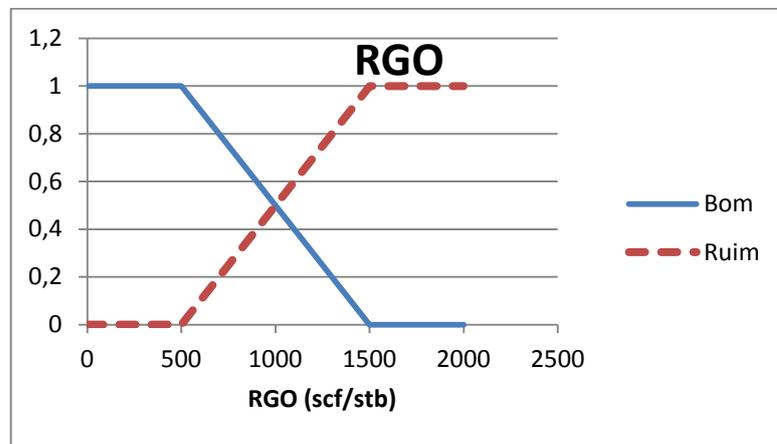


Figura 12. Funções de pertinência para o RGO- BM

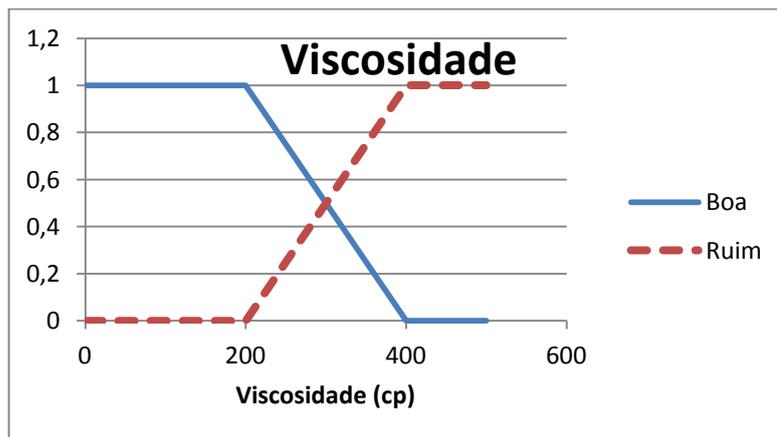


Figura 13. Funções de pertinência para a viscosidade- BM

Para o método de elevação por bombeio por cavidades progressivas os parâmetros que possuem regiões de bom e mau funcionamento são: profundidade,

vazão, temperatura e RGO. O BCP tem melhor funcionamento quando aplicado em poços com baixas profundidades, baixas vazões de produção, baixas temperaturas e baixo RGO. As figuras 14, 15, 16 e 17 ilustram as funções de pertinência *fuzzy* para o BCP. O BCP apresenta bom funcionamento ao longo de toda a gama de viscosidade e BSW.

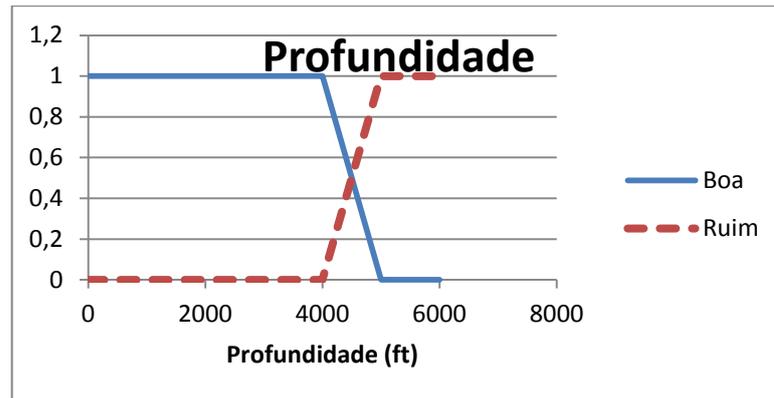


Figura 14. Funções de pertinência para a profundidade- BCP

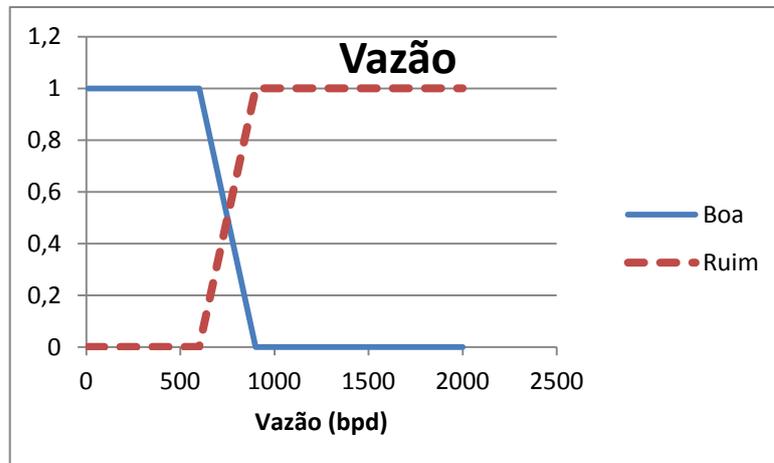


Figura 15. Funções de pertinência para a vazão- BCP

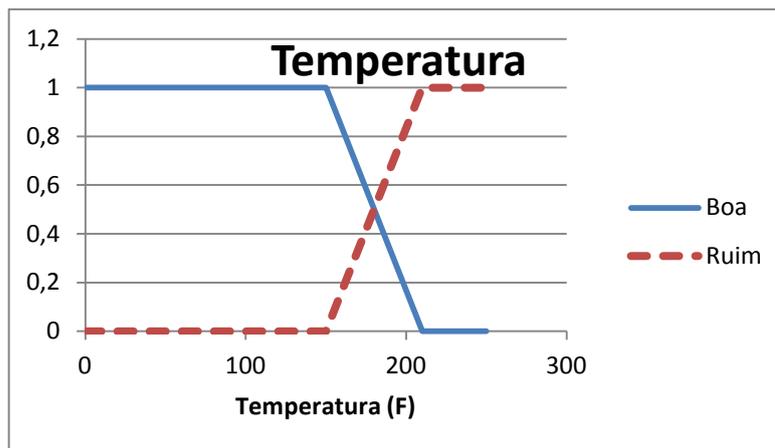


Figura 16. Funções de pertinência para a temperatura- BCP

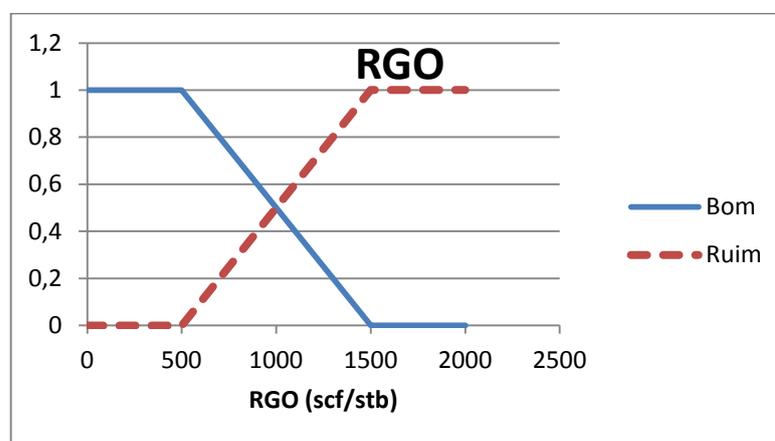


Figura 17. Funções de pertinência para o RGO - BCP

Para o bombeio centrífugo submerso os parâmetros considerados para a análise por lógica *fuzzy* são: vazão, temperatura, RGO e viscosidade. O BCS tem regiões de mau funcionamento para baixas vazões, altas temperaturas, altos valores de RGO e altas viscosidades. As figuras 18, 19, 20 e 21 representam as funções de pertinência *fuzzy* para o BCS. A profundidade e o BSW não possuem região de mau funcionamento dentro dos limites especificados na etapa anterior.

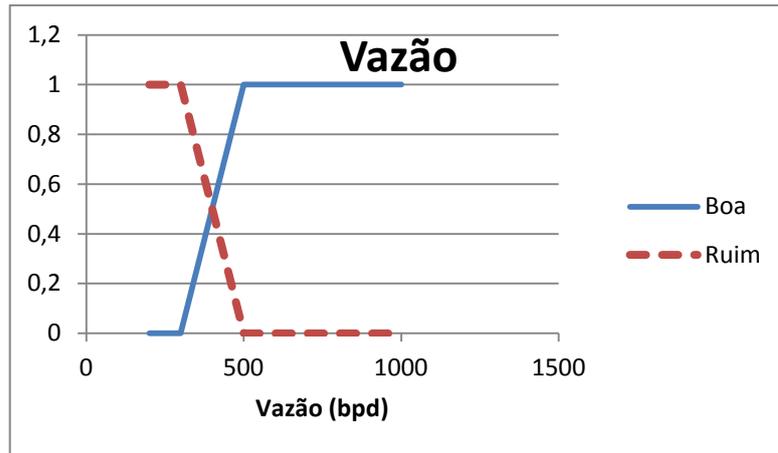


Figura 18. Funções de pertinência para a vazão - BCS

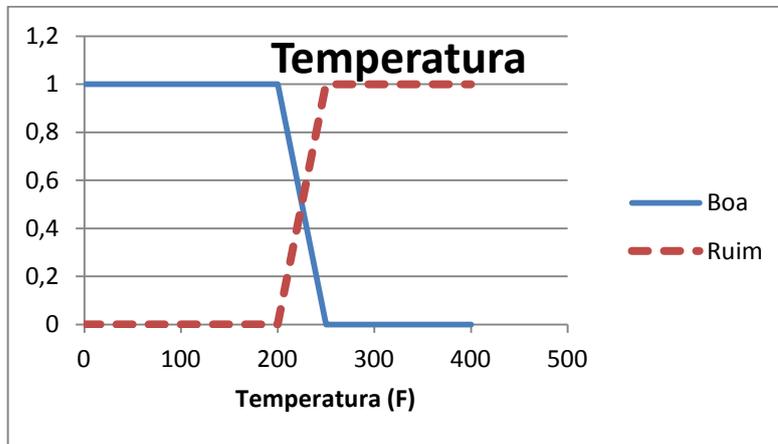


Figura 19. Funções de pertinência para a temperatura – BCS

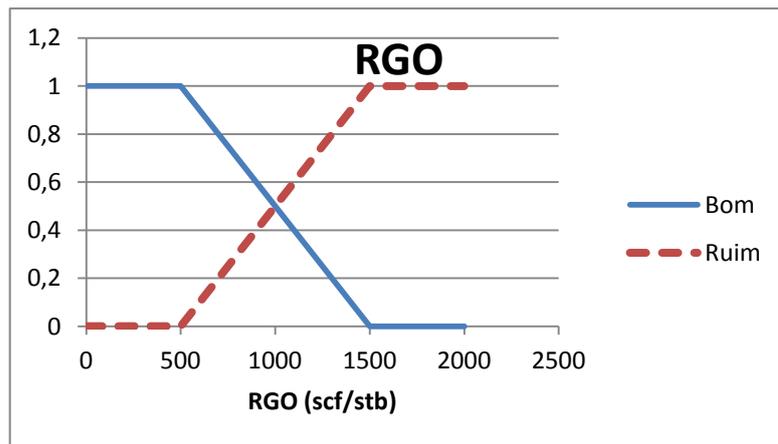


Figura 20. Funções de pertinência para o RGO - BCS

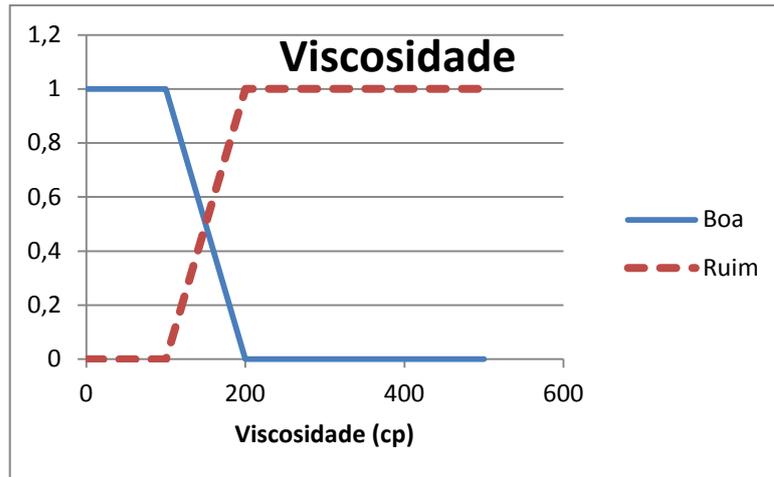


Figura 21. Funções de pertinência para a viscosidade - BCS

Para o método de elevação por *gas lift* os parâmetros considerados na segunda etapa são: vazão, temperatura, RGO, viscosidade e BSW. O *gas lift* tem regiões de mau funcionamento para baixas vazões, altas temperaturas, altas viscosidades e altos valores de BSW. Baixos valores de RGO podem levar a um maior consumo de gás na superfície, sendo então representados por uma região de mau funcionamento. As funções de pertinência *fuzzy* para o *gas lift* são ilustradas nas figuras 22, 23, 24, 25 e 26. A profundidade terá conceito 1 em todo o intervalo de funcionamento.

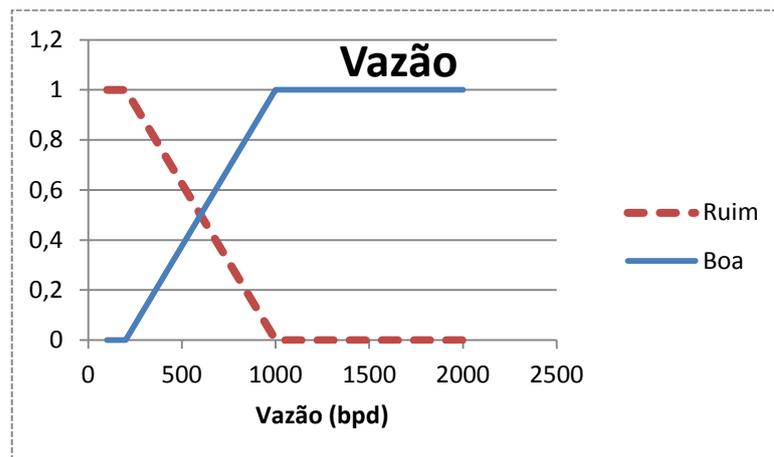


Figura 22. Funções de pertinência para a vazão- Gas lift

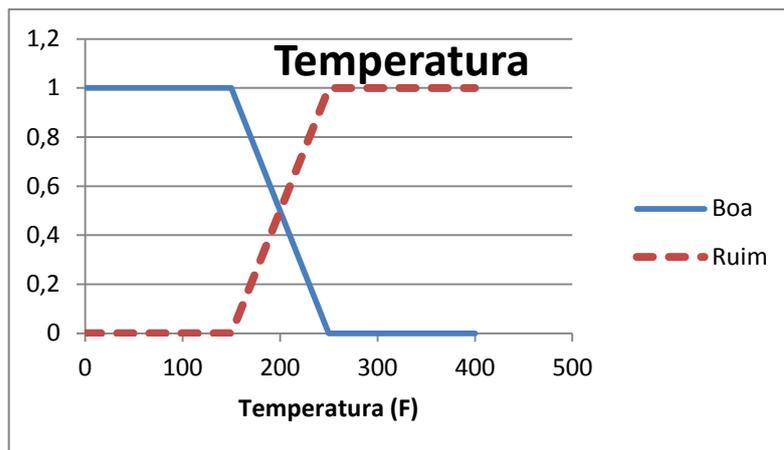


Figura 23. Funções de pertinência para a temperatura- *Gas lift*

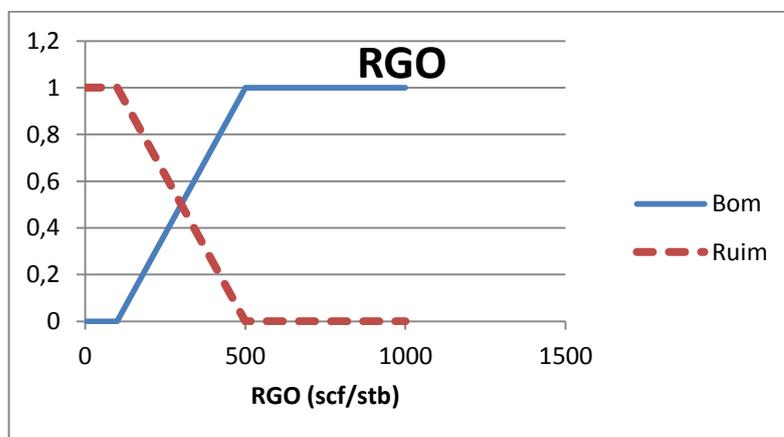


Figura 24. Funções de pertinência para o RGO- *Gas lift*

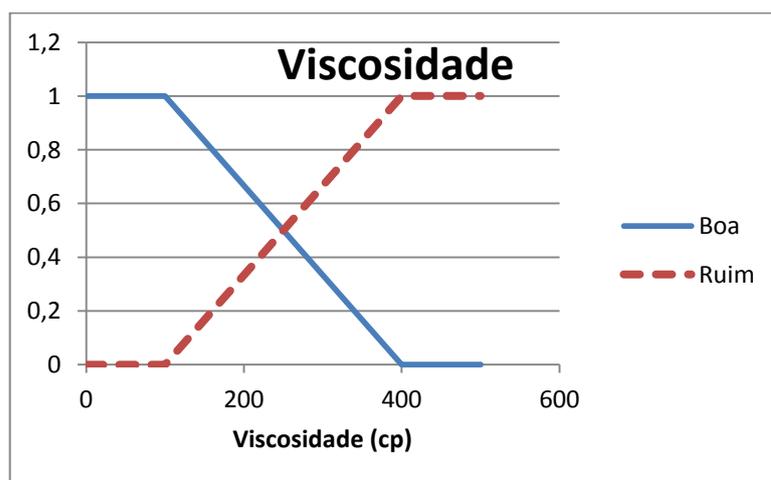


Figura 25. Funções de pertinência para a viscosidade- *Gas lift*

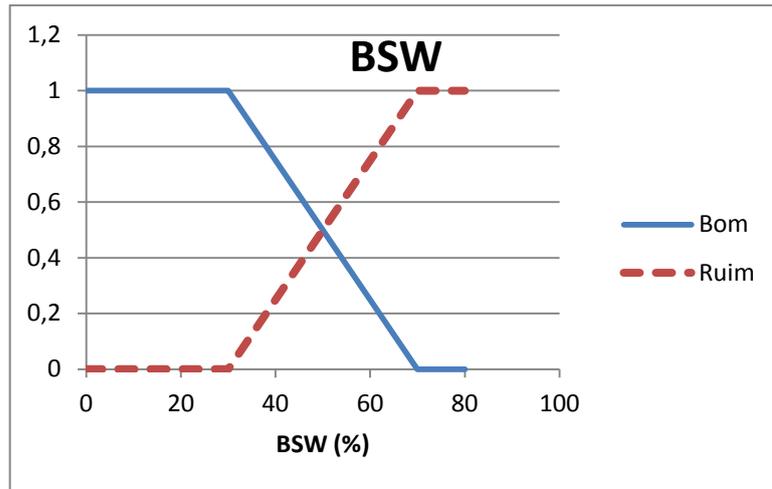


Figura 26. Funções de pertinência para o BSW- Gas lift

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Neste capítulo serão descritos os testes realizados para a determinação do melhor método de elevação considerando diversos contextos de produção. Os mesmos casos foram submetidos a dois engenheiros da Petrobras que foram entrevistados e colocaram sua opinião sobre o melhor método de elevação em cada caso.

O primeiro teste realizado considera para um caso de um ambiente *offshore*, com alta vazão de produção e alta profundidade. Os parâmetros de entrada são especificados na tabela 3. Os valores são mostrados no sistema de unidades Petrobras e também nas unidades usadas na ferramenta.

Tabela 3. Parâmetros de entrada para o primeiro teste

Parâmetros de entrada	Unidades Petrobras		Unidades usadas na ferramenta	
Profundidade	2438,40	m	8000	ft
Vazão	1589,83	m ³ /d	10000	bpd
Temperatura	338,71	K	150	F
RGO	17,81	m ³ /m ³ std	100	scf/stb
Viscosidade	200	cp	200	cp
BSW	30	%	30	%
Disponibilidade de gás comprimido (S/N)	S		S	
Ambiente (offshore/onshore)	offshore		offshore	

A tabela 4 especifica o limite de profundidade para o método de elevação por bombeio mecânico em relação à vazão de entrada do primeiro teste.

Tabela 4. Limite de profundidade para o BM- primeiro teste

Vazão de entrada		Profundidade máxima	
10000	bpd	Vazão máxima excedida	ft

Após a especificação dos parâmetros de entrada para o primeiro teste os métodos considerados aplicáveis para tal caso são o bombeio centrífugo submerso e o *gas lift* conforme a tabela 5. O bombeio mecânico e o bombeio por cavidades

progressivas não apresentam profundidade e vazão adequadas para os parâmetros de entrada e, além disso, o BM não se aplica a ambientes *offshore*.

Tabela 5. Etapa eliminatória para o primeiro teste

	BM não se aplica	BCP não se aplica	BCS é aplicável	Gas Lift é aplicável
Profundidade	Profundidade máxima excedida	Profundidade máxima excedida	OK	OK
Vazão máxima	Vazão máxima excedida	Vazão máxima excedida	OK	OK
Vazão mínima	OK	OK	OK	OK
Temperatura	OK	OK	OK	OK
RGO	OK	OK	OK	OK
Viscosidade	OK	OK	OK	OK
BSW	OK	OK	OK	OK
Ambiente	Não adequado ao ambiente offshore	OK	OK	OK
Disponibilidade de gás comprimido	N/A	N/A	N/A	Há gás disponível

A segunda etapa irá pontuar cada parâmetro de funcionamento do BCS e *gas lift*, e realizar a média aritmética para obter o conceito final de cada método, para o primeiro caso o BCS foi apontado como o método de elevação mais adequado, é observado que o baixo RGO foi o fator determinante, uma vez que no método de elevação por *gas lift* baixos valores de RGO levam a um maior consumo de gás. Os conceitos finais para o BCS e *gas lift* são mostrados na tabela 6.

Tabela 6. Etapa classificatória para o primeiro teste

Parâmetro	BM	BCP	BCS	Gas Lift
Profundidade Máxima			1,000	1,000
Vazão			1,000	1,000
Temperatura			1,000	1,000
RGO			1,000	0,000
Viscosidade			0,000	0,667
BSW			1,000	1,000
CONCEITO FINAL	Não aplicável	Não aplicável	0,833	0,778

Para o primeiro teste, considerando os parâmetros de entrada, os engenheiros especialistas afirmaram que os métodos de elevação por bombeio mecânico e por cavidades progressivas não seriam adequados para as condições especificadas. Ambos concordaram que para tal o caso o BCS seria mais adequado, uma vez que o baixo RGO não seria benéfico para o *gas lift*.

O segundo teste representa um ambiente *onshore* com alta profundidade, alta viscosidade, baixa vazão, baixa temperatura e baixo RGO. A tabela 7 mostra os parâmetros de entrada para os segundo teste.

Tabela 7. Parâmetros de entrada para o segundo teste

Parâmetros de entrada	Unidades Petrobras		Unidades usadas na ferramenta	
Profundidade	1371,60	m	4500	ft
Vazão	79,49	m ³ /d	500	bpd
Temperatura	338,71	K	150	F
RGO	17,81	m ³ /m ³ std	100	scf/stb
Viscosidade	500	cp	500	cp
BSW	20	%	20	%
Disponibilidade de gás comprimido (S/N)	S		S	
Ambiente (offshore/onshore)	onshore		onshore	

O limite de profundidade para o bombeio mecânico para o segundo teste é mostrado na tabela 8.

Tabela 8. Limite de profundidade para o BM- segundo teste

Vazão de entrada	Profundidade máxima
500 bpd	6833,33 ft

Para as condições de entrada do segundo caso todos os métodos de elevação podem ser aplicados. Os resultados da etapa eliminatória para o segundo teste são mostrados na tabela 9.

Tabela 9. Etapa eliminatória para o segundo teste

	BM é aplicável	BCP é aplicável	BCS é aplicável	Gas Lift é aplicável
Profundidade	OK	OK	OK	OK
Vazão máxima	OK	OK	OK	OK
Vazão mínima	OK	OK	OK	OK
Temperatura	OK	OK	OK	OK
RGO	OK	OK	OK	OK
Viscosidade	OK	OK	OK	OK
BSW	OK	OK	OK	OK
Ambiente	OK	OK	OK	OK
Disponibilidade de gás comprimido	N/A	N/A	N/A	Há gás disponível

Como todos os métodos de elevação foram considerados aplicáveis na primeira etapa, todos irão ser pontuados na etapa classificatória. Para os parâmetros de entrada do segundo teste o método considerado mais adequado é o BCP, seguido por BCS, BM e por final *gas lift*. O resultado ilustra a maior adequabilidade do BCP para a elevação de óleos viscosos. A pontuação para cada um dos métodos é mostrada na tabela 10.

Tabela 10. Etapa classificatória para o segundo teste

Parâmetro	BM	BCP	BCS	Gas Lift
Profundidade Máxima	0,750	0,500	1,000	1,000
Vazão	1,000	1,000	1,000	0,375
Temperatura	1,000	1,000	1,000	1,000
RGO	1,000	1,000	1,000	0,000
Viscosidade	0,000	1,000	0,000	0,000
BSW	1,000	1,000	1,000	1,000
CONCEITO FINAL	0,792	0,917	0,833	0,563

Para o segundo teste os engenheiros apontaram o BCP como o método que melhor atenderia as condições de entrada do poço. Devido à alta viscosidade indicada nas condições de entrada do segundo teste, o BM também foi dito como uma boa opção de aplicação.

O terceiro teste representa um poço em ambiente *onshore* com profundidade moderada, vazão baixa e temperatura alta. Os parâmetros de entrada para esse caso são mostrados na tabela 11.

Tabela 11. Parâmetros de entrada para o terceiro teste

Parâmetros de entrada	Unidades Petrobras		Unidades usadas na ferramenta	
	Profundidade	1828,80	m	6000
Vazão	47,69	m ³ /d	300	bpd
Temperatura	422,04	K	300	F
RGO	71,24	m ³ /m ³ std	400	scf/stb
Viscosidade	200	cp	200	cp
BSW	20	%	20	%
Disponibilidade de gás comprimido (S/N)	S		S	
Ambiente (offshore/onshore)	onshore		onshore	

O limite de profundidade para o bombeio mecânico em relação a vazão de entrada do terceiro teste é mostrado na tabela 12.

Tabela 12. Limite de profundidade para o BM- terceiro teste

Vazão de entrada	Profundidade máxima
300 bpd	9333,33 ft

Neste caso apenas o bombeio por cavidades progressivas não é aplicável às condições de entrada do teste, pois a temperatura especificada na entrada não está dentro dos limites considerados aceitáveis para o método. A tabela 13 mostra os resultados obtidos na etapa eliminatória para o terceiro teste.

Tabela 13. Etapa eliminatória para o terceiro teste

	BM é aplicável	BCP não se aplica	BCS é aplicável	Gas Lift é aplicável
Profundidade	OK	OK	OK	OK
Vazão máxima	OK	OK	OK	OK
Vazão mínima	OK	OK	OK	OK
Temperatura	OK	Temperatura máxima excedida	OK	OK
RGO	OK	OK	OK	OK
Viscosidade	OK	OK	OK	OK
BSW	OK	OK	OK	OK
Ambiente	OK	OK	OK	OK
Disponibilidade de gás comprimido	N/A	N/A	N/A	Há gás disponível

Para o terceiro teste o bombeio mecânico foi apontado como o método de elevação mais adequado, o resultado mostra a maior adequabilidade do BM a baixas vazões e altas temperaturas. O resultado do terceiro teste é mostrado na tabela 14.

Tabela 14. Etapa classificatória para o terceiro teste

Parâmetro	BM	BCP	BCS	Gas Lift
Profundidade Máxima	0,000		1,000	1,000
Vazão	1,000		0,000	0,125
Temperatura	1,000		0,000	0,000
RGO	1,000		1,000	0,750
Viscosidade	1,000		0,000	0,667
BSW	1,000		1,000	1,000
CONCEITO FINAL	0,833	Não aplicável	0,500	0,590

Para o terceiro teste o BM foi apontado pelos especialistas como o método de elevação mais adequado. Características como temperatura e vazão foram decisivas para a escolha.

O quarto teste é para um ambiente *onshore* com profundidade e vazão moderadas, médio valor de RGO e alto BSW conforme descrito na tabela 15.

Tabela 15. Parâmetros de entrada para o quarto teste

Parâmetros de entrada	Unidades Petrobras		Unidades usadas na ferramenta	
Profundidade	1524,00	m	5000	ft
Vazão	476,95	m ³ /d	3000	bpd
Temperatura	310,93	K	100	F
RGO	178,11	m ³ /m ³ std	1000	scf/stb
Viscosidade	300	cp	300	cp
BSW	70	%	70	%
Disponibilidade de gás comprimido (S/N)	S		S	
Ambiente (offshore/onshore)	onshore		onshore	

O limite de profundidade do BM para o quarto teste é mostrado na tabela 16.

Tabela 16. Limite de profundidade para o BM- quarto teste

Vazão de entrada	Profundidade máxima
3000 bpd	2187,50 ft

Para este caso apenas o método de elevação por bombeio mecânico não se adapta as condições de entrada. A etapa de eliminação para o quarto teste é descrito na tabela 17.

Tabela 17. Etapa eliminatória para o quarto teste

	BM não se aplica	BCP é aplicável	BCS é aplicável	Gas Lift é aplicável
Profundidade	Profundidade máxima excedida	OK	OK	OK
Vazão máxima	OK	OK	OK	OK
Vazão mínima	OK	OK	OK	OK
Temperatura	OK	OK	OK	OK
RGO	OK	OK	OK	OK
Viscosidade	OK	OK	OK	OK
BSW	OK	OK	OK	OK
Ambiente	OK	OK	OK	OK
Disponibilidade de gás comprimido	N/A	N/A	N/A	Há gás disponível

Para as condições de entrada o método de elevação mais adequado é o BCS. A pontuação para o BCP, BCS e *gas lift* é mostrada na tabela 18.

Tabela 18. Etapa classificatória para o quarto teste

Parâmetro	BM	BCP	BCS	Gas Lift
Profundidade Máxima		0,000	1,000	1,000
Vazão		0,000	1,000	1,000
Temperatura		1,000	1,000	1,000
RGO		0,500	0,500	1,000
Viscosidade		1,000	0,000	0,333
BSW		1,000	1,000	0,000
CONCEITO FINAL	Não aplicável	0,583	0,750	0,722

Para o quarto caso os engenheiros concordaram que para esta aplicação seriam mais adequados o BCS e *gas lift*. Apesar dos valores moderados da viscosidade e do RGO os engenheiros chegaram a conclusão que estes dois parâmetros iriam se equilibrar favorecendo a aplicação do *gas lift*.

5 CONCLUSÕES

Neste trabalho, foi apresentada uma ferramenta para a determinação do método de elevação mais adequado a determinadas condições de entrada. A escolha de um método de elevação adequado as características do poço ou campo é de extrema importância uma vez que uma escolha errada pode tornar ineficiente a produção do poço e reduzir receitas.

Após a especificação dos parâmetros de entrada, considerados no estudo, os mesmos são comparados aos valores limites da capacidade operacional de cada método de elevação obtidos das referências bibliográficas. Para a segunda etapa os métodos de elevação tiveram seus parâmetros de funcionamento dispostos em intervalos de bom funcionamento e de funcionamento ruim para enfim classificar e pontuar os métodos de elevação aplicáveis para determinado caso.

A fim de se obter a validação da ferramenta desenvolvida foram consultados dois engenheiros especialistas em métodos de elevação de petróleo para que eles apontassem qual o método mais adequado analisando apenas os parâmetros de entrada de cada um dos testes realizados. Os resultados obtidos para os quatro testes hipotéticos realizados na ferramenta desenvolvida coincidiram com a opinião dos especialistas mostrando assim a eficácia da ferramenta apresentada no trabalho.

É importante ressaltar que a ferramenta desenvolvida neste trabalho considera, para a escolha do melhor método de elevação, apenas alguns dos parâmetros mais significativos para tal escolha. Métodos econômicos devem ser usados para a avaliação dos custos do projeto. Os custos com equipamentos de elevação, energia e reparos devem ser considerados. Ao selecionar um método de elevação deve-se considerar tanto a adequabilidade técnica, abordada neste trabalho, quanto a econômica.

Como sugestão para trabalho futuros está a inclusão de funções de pertinência para a razão gás-líquido (RGL), que podem substituir as funções de pertinência para o RGO e BSW, sendo um parâmetro mais significativo para a elevação. Também é importante que a ferramenta possa contar com uma relação entre pressão estática e profundidade, uma vez que o método de elevação por *gas lift* poderá ser inviável dependendo de quão depletado for o reservatório.

6 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BEZERRA, Murilo Valença. *Avaliação de Métodos de Elevação Artificial de Petróleo Utilizando Conjuntos Nebulosos*. Dissertação de Mestrado- Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica, 2002.

BROWN, K. E. *The Technology of Artificial Lift Methods*. Vol. 2b. PennWell Books, Tulsa, Oklahoma, 1980.

CLEGG, J. D.; BUCARAM, S. M.; HEIN, N. M., Jr. *Recommendations and Comparisons for Selecting Artificial-Lift Methods*. JPT, 1993.

GUO, B.; LYONS, W. C.; GHALAMBOR, A. *Petroleum Production Engineering*, 2007.

HALLIBURTON, *Artificial Lift Systems and The 5 P's*, 2012.

HEINZE, L. R.; WINKLER, H. W.; LEA, J. F. *Decision Tree for Selection of artificial Lift Method*. Society of Petroleum Engineers (SPE 29510-MS), 1996.

LAKE, L.W. *Petroleum Engineering Handbook*, vol. IV. Society of Petroleum Engineers, 2001.

LANIER, G. H.; MAHONEY, M. *Pushing the Limit: High-Rate-Artificial-Lift Evaluation for a Sour, Heavy-Oil, Thermal EOR Project in Oman*. Society of Petroleum Engineers (SPE 115849-PA), 2009.

LEA, J. F.; NICKENS, H. V. *Selection of Artificial Lift*. Society of Petroleum Engineers (SPE 52157), 1999.

NEELY, B. *Selection of Artificial Lift Method*. Society of Petroleum Engineers (SPE 10337), 1981.

PETROV, A.; MIKHAYLOV, A.; LITVINENKO, K.; RAMAZANOV, R. *Artificial Lift Practice for Heavy Oil Production with Sand Control*. Society of Petroleum Engineers (SPE 135973-MS), 2010.

SIMÕES, M.G.; SHAW, I. S. *Controle e Modelagem Fuzzy*, 2ª ed. São Paulo: Editora Blucher, 2007.

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

TAKÁCS, Gábor. *Sucker-rod pumping manual / by Gábor Takács*, 2003.

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

WEATHERFORD. *Gas Lift Systems*. 2004-2006.

7 ANEXO

'vazão versus profundidade BM

'Profundidade máxima com base na vazão de entrada

Function profinter(BM As Range, qdado)

npt = BM.Count / 2

Dim prof(100), q(100)

For i = 1 To npt

 prof(i) = BM.Cells(i, 1)

 q(i) = BM.Cells(i, 2)

Next i

For i = 1 To npt - 1

 If (q(i) - qdado) * (q(i + 1) - qdado) <= 0 Then

 achei = i

 Exit For

 End If

Next i

profinter = (prof(achei + 1) - prof(achei)) / (q(achei + 1) - q(achei)) * (qdado - q(achei)) + prof(achei)

End Function