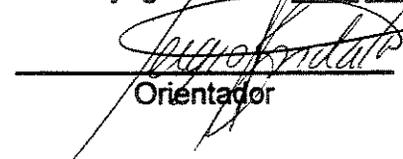


da tese defendida por Murilo
Valença Bezerra e aprovada
pela comissão julgadora em 13/12/20


Orientador

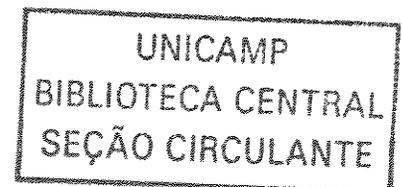
UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

Avaliação de Métodos de Elevação Artificial de Petróleo Utilizando Conjuntos Nebulosos

200304492

Autor: Murilo Valença Bezerra
Orientador: Prof. Dr Sérgio Nascimento Bordalo

18/2002



**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS**

Avaliação de Métodos de Elevação Artificial de Petróleo Utilizando Conjuntos Nebulosos

Autor: Murilo Valença Bezerra
Orientador: Prof. Dr Sérgio Nascimento Bordalo

Curso: Ciências e Engenharia do Petróleo

Dissertação de mestrado apresentada à Sub Comissão de Pós Graduação Interdisciplinar de Ciências e Engenharia de Petróleo, como requisito para a obtenção do título de Mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo.

Campinas, 2002.
S.P. - Brasil

UNIDADE	BC
Nº CHAMADA	UNICAMP B469a
V	EX
TOMBO BCI	52592
PROC.	16-124/03
C	<input type="checkbox"/>
D	<input checked="" type="checkbox"/>
PREÇO	R\$ 11,00
DATA	13/03/03
1º CPD	

CM00180270-2

13 10 284962

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA
BIBLIOTECA DA ÁREA DE ENGENHARIA - BAE - UNICAMP

B469a Bezerra, Murilo Valença
Avaliação de métodos de elevação artificial de
petróleo utilizando conjuntos nebulosos / Murilo
Valença Bezerra.--Campinas, SP: [s.n.], 2002.

Orientador: Sérgio Nascimento Bordalo.
Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual de
Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto
de Geociências.

1. Engenharia de Petróleo. 2. Bombas centrífugas. 3.
Poços de petróleo - Gás lift. 4. Conjuntos difusos. I.
Bordalo, Sérgio Nascimento. II. Universidade Estadual
de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica e
Instituto de Geociências. III. Título.

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

**Avaliação de Métodos de Elevação Artificial de
Petróleo Utilizando Conjuntos Nebulosos**

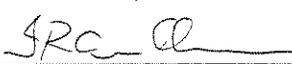
Autor: Murilo Valença Bezerra

Orientador: Prof. Dr Sérgio Nascimento Bordalo

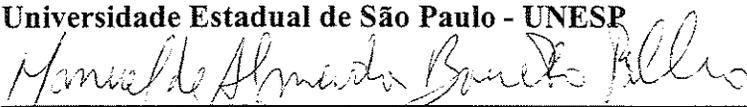
Banca Examinadora:



Prof. Dr. Sérgio Nascimento Bordalo
Universidade Estadual de Campinas



Prof. Dr. Ivan Rizzo Guilherme
Universidade Estadual de São Paulo - UNESP



Eng. Dr. Manuel de Almeida Barreto Filho
Petrobrás

Campinas, 11 de novembro 2002

Dedicatória:

Dedico este trabalho a Paulinha.

Agradecimentos

Inicialmente, agradeço a meus pais, Jurandy e Edila, educadores recifenses, que, apesar das grandes dificuldades, sempre me conduziram no caminho do respeito humano e da integridade.

Ao Prof. Dr. Sérgio Nascimento Bordalo pelo apoio e orientação ao longo destes dois anos.

À Agência Nacional do Petróleo (ANP), à Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) e ao Centro de Estudos do Petróleo (CEPETRO) pelo apoio financeiro e material.

À equipe de profissionais do Setor de Elevação da UN-BA Petrobrás, em especial ao Eng^o. Barreto e ao Fernando pelas valiosas sugestões e hospitalidade.

Ao pessoal da secretaria do Departamento de Engenharia do Petróleo (DEP), em especial a Fátima e ao Décio pela paciência e dedicação.

A todos os funcionários e funcionárias do CEPETRO e DEP pela atenção e suporte sempre prestativos.

Aos alunos e professores do DEP pela convivência sadia e amizade.

Finalmente, deixo minha gratidão também a todos que me suportaram em orações e ao maravilhoso pessoal da Aliança Bíblica Universitária (ABU) de todo este Brasil, amigos para toda a vida que o Deus único e verdadeiro me fez encontrar.

*Que na cruz de Jesus Cristo
esteja a única razão de minha glória.
Porque dEle, por Ele e para Ele são todas as coisas.*

Resumo

BEZERRA, Murilo Valença. *Avaliação de Métodos de Elevação Artificial de Petróleo Utilizando Conjuntos Nebulosos*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas, 2002, Dissertação (Mestrado).

A avaliação do método de elevação para determinada aplicação representa um passo importante no gerenciamento da produção de petróleo. Cada uma das tecnologias existentes apresenta vantagens e desvantagens específicas em termos de projeto e configuração dos equipamentos, custos de aquisição, confiabilidade, procedimentos de operação, intervenção e reparos. As atividades de análise e seleção de um método de elevação envolvem a pesquisa e organização de várias informações relativas ao reservatório, ao projeto do poço e às características dos fluidos que serão produzidos, além das considerações de especialistas envolvidos com a produção dos poços. O presente trabalho procura reunir estas informações e sistematizar os diferentes parâmetros envolvidos na análise e seleção de métodos de elevação, e propõe uma metodologia utilizando conceitos da lógica nebulosa, que possa simular o processo de avaliação realizado por especialistas ao considerar o contexto de produção existente.

Palavras Chave:

- Métodos de Elevação de Petróleo, Avaliação, Conjuntos Nebulosos.

Abstract

BEZERRA, Murilo Valença. *Evaluation of Artificial Lift Methods using The Fuzzy Set Theory*.
Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade
Estadual de Campinas, 2002, Dissertação (Mestrado).

The evaluation of artificial lift methods for a given field application represents an important step in the oil production management. There are some advantages and disadvantages for each of the technology applied, covering a number of different attributes such as well design, equipment installation and reability, capital costs, operation and maintenance practices. The activities of evaluation and selection demands research and organization in order to identify the necessary information from the reservoir, fluids and well design which will help the experts to decide. This work aims to set a artificial lift evaluation methodology which can be able to simulate the expert knowledge using fuzzy set and fuzzy logic theory.

Key words:

- Petroleum, Artificial Lift Methods, Fuzzy Sets.

Índice

Lista de Figuras	x
Lista de Tabelas	xii
Nomenclatura	xiv
1. Introdução	01
2. Descrição dos Métodos de Elevação	05
2.1. Bombeio Mecânico com Hastes (BMH)	05
2.2. Bombeio por Cavidades Progressivas (BCP)	16
2.3. Bombeio Centrífugo Submerso (BCS)	24
2.4. Gas-Lift Contínuo (GLC)	29
3. Avaliação e Seleção dos Métodos de Elevação	36
4. Fundamentos da Teoria dos Conjuntos Nebulosos	45
5. Modelo para Avaliação de Métodos de Elevação de Petróleo	58
6. Aplicação do Modelo para Avaliação	73
7. Comentários e Conclusões	92
8. Referência Bibliográfica	100
Anexo	

Lista de Figuras

2.1	Componentes de uma UB típica (Fonte: Thomas et al. (2001)).	06
2.2	Detalhe de haste polida e da caixa de gaxetas.	07
2.3	Elementos típicos da bomba de fundo no BMH.	10
2.4	Capacidades do BMH para vários materiais conforme Clegg (1988).	11
2.5	Cartas de fundo: (a) Funcionamento normal (b) interferência de gás.	15
2.6	Esquema geral de BCP Tubular (Fonte: Weatherford 2000).	18
2.7	Inspeção de rotor de BCP.	20
2.8	Capacidades para BCP a 500 rpm segundo Revard (1995).	21
2.9	Efeito da submergência na eficiência de BCP conforme Dunn et al (1995).	22
2.10	Instalação de BCS (Fonte: Weatherford 2000).	25
2.11	Capacidades para o BCS a partir de Clegg (1988).	26
2.12	Esquema típico de instalação de GLC.	29
2.13	Válvula para Gas-Lift Contínuo (posição fechada).	31
2.14	Esquema da cabeça de poço no GLC.	33
2.15	Carta de pressões para GLC em funcionamento normal em Brown et al.(1980).	34
2.16	Carta de pressões para GLC com fechamento do poço em Brown et al. (1980).	35
3.1	Regiões de operação para diferentes métodos de elevação.	37
4.1	Representação do conjunto dos dias da semana.	46
4.2	Representação gráfica do conjunto Final de Semana.	48
4.3	Função de pertinência para pessoa alta.	49
4.4	Funções de pertinência: (a) triangular e (b) gausseana.	49
4.5	Representação da variável temperatura em conjuntos nebulosos.	50
4.6	Funções de pertinência para conjuntos A e B.	52
4.7	Funções de pertinência para complementos de A e B.	52

4.8	Funções de pertinência para intersecção e união de A e B.	52
4.9	Resultado das funções de pertinência	56
4.10	Múltiplas composições nebulosas	57
5.1	Processo de aquisição de conhecimento	59
5.2	Estrutura do modelo para avaliação de métodos de elevação	61
5.3	Exemplo de módulo de inferência para cálculo de ADEQB POÇO.	71
5.4	Exemplo do módulo de inferência para ADEQB RESERV.	72
6.1.	Escoabilidade para os parâmetros Vazão e Parafina no BMH	83
6.2	Capacidade do BMH	84
6.3	Capacidade do BCP	84
6.4	Abrasividade	85
6.5	Abrasividade após revisão das regras de inferência	85
6.6	Valores para viabilidade técnica para poços reais.	87
6.7	Viabilidade técnica para métodos sem restrição dos fluidos.	88
6.8	Efeito dos fluidos de petróleo sobre a viabilidade técnica.	89

Lista de Tabelas

2.1	Cargas típicas atuantes na haste polida do BMH.	08
2.2	Materiais das hastes conforme citado por Takács (1993)	09
2.3	Faixas típicas de operação do BMH (Fonte: Weatherford (2000))	12
2.4	Identificação de problemas operacionais no BMH conforme Hirose (1988)	15
2.5	Faixas típica de operação do BCP conforme Weatherford (2000)	23
2.6	Faixas típica de operação do BCS conforme Weatherford (2000)	28
2.7	Faixas típicas de operação do GLC conforme Weatherford (2000)	32
3.1	Considerações de Projeto e Dados Comparativos para Métodos de Elevação	39
3.2	Condições Normais de Operação	40
3.3	Considerações sobre os Métodos	41
3.4	Resumo dos trabalhos sobre seleção de métodos de elevação	44
4.1	Representação do Conjunto Final de Semana	47
5.1	Organização dos parâmetros de entrada do modelo	63
5.2	Termos e funções de pertinência para os parâmetros de entrada	69
6.1	Dados de poços reais (1)	74
6.2	Dados de poços reais (2)	74
6.3	Dados de poços reais (3)	75
6.4	Regras de inferência para a Adequabilidade ao Poço	76
6.5	Regras de Inferência para a Adequabilidade ao Reservatório	78
6.6	Regras de inferência para cálculo da Escoabilidade Parte I	79
6.7	Regras de Inferência para cálculo da Escoabilidade Parte II	80
6.8	Regras de Inferência para Módulo Abrasividade	81
6.9	Regras de Inferência para Módulo Corrosividade	82

6.10 Resultados obtidos pelo modelo para os poços reais	86
6.11 Métodos indicados pelo modelo com e sem restrição dos fluidos.	89
7.1 Procedimentos para avaliação e seleção de métodos de elevação	93

Nomenclatura

\wedge	Conectivo lógico “E”
\vee	Conectivo lógico “OU”
$\mu_A(x)$	Função de pertinência do elemento x no conjunto nebuloso A
A	Conjunto nebuloso A
ABRASIV	Abrasividade
ADEQB FLUIDOS	Adequabilidade aos fluidos
ADEQB POÇO	Adequabilidade ao poço
ADEQB RESERV	Adequabilidade ao reservatório
ANP	Agência Nacional do Petróleo
API	American Petroleum Institute
BCP	Bombeio por cavidades progressivas
BCS	Bombeio centrífugo submerso
BFPD	Barris de fluido por dia
BH	Bombeio hidráulico
BJ	Bombeio a jato
BMH	Bombeio mecânico com hastes
CORROSIV	Corrosividade
ESCOAB	Escoabilidade
GLC	Gas-lift contínuo
GLI	Gas-lift intermitente
IP	Índice de produtividade do poço
MTBF	Mean time between failure

PL	Plunger Lift
Revest	Revestimento
RGO	Razão Gás-Óleo
rpm	Rotações por minuto
SCF/STB	Standard Cubic Feet/Standard Barrel
TVD	True vertical depth
UB	Unidade de bombeio
VIAB	Viabilidade
VL	Variável lingüística
VSD	Variable speed driver
SPE	Society of Petroleum Engineers

Capítulo 1

Introdução

Equipamentos de elevação artificial de petróleo são tecnologias que visam proporcionar e manter a produção de óleo de um poço ou de um conjunto de poços, visando maximizar o retorno financeiro do projeto de produção, durante as diferentes fases que compõem a vida de um poço, do campo ou do reservatório de petróleo.

A elevação artificial, termo que aparece largamente empregado na literatura e amplamente utilizado entre os especialistas de produção, decorre da própria situação do reservatório que não possui originalmente, ou que, em função da vida do campo, deixou de apresentar condições naturais para fornecer vazões de óleo que justificam os investimentos econômicos. Tais condições são governadas, sobretudo, pela pressão interna do reservatório.

O propósito da aplicação de métodos de elevação artificial em poços de petróleo é garantir a manutenção do escoamento de óleo da formação (reservatório) para o poço, e deste até a superfície, superando as perdas de carga ao longo da coluna ou tubo de produção.

Alguns dos métodos de elevação apresentaram grande desenvolvimento nas últimas décadas, sendo hoje considerados por especialistas de produção como tecnologias consagradas. Entre estes estão o Bombeio Mecânico com Hastes (BMH), o Bombeio de Cavidades Progressivas (BCP), o Bombeio Centrífugo Submerso (BCS), o Gás Lift Intermitente (GLI) e Gás Lift Contínuo (GLC). Outros métodos que também estão nesta categoria são o Bombeio Hidráulico (BH), o Bombeio a Jato (BJ) e o Plunger Lift (PL).

A existência de alternativas em termos de equipamentos demanda uma avaliação criteriosa para seleção cuidadosa do melhor método de elevação a ser aplicado, o que é fundamental para o gerenciamento da produção dos poços de petróleo.

Novas tecnologias de elevação de petróleo vêm sendo desenvolvidas nos últimos anos, ampliando-se assim o leque de opções existentes face às necessidades de produção mais recentes como a ocorrência de reservatórios marítimos localizados sob lâminas d'água cada vez mais profundas, a exploração de óleos pesados, a utilização de projetos de poços multi laterais, a combinação de dois métodos de elevação aproveitando-se suas vantagens individuais, etc. Estas tecnologias, porém, não são tratadas neste trabalho por não se apresentarem como tecnologias reconhecidamente consolidadas, estando muitas delas ainda em fase experimental. De fato, para fins de elaboração deste trabalho, apenas os métodos BMH, BCP, BCS e GLC são descritos e utilizados no desenvolvimento do modelo de avaliação a ser apresentado nos próximos capítulos.

Objetivos do Trabalho

A avaliação do método de elevação para determinada aplicação representa um passo importante no gerenciamento da produção de petróleo. As diferentes tecnologias existentes apresentam vantagens e desvantagens específicas em termos de projeto e configuração dos equipamentos, custos de aquisição, confiabilidade, procedimentos de operação, intervenção e reparos.

As atividades de análise e seleção de um método de elevação consideram a pesquisa e organização de um amplo número de informações e parâmetros relativos ao reservatório, ao projeto do poço e às características dos fluidos que serão produzidos.

As informações consideradas na avaliação dos métodos de elevação estão presentes na literatura além de considerações de especialistas, técnicos e engenheiros, envolvidos com a produção dos poços.

O presente trabalho procura reunir estas informações e sistematizar os diferentes parâmetros envolvidos na análise e seleção de métodos de elevação, e propõe o desenvolvimento de um modelo para avaliação dos métodos, utilizando conceitos baseados na teoria dos conjuntos nebulosos enquanto possibilidade ferramental que possa simular o processo de avaliação realizado por especialistas ao considerar o contexto de produção existente.

Organização do Trabalho

Este trabalho é composto de sete capítulos com a seguinte estrutura:

No Capítulo 2, são descritos os quatro métodos de elevação de petróleo utilizados na formulação do modelo de avaliação. Para cada um dos métodos foram reunidas informações de suas considerações de projeto, descrição das características físicas dos componentes, capacidades operacionais e falhas típicas.

No Capítulo 3, o tema de seleção de métodos é apresentado através de uma revisão bibliográfica, reunindo colaborações de importantes especialistas da área. Esta revisão é essencialmente necessária ao resgatar a experiência de vários especialistas, traduzida pelos vários anos de trabalho com os métodos de elevação, seja no nível operacional ou através de pesquisas. Tal revisão foi especialmente útil para organizar a base de conhecimento dos métodos utilizada no modelo, além de ressaltar os principais parâmetros de avaliação dos métodos.

No Capítulo 4, apresenta-se uma introdução aos principais conceitos da teoria dos conjuntos nebulosos como variáveis lingüísticas, funções de pertinência, regras de inferência e composição nebulosa para base do raciocínio aproximado. A teoria disponibiliza um meio de representar incertezas. Estas por sua vez decorrem do tipo e natureza dos eventos investigados ou da imprecisão e ambigüidade das informações disponíveis. Diferentemente da teoria clássica dos conjuntos, as variáveis em conjuntos nebulosos não são numéricas, mas sim lingüísticas, ou seja, são variáveis expressas em termos de palavras e não na forma de números.

No Capítulo 5, descreve-se o modelo para avaliação de métodos de elevação de petróleo. São apresentados e descritos os critérios que estão presentes no modelo como a viabilidade técnica e a viabilidade econômica. Estes dois critérios formam a base para o processo de avaliação dos métodos. O modelo de avaliação busca simular o processo adotado pelo especialista de produção ao considerar o problema de avaliação e seleção do melhor método para aplicação em um determinado poço. Neste mesmo capítulo, são tratados os elementos constitutivos do modelo e são feitas considerações sobre o processo de aquisição do conhecimento, explicitação dos critérios gerais e parciais de avaliação, constituição da base de dados com os parâmetros de entrada e representação nebulosa dos parâmetros, regras de inferência e agregação de regras.

No Capítulo 6, são mostradas algumas simulações e resultados do modelo de avaliação de métodos de elevação aplicado para diferentes condições de campo, tomando-se dados de poços reais. A utilização de casos reais é uma necessidade, visto que o modelo precisa ser verificado em termos de sua consistência.

No Capítulo 7, finaliza o trabalho apresentando os comentários, conclusões e recomendações acerca do tema.

Capítulo 2

Descrição dos Métodos de Elevação

Neste capítulo são descritos os métodos de elevação considerados na elaboração do modelo de avaliação proposto neste trabalho. Os métodos descritos são o Bombeio Mecânico com Hastes (BMH), o Bombeio por Cavidades Progressivas (BCP), o Bombeio Centrífugo Submerso (BCS) e o Gas-Lift Contínuo (GLC). A descrição de cada um dos métodos considera o arranjo típico de instalação, características construtivas e operacionais além dos problemas típicos.

2.1 Bombeio Mecânico com Hastes

O bombeio mecânico com hastes (BMH) é um sistema de elevação composto de três partes:

- (1) O equipamento de superfície ou unidade de bombeio (UB);
- (2) A coluna de hastes;
- (3) O conjunto de bomba de fundo.

Unidade de Bombeio (UB)

O equipamento de superfície ou unidade de bombeio (UB), como é amplamente conhecida, é responsável pelo fornecimento e transmissão de energia no BMH. Os componentes de uma UB típica (Figura 2.1) são o motor, o redutor de velocidade (polia ou caixa de engrenagens), a unidade de bombeio, a haste polida e a cabeça do poço (que inclui o sistema de vedação ou caixa de gaxetas e tubulações de óleo e de gás).

O acionamento do sistema é feito normalmente por um motor elétrico operando com velocidade que pode variar de 500 a 1500 rpm. O motor se conecta a um sistema de polias ou caixa de engrenagens, que reduz a velocidade e suporta o torque de bombeio. Na ausência de suprimento confiável de energia elétrica, pode-se utilizar um motor de combustão interna no lugar do motor elétrico, embora este tipo de motor esteja em desuso praticamente.

A unidade de bombeio possui um sistema de biela-manivela que converte movimento de rotação em movimento alternativo, que é transmitido até as hastes através do balancim. Um contrapeso ajustável regula a carga imposta ao motor. A haste polida é ligada ao balancim e a selagem do equipamento é garantida através do sistema de vedação localizado acima do tê de bombeio na cabeça do poço, mantendo os fluidos dentro do poço. A coluna de hastes conecta-se à haste polida, e dentro do poço, transmite o movimento alternado à bomba de fundo.

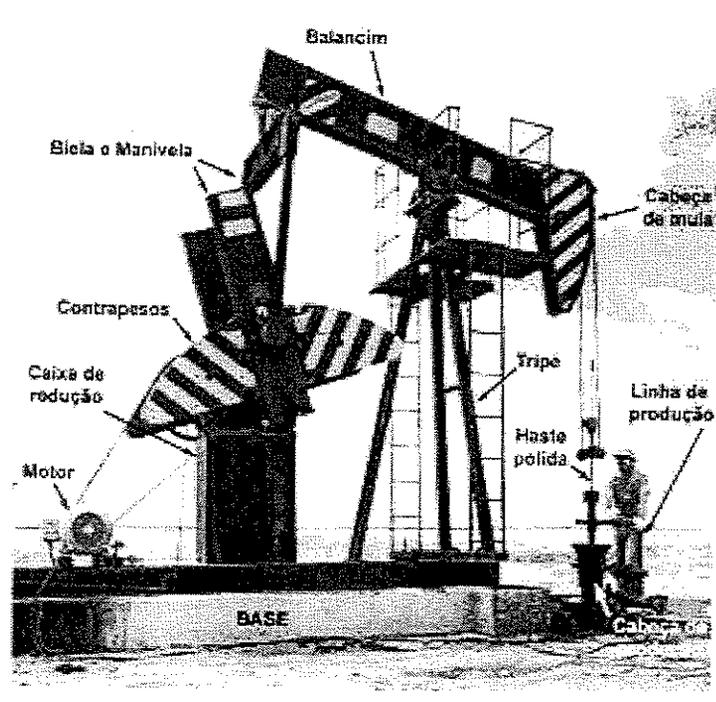


Figura 2.1: Componentes de uma UB típica (Fonte: Thomas et al. (2001))

As cargas aplicadas sobre o motor e demais componentes da UB são especificadas pressupondo-se que a UB esteja adequadamente montada sobre uma base perfeitamente horizontal e estável. A perda da integridade da base tem implicações sobre todos os componentes da UB, que estarão sujeitos a vibrações não previstas em seu dimensionamento, que poderão levá-los a falhas. Dado a grande quantidade de partes móveis e de mancais, é fundamental garantir que a lubrificação das mesmas ocorra de maneira adequada.

Coluna de Hastes

As primeiras hastes utilizadas eram confeccionadas em peças de madeira e metal. Materiais como ferro e aço foram utilizados na confecção de hastes a partir de 1880, tornando-se comum em 1900. Em 1926, as hastes passaram a ser padronizadas pelas normas da API. Desde então, melhorias na metalurgia possibilitaram a obtenção de hastes mais resistentes. A primeira haste está em contato direto com a caixa de gaxetas (Figura 2.2) e é chamada de haste polida devido ao seu fino acabamento superficial para deslizar em seu mancal, proporcionando vedação.

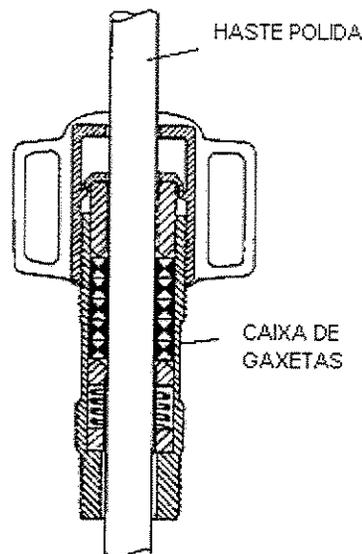


Figura 2.2: Detalhe de haste polida e da caixa de gaxetas.

As hastes operam em ambientes que podem ser abrasivos ou corrosivos. Elas estão sujeitas a cargas cíclicas, sendo deste modo um ponto crítico no sistema (Tabela 2.1).

Tabela 2.1: Cargas típicas atuantes no BMH.

Cargas estáticas	<ul style="list-style-type: none"> - Peso da coluna de fluidos - Peso da coluna de hastes - Pressão do tubing - Efeito de Empuxo
Cargas dinâmicas	<ul style="list-style-type: none"> - Força de aceleração do sistema
Cargas de atrito	<ul style="list-style-type: none"> - No pistão: parafina e areia - Nas hastes: tubulação, parafina e fluido viscoso - Na haste polida: gaxetas
Cargas de choque	<ul style="list-style-type: none"> - Batida de fluido - Batida de hastes - Desalinhamento de liners

Cuidados especiais devem ser adotados na movimentação e armazenamento das hastes, a fim de evitar danos futuros no sistema de vedação e falhas por fadiga em pontos de concentração de tensões geradoras de fraturas.

A coluna de haste é a parte vital do sistema, uma vez que é responsável pela ligação entre a UB e a bomba de fundo. Os materiais mais comumente utilizados na confecção de hastes são aços padronizados pela API desde 1926. De acordo com as especificações da API, as hastes podem ter comprimentos de 25 ft, 30 ft e 37,5 ft (7,6 m, 9,1 m e 11,4 m) e diâmetros variando de 1/2" a 1 1/8" em incrementos de 1/8" (12,7 mm a 28,6 mm, em incrementos de 3,18 mm).

As hastes de aço possuem algumas limitações como peso linear elevado, normalmente de 1,262 lb/ft a 3,016 lb/ft (correspondente a 1,88 kg/m e 4,49 kg/m), o que pode elevar a demanda de carga sobre o motor, reduzindo a capacidade de elevação, principalmente para maiores profundidades. Além disso, as hastes possuem tendência elevada à corrosão na maioria dos poços onde operam, mesmo considerando-se a adição de elementos inibidores como ligas de cromo-molibdênio e níquel-molibdênio conforme Takács (1993) (Tabela 2.2).

Tabela 2.2: Materiais das hastes conforme citado por Takács (1993)

Grau da haste	Composição	Resistência Mecânica, psi	
		Min.	Max.
K	AISI 46__	85.000	115.000
C	AISI 1536	90.000	115.000
D	Carbono ou liga	115.000	140.000
Propriedades químicas e mecânicas de hastes de acordo com a API Spec. 11B.			

Poços de grandes profundidades em ambientes com fluidos corrosivos são caracterizados por uma alta frequência de falhas do BMH. Desde 1977, hastes confeccionadas à base de fibra de vidro passaram a ser disponíveis comercialmente. Este tipo de haste possui baixo peso específico, entre 0,48 lb/ft a 1,29 lb/ft (aproximadamente 0,71 kg/m a 1,92 kg/m), e oferece excelente resistência à corrosão, reduzindo os custos de operação e manutenção, sendo porém mais vulneráveis à falha por compressão.

Bomba de Fundo

A função da bomba de fundo é fornecer energia ao fluido através de adicional diferencial de pressão, elevando-o até a superfície. A bomba é do tipo alternativo, de simples efeito, composta de camisa, pistão, válvulas de passeio e de pé.

Em sua forma mais simples, a bomba de fundo consiste de um pistão que se movimenta de forma alternativa dentro de uma camisa. O pistão possui uma válvula de bloqueio que permite passagem de fluidos através do pistão quando este se desloca para baixo (“downstroke”). Esta é também denominada de válvula de passeio, do tipo esfera e sede (Figura 2.3). Quando o pistão se desloca para cima, esta válvula se fecha, selando o pistão para que este empurre o fluido na coluna de produção para fora do poço. Uma segunda válvula, a válvula de pé, permanece alojada na parte inferior da bomba, somente permitindo passagem do poço para a camisa, quando o pistão se desloca para cima. Quando o pistão se desloca para baixo, esta válvula se fecha, impedindo o retorno de fluido da camisa para o poço na direção ascendente.

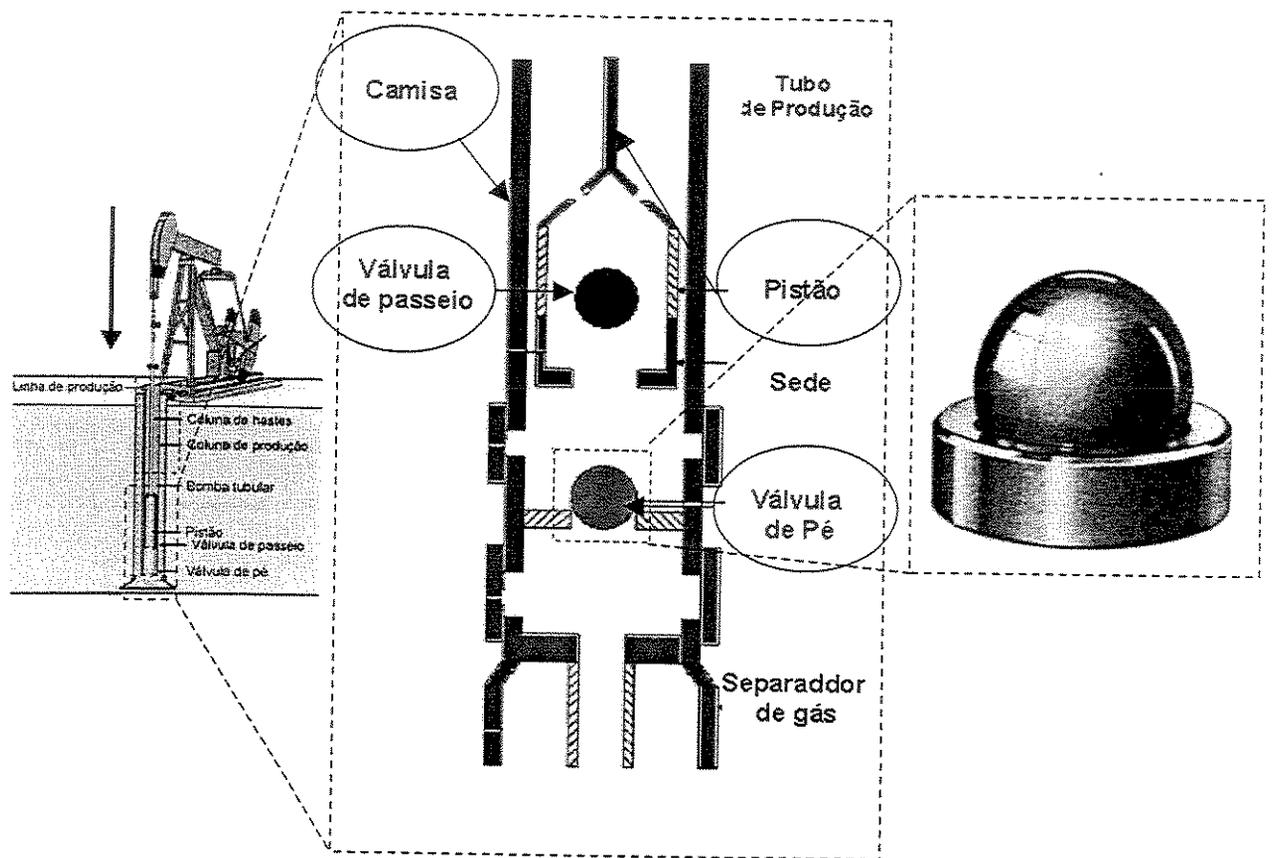


Figura 2.3: Elementos típicos da bomba de fundo no BMH

Durante o curso ascendente (“upstroke”), a válvula de passeio permanece fechada devido à ação da pressão da coluna de fluido existente acima do pistão. A válvula de pé, porém, é liberada em função da descompressão na camisa, inferior à pressão de fundo do poço.

Durante o curso descendente (“downstroke”), a válvula de pé é mantida fechada pela compressão de fluidos dentro da camisa, enquanto que a válvula de passeio mantém-se aberta pelo arrasto de fluido. O correto funcionamento destas válvulas é essencial para a eficiência do ciclo de bombeamento.

Revisão das Características Operacionais

Uma das mais importantes características operacionais de todo método de elevação reside no binômio “vazão vs. profundidade”. Neely et al. (1981) apresentam o BMH como um método ideal para poços verticais com produção de até 10 BFPD ($1,6 \text{ m}^3/\text{d}$) (“stripper wells”), sugerindo ainda que este deve ser considerado para poços novos de produção moderada em baixas profundidades ou de baixa produção em profundidades médias. Segundo estes autores, no caso de poços sem a presença de H_2S , seria possível elevar 1.000 BFPD ($160 \text{ m}^3/\text{d}$) a partir de 7000 ft (2100 m), ou 200 BFPD ($32 \text{ m}^3/\text{d}$) a partir de 14.000 ft (4.300 m). A presença de H_2S reduziria em cerca de 40% a altura de elevação para os mesmos valores de produção.

Clegg (1988) estudando os métodos de elevação para condição de alta produção de poço, ressalta que a utilização de materiais de resistências crescentes (graus K, C e D) pode ampliar a capacidade do BMH (Figura 2.4). Ele ainda ressalta que o bombeio mecânico não é um método normalmente considerado particularmente aplicável a sistemas de alta vazão.

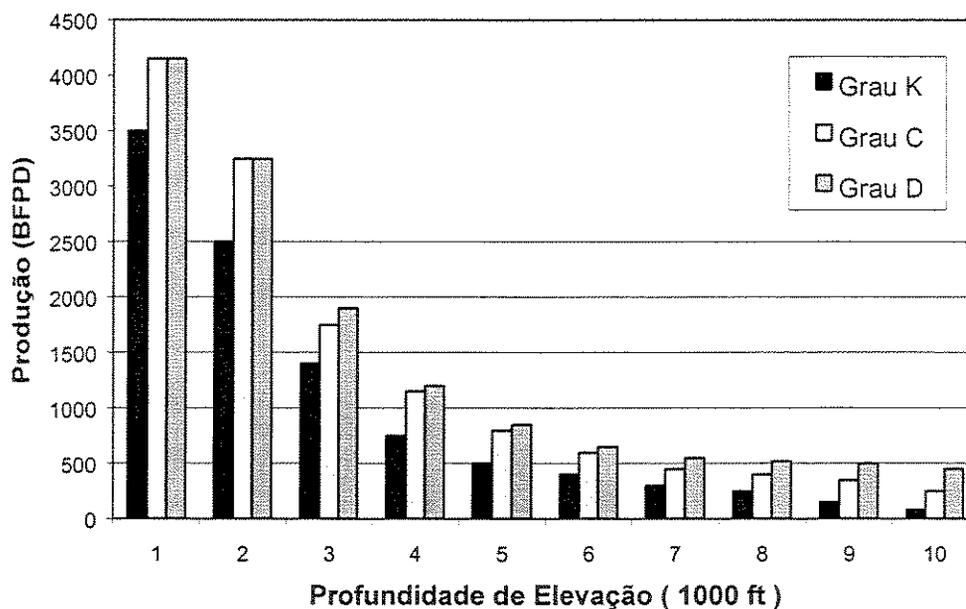


Figura 2.4: Capacidades do BMH para vários materiais conforme Clegg (1988)

Takács (1993) ressalta que, embora o BMH seja largamente utilizado no mundo, sua importância é reduzida quando considerado o volume total de fluido obtido por este método de elevação em relação aos demais métodos. Em seu trabalho, ele apresenta dados de 1980 mostrando que, nos EUA, cerca de 415.500 poços (cerca de 85% dos poços em terra com algum tipo de elevação artificial) são produzidos com BMH com produção de até 10 BFPD (1,6 m³/d). Importante lembrar que os principais fabricantes de equipamentos para elevação artificial também fornecem informações dos dados operacionais para os diferentes métodos (Tabela 2.3).

Tabela 2.3: Faixas típicas de operação do BMH (Fonte: Weatherford (2000))

DADOS OPERACIONAIS		
	Faixa típica	Valores máximos
Profundidade- TVD (ft)	100 – 11.000	16.000
Produção de fluidos (BFPD)	5 – 1500	5000
Temperatura (°F)	100 – 350	550
Resistência à corrosão	Boa a excelente	
Tolerância à Temperatura	Regular a boa	
Operação com sólidos	Regular a boa	
Densidade relativa	> 8 °API	
Tipo de acionamento	Combustão ou elétrico	
Aplicação em Mar	Limitado	

Hinckley (1960), Crosby (1969) e Lea et al. (2000) apresentam aplicações de BMH para poços delgados cujos diâmetros da tubulação de revestimento do poço estão entre 2 3/8” a 2 7/8” (entre 60,3 mm a 73,0 mm). Hinckley cita casos de poços produzindo 71 BFPD a 6800 ft (11 m³/d a 2100 m) e de 75 a 100 BFPD a 3000 ft (12 m³/d a 16m³/d, a 900m), com tubos de produção de 1” (25,4 mm) em poços de 2 7/8” (73 mm) de revestimento. Crosby relata valores de 600 BFPD a 2000 ft e 60 BFPD a 10000 ft (95,5 m³/d a 610 m e 10 m³/d a 3000 m), em poços de 2 7/8” (73 mm) de revestimento. Finalmente, Lea reporta produções de 500 BFPD a 3000 ft e 100 BFPD a 6000 ft (80 m³/d a 900 m e 16 m³/d a 1800 m), utilizando bombas de 1 1/4” (32 mm).

Problemas Operacionais

A maior parte dos componentes do BMH está sujeita aos efeitos de fadiga, provocados pelas cargas cíclicas de tração e compressão sobre as hastes, o que implica que o sistema deve ser rigorosamente protegido contra corrosão. Danos à superfície das hastes provocam pontos de concentração de tensões geradores de fraturas. Portanto, impactos, riscos, abrasão e corrosão devem ser evitados, pois diminuem a vida útil ou provocam quebras prematuras durante o uso. Outros fatores que limitam a operação do BMH são a operação em poços desviados e o teor de areia produzido, de valor significativo em formações não consolidadas.

A maioria dos poços produz certa quantidade de gás, que podem ocorrer como gás livre ou gás em solução na entrada da bomba. Os efeitos de se produzir uma mistura gasosa levam a uma série de problemas operacionais no BMH, entre elas a redução da eficiência geral da bomba. Takács (1993) argumenta que a interferência de gás é um dos maiores desafios na engenharia de produção com uso de BMH.

Lea et al. (1994) apresentam valores de eficiência global do BMH na faixa de 53 a 55% para profundidades de 4750 ft a 6000 ft (1450 a 1800 m) respectivamente, contra 32 a 26% do BCS nas mesmas profundidades. Para Brown et al. (1980), a experiência de campo tem mostrado que valores de RGO até 2000 SCF/STB ($0,18 \text{ m}^3/\text{m}^3$) podem ser tolerados pelo BMH, mas a eficiência global da bomba cai para 40-50%.

Entretanto, segundo Thomas et al. (2001), o efeito de gás, embora reduzindo a eficiência volumétrica, é menos nocivo no bombeio mecânico que no bombeio centrífugo submerso (BCS). O uso de âncoras de gás, segundo o mesmo autor, pode reduzir o impacto do gás livre no BMH. No caso de BMH, há vários tipos de separadores ou âncoras de gás, mas todos eles operam a partir do mesmo princípio da separação gravitacional. Na âncora natural, a força da gravidade é utilizada para separar as pequenas bolhas de gás presentes no óleo. O espaço anular é ideal para tal separação, e é por isso que este é mantido livre no BMH (sem “packer”). A bomba é posicionada logo abaixo do intervalo do canhoneio com a admissão um pouco acima do fundo do poço.

Alguns dos requisitos que precisam ser atendidos, segundo Takács (1993), para que o uso de âncora natural de gás seja bem sucedido, são citados a seguir:

- O poço deve ser perfurado até uma profundidade abaixo da zona de produção.
- O diâmetro do revestimento deve ser suficiente para garantir que a velocidade de descida de fluidos até a entrada da bomba nunca seja superior à velocidade de subida das bolhas de gás.
- A pressão na cabeça do poço deve ser tal que permita o escoamento de gás pelo anular até a superfície.

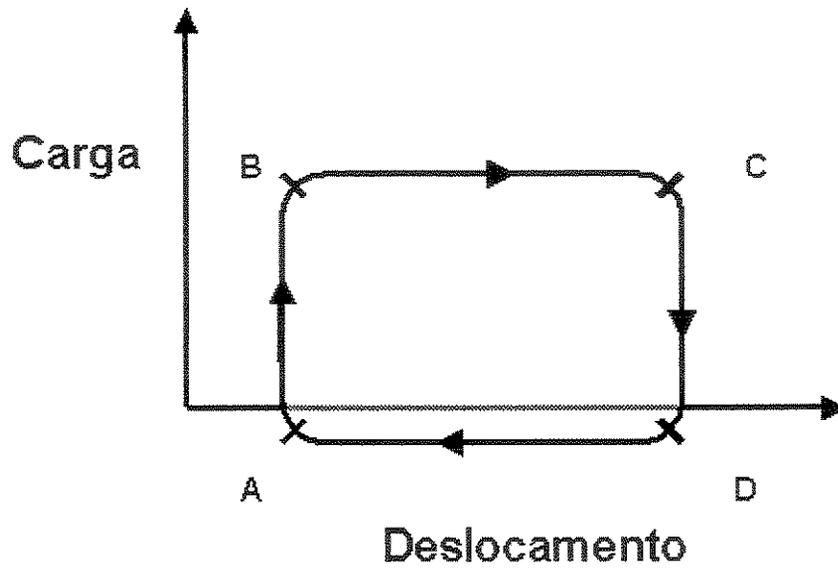
Além disso, os especialistas também recomendam que seja utilizada uma velocidade de bomba mais baixa para que a segregação de gás ocorra.

Outros tipos de âncora de gás podem ser utilizados para os casos onde o posicionamento da bomba só é possível acima da zona de produção (por exemplo, pela produção de areia) desde que haja condição de submersão (pressão estática), mas estes têm menor eficiência.

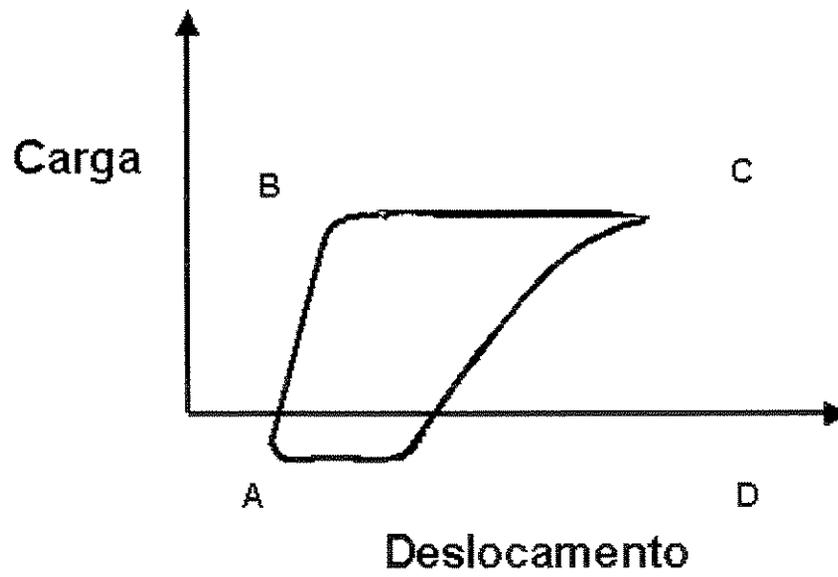
Monitoramento e Controle

A carta dinamométrica de superfície e o registro do nível dinâmico são as principais ferramentas disponíveis para avaliação das condições de funcionamento do BMH. As cargas na haste polida são registradas durante um ciclo completo. Medem-se, portanto, as cargas durante o “upstroke” e o “downstroke”. Com base nestas leituras pode-se inferir a carta de fundo e sugerir um diagnóstico do BMH. Dois exemplos de cartas de fundo encontram-se na Figura 2.5.

Para cada problema típico do BMH podem ser obtidos padrões de cartas. A análise destes registros por um especialista permite diagnosticar problemas ocorrentes no BMH (Tabela 2.4).



(a)



(b)

Figura 2.5: Cartas de fundo: (a) Funcionamento normal (b) Interferência de gás

Tabela 2.4: Problemas operacionais no BMH (organizado a partir de Hirose (1988)).

Problema	Causas	Sintomas	Soluções	Recomendações
Vazamento na válvula de passeio	Desgaste na sede ou esfera; sujeira; parafina	Queda de pressão no curso ascendente; queda de produção; desbalanceamento da UB	Bater hastes; Circular óleo quente; Trocar bomba	Utilizar sede-esfera adequados para o tipo de fluido se corrosivo e ou abrasivo
Vazamento na válvula de pé	Desgaste na sede ou esfera; sujeira; parafina	Queda de pressão no curso descendente; aumento da carga estática mínima; elevação do nível dinâmico	Bater hastes; circular óleo quente, trocar bomba; trocar válv de pé	
Batida de fluido	Choque entre pistão e nível de óleo no interior da camisa, no curso descendente	Impõe variações bruscas de cargas na coluna de hastes; oscilação do cabresto; pode ocorrer sobre de haste	Diminuir curso da UB; diminuir rotação; diminuir diâmetro da bomba	
Batida de gás	Normal em poços com muito gás; o choque ocorre entre pistão e nível de óleo no interior da camisa e é amortecido pelo gás, com descréscimo suave de carga	Baixa eficiência de bombeio	Reduzir espaço morto; utilizar âncora de gás; elevar submergência da bomba	
Atrito excessivo	Parafina na coluna; produção de areia; tortuosidade do poço; poço direcional	Sobra de hastes; pressurização no curso ascendente; pressurização com UB parada; desbalanceamento da UB; queda de produção	Circular óleo quente; utilizar centralizador de hastes; trocar coluna de tubing e de hastes; utilizar tubing menor e hastes mais delgadas; circular vapor	Aumento excessivo de carga pode causar a quebra de hastes, e o excesso de parafina ou produção de areia pode levar à prisão do pistão
Haste partida/luva partida	Fadiga; corrosão; atrito e carga excessiva	Poço não pressuriza; poço queimando gaxeta; UB desbalanceada; haste sobrando; haste presa; não há reversão da coluna de haste; não checa o fundo; haste polida totalmente fora do poço	Pescar haste quando próximo à superfície e substituir haste partida; substituir todos os equipamentos de fundo	Quase que a totalidade dos casos de hastes partidas são causados por fadiga, aliado à um ponto de corrosão, moossa ou trinca; recomenda-se operar com baixos ciclos de rotação e variação de cargas
Haste, pistão ou gaiola desenroscada	Rosca danificada por desgaste ou corrosão; luva mal apertada; torção antihorária na coluna de hastes; carag excessiva; batida de hastes	Idênticos aos da haste partida. A única diferença é que geralmente se consegue checar o fundo	Checar fundo e tentar enroscar a haste girando-a no sentido horário; retirar equipamentos	Como prevenção, dar aperto adicional nas hastes.
Coluna de tubing desenroscada	Rosca danificada; luva mal apertada	Poço não pressuriza; UB desbalanceada; sem reversão na haste polida; não checa fundo	Pescar e corrigir problema	Como prevenção, dar aperto adicional na luva; problema mais comum em BCP.
Válvula de pé ou passeio coladas	Parafina, estopa ou sujeira presa na sede.	Pé aberta: poço pressuriza no curso ascendente e despressuriza no descendente; passeio aberta: poço não pressuriza; UB desbalanceada	Bater hastes; circular óleo quente;	

Batida de hastes	Haste do pistão e choca com a gaiola da válvula de pé; as esferas das válvulas sofrem danos elevando os vazamentos; Dilatação da coluna de hastes com a maior temperatura; aumento do curso e rotação da UB, desnivelamento da UB	Ruído de batida durante o curso ascendente e descendente, vindo do poço; vibrações na haste polida; haste sobrando;	Elevar coluna de haste deixando espaço morto adequado	A batida de hastes acelera o processo de fadiga;
Overtravel	Devido à alta velocidade do pistão, alongamento extra da haste, causando sobre curso		Diminuir velocidade	
Undertravel	Ocorre em poços muito profundos e provoca redução da eficiência volumétrica;		Aumentar curso do pistão; aumentar com	
Bloqueio de gás	Devido à presença de gás na bomba, a pressão da câmara não consegue superar a pressão da coluna de fluido e a válvula de passeio não abre e não se permite também admissão de fluidos na bomba	Poço não produz	Reduzir espaço morto, aumentar curso; bombas VR-S	Ocorre em poços com muito gás e espaço morto muito grande, gerando uma pequena taxa de compressão, favorecendo o bloqueio.
Pistão descamisando	Grande espaço morto; curso muito longo; camisa da bomba curta.	Vibração do cabresto; queda de pressão; pancada no curso descendente	Diminuir espaço morto; diminuir curso, descer bomba de comprimento maior	
Coluna de tubing furada	Corrosão ou abrasão	Poço não produz; pressão na cabeça cai quando se bloqueia a válvula de linha; retorno de fluidos quando se abre a válvula de linha	Trocar tubo furado	Usar inibidor de corrosão, usar centralizador de hastes;
Liners desalinados	Falta de aperto; problemas no transporte e manuseio; batida de hastes	Pancadas no curso ascendente ou descendente; haste sobrando; haste presa;	Substituir bomba; utilizar bomba TH	
Poço surgindo	Pressão estática elevada em poços com injeção de vapor;	Poço produz mas não pressuriza; grande produção de gás; UB desbalanceada		
Clamps ou haste polida topando na cabeça da UB	Ocorre quando o cabresto está muito curto ou a cabeça da UB está descentralizada em relação à haste polida		Substituir cabresto por outro maior, centralizar cabeça da UB	
Luva inferior da haste polida topando na caixa de gaxetas	Coluna de haste muito comprida; aumento do curso; haste polida curta	Pancadas na haste polida; prisão da haste;	Retirar pony-rod; diminuir espaço morto; substituir haste polida por outra maior	

2.2 Bombeio por Cavidades Progressivas – BCP

O sistema de Bombeio por Cavidades Progressivas (BCP) (Figura 2.6) consta de estator e de um rotor, ambos de forma helicoidal. O rotor é normalmente acionado da superfície por uma coluna de hastes semelhante à utilizada no bombeio mecânico. Um motor elétrico instalado ao lado do cabeçote da BCP, na superfície, fornece energia para o acionamento do conjunto de fundo. Esta é a configuração mais tradicional do motor, embora alguns fabricantes estejam introduzindo o motor no fundo do poço, como ocorre com a BCS.

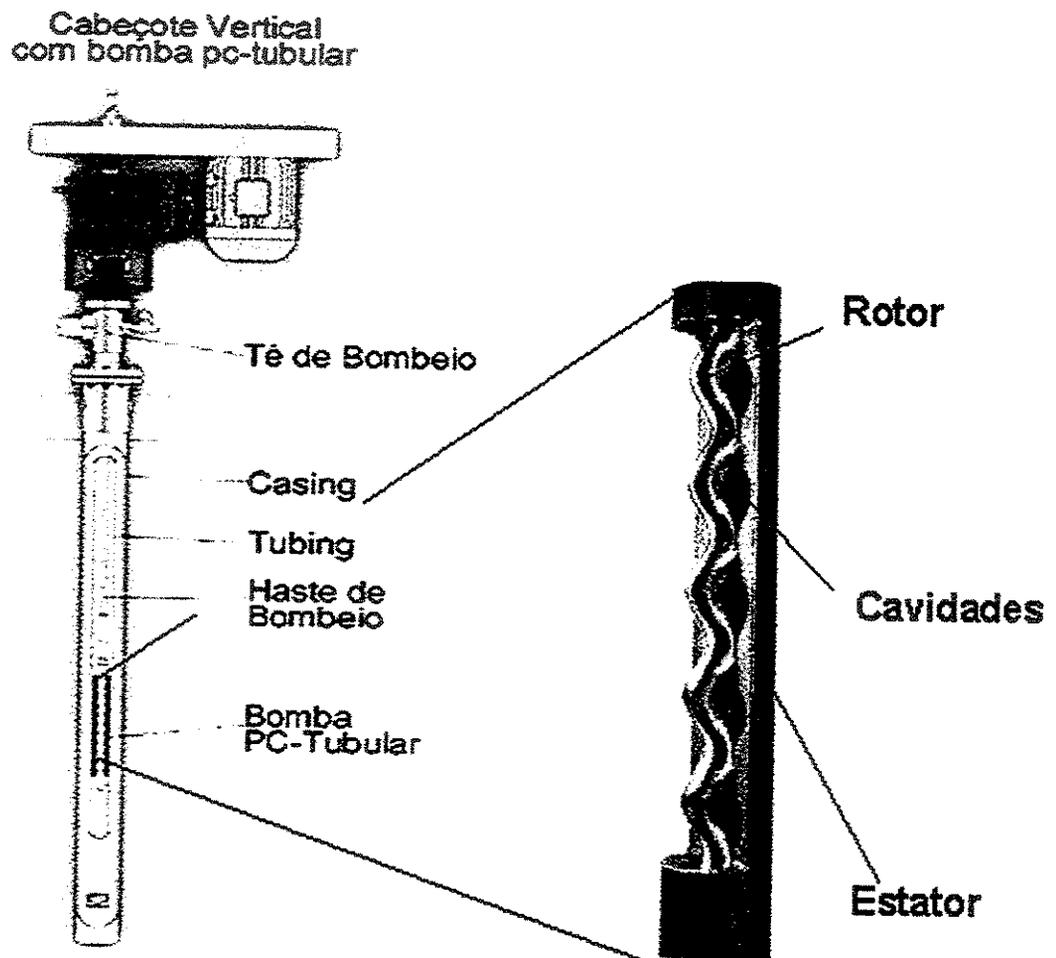


Figura 2.6: Esquema geral de BCP Tubular (Fonte: Weatherford 2000).

O rotor é confeccionado em aço, formando um eixo helicoidal, sendo fabricado com diferentes passos de hélice. O estator possui um núcleo de elastômero, com uma cavidade longitudinal em dupla hélice. Os pontos de contato entre o rotor e o estator definem espaços que são preenchidos por fluido, chamados de cavidades, cujas posições variam durante a rotação, transportando o fluido desde a admissão até a exaustão. Trata-se de uma bomba de deslocamento positivo em que a produção de fluidos se dá de forma praticamente contínua, enquanto que no bombeio mecânico a mesma é pulsante e intermitente.

Revisão das Características Operacionais

Saveth et al. (1989) destacam a habilidade do BCP como método de elevação artificial capaz de operar com fluidos abrasivos, capacidade de elevação até 4000 ft (1200 m) e de produção até 1000 BFPD (160 m³/d). Outras vantagens da BCP, comparada com outros métodos em aplicações similares, seriam a maior eficiência, o baixo investimento inicial, facilidade de instalação e custos mínimos de manutenção. Sua principal aplicação tem sido a produção de fluidos muito viscosos.

Dunn et al. (1995) ressaltam que cerca de 50% das reservas de hidrocarbonetos do mundo são de óleos pesados com de grau inferior a 20 °API (densidade relativa superior a 0,93). Para este cenário, a importância do BCP é ainda maior. Tais reservas, apresentam óleos de alta viscosidade, 500 a 15000 cP (0,5 a 15 Pa.s), estão localizadas em formações entre 300 m a 600 m de profundidade, e produção variando entre 1 m³/d a 70m³/d. Para que o reservatório forneça vazões econômicas de óleo, deve-se manter baixa pressão de fundo no poço, o que pode favorecer uma produção de gás indesejável, a depender das condições do reservatório. Adicionalmente, estes reservatórios estão em formações pouco consolidadas onde a produção de areia é também elevada, chegando a 30% em volume, em certos casos. O BCP é um método em expansão tecnológica. Conforme Thomas (2001), a utilização de BCP no Brasil teve início em 1984, em fase experimental, mas devido à simplicidade de instalação e grande eficiência na produção de fluidos viscosos, o número de poços com este tipo de equipamento tem se difundido rapidamente, principalmente em terra.

Para compreender os limites de operação do BCP é preciso observar seus componentes. O estator consiste de um tubo de aço (camisa) revestido internamente por determinado tipo de elastômero (borracha), que é moldado com uma cavidade em hélice dupla. O rotor é de aço inoxidável com uma forte cobertura de cromo (Figura 2.7). Esta combinação de materiais define a elevada resistência à abrasão da BCP. Uma das áreas onde o BCP possui recomendada aplicação são poços de alta viscosidade e com alto teor de areia, sal e H₂S.



Figura 2.7: Inspeção de rotor de BCP

Revard (1995) e Lea (2000) concordam que elastômeros podem ser especificados para óleos de até 40 °API (ou densidade relativa acima de 0,83), concentração de CO₂ inferior a 2%, de H₂S inferior a 15%, e temperatura limite de 275 °F (135 °C). Lea sugere que temperaturas de até 350 °F (177 °C) são possíveis, mas não foram encontradas outras referências sobre isso.

A análise dos fluidos do poço é um imperativo antes da instalação da bomba a fim de que sejam especificados os mais adequados tipos de materiais para a BCP. Dunn (1995) ressalta que o BCP é ideal para atender aos desafios de produção de óleos pesados, mas para obter todos os benefícios com o método, o sistema e equipamentos devem atender às características do ambiente de operação.

Segundo Lea (2000) o BCP possui um projeto simples e construção robusta, e sua baixa rotação permite que ela opere por longos períodos se está livre de ataques químicos, desgaste excessivo ou se instalada em profundidades não superiores a 4000 ft (1200 m). A bomba não

sofre riscos de parada de produção em função da presença de gás livre e não sofre obstrução por parafina. Ele destaca ainda que no caso de poços delgados, os modelos existentes são capazes de produzir de 3000 BFPD em 2000 ft a 600 BFPD em 6000 ft (480 m³/d em 600 m a 95 m³/d em 1800 m), mas a operação é melhor para profundidades até 4000 ft (1200 m).

Gaynard observou, a 500 rpm (8,3 Hz), vazões até 1.500 BFPD (240 m³/d) e elevação até 6.000 ft (1800 m). Outra característica da BCP é sua capacidade de operar com óleos de viscosidade elevada sem risco de quebra. Utiliza apenas de 50 a 60% da potência do BMH com desempenho similar, em poços de 4 ½” (114 mm). Entretanto, estes limites contrastam com os valores obtidos por Revard (1995) (Figura 2.8).

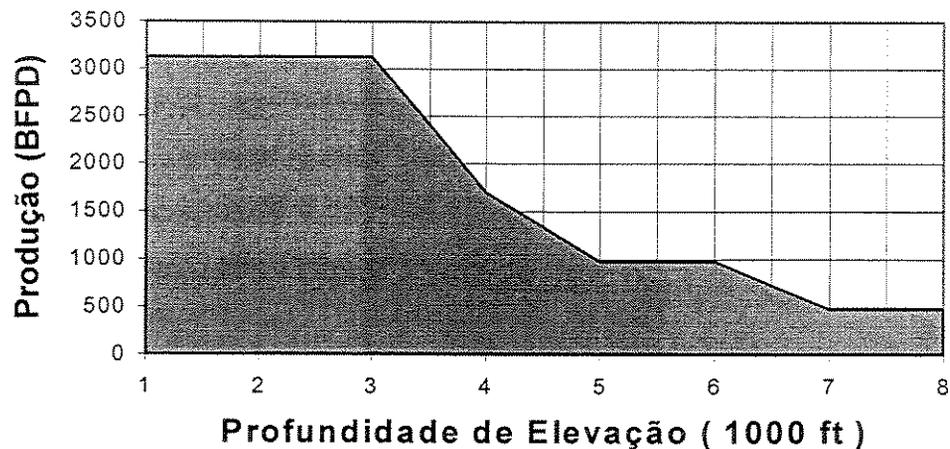


Figura 2.8: Capacidades para BCP a 500 rpm segundo Revard (1995)

A BCP é capaz de operar com quantidades limitadas de gás, se existir líquido suficiente para refrigerar a mesma. Caso não haja líquido, a bomba poderá operar numa condição de seco resultando na falha do elastômero (fissuras e descacamento).

Em termos de eficiência do BCP, Revard concorda com Clegg et al. (1992) ao destacar que esta se encontra na faixa de 70 a 98%, superior, por exemplo, aos valores obtidos no BMH (50 a 60%). Gaynard et al. (1988) esclarecem que a ocorrência de escorregamento (“slip”) implica na redução de eficiência da bomba, sendo o nível de escorregamento uma função da diferença de pressão entre a exaustão e a admissão bomba, do número de estágios, do grau de ajuste do contato do rotor com o estator, da viscosidade e da temperatura do óleo na bomba.

Saveth et al. (1989), neste sentido, ressaltam que a alta viscosidade dos fluidos gera problemas de cavitação na bomba, pois esta não é completamente preenchida, além de ser responsável pelo aumento das perdas de carga por fricção, favorecendo ainda mais o escorregamento. Segundo Thomas (2001) o método requer um nível adequado de submersão e, durante a vida útil produtiva do poço, é necessário um acompanhamento freqüente e cuidadoso do nível de fluido no anular, pois a falta de fluido pode comprometer a lubrificação e o resfriamento da bomba causando superaquecimento e queima do elastômero. A submersão tem um efeito também sobre a eficiência do BCP, como discutido por Dunn et al. (Figura 2.9).

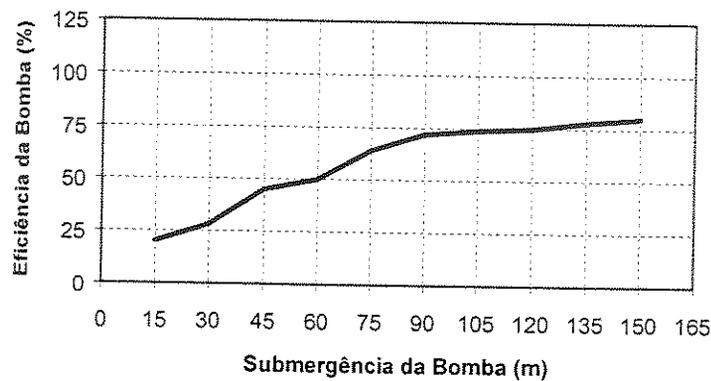


Figura 2.9: Efeito da submersão na eficiência de BCP conforme Dunn et al (1995).

Baixas pressões de sucção favorecem o surgimento de gás na entrada da bomba, que afetam a eficiência da mesma, além de falhas prematuras no sistema. Pode minimizar estes efeitos com o uso de âncora natural de gás ou uso de separadores de gás. A baixa pressão na sucção da bomba é um indicativo também do nível de submersão da bomba, revelando uma operação próxima à condição de admissão seca (“pump-off”).

Sólidos presentes nos fluidos da formação podem reduzir a vida útil da bomba pelo desgaste do rotor e do estator. A abrasividade do sólido dependerá de seu tamanho, forma e dureza, e sua concentração no fluido. Embora algumas BCPs operem em velocidades acima de 600 rpm (10 Hz), o normal recomendado está entre 50 a 350 rpm. Para reduzir o efeito da abrasão, a bomba deve operar em baixas rotações (0,8 Hz a 8 Hz). Poços de óleos viscosos tipicamente produzem quantidades elevadas de areia que aceleram o processo de desgaste do equipamento e elevam o torque e potência requerida para o seu acionamento. Variações abruptas

na pressão de fundo do poço contribuem para a maior produção de areia. Desgastes em hastes e tubos são sempre maiores em regiões de elevada curvatura do poço. Assim como no BMH, os fabricantes apresentam dados operacionais do BCP para diversos parâmetros (Tabela 2.5).

Tabela 2.5: Faixas típicas de operação do BCP conforme Weatherford (2000)

DADOS OPERACIONAIS		
	Faixa típica	Valores máximos
Profundidade – TVD (ft)	2000 - 4500	6000
Produção de fluidos (BFPD)	5 - 2200	4500
Temperatura (°F)	75 - 150	250
Resistência à corrosão	Regular	
Gas	Boa	
Operação com sólidos	Excelente	
Densidade relativa	< 35 °API	
Tipo de acionamento	Combustão ou elétrico	
Aplicação em Mar	Boa	

As maiores limitações de profundidade e volume se devem à resistência à torção das hastes. Não existem especificações para isto na API. Esta é uma área de pesquisa e desenvolvimento atual.

Uma temperatura acima de 275 °F (135 °C) pode provocar a separação do elastômero da camisa do estator, em função da expansão térmica. Tal expansão ocasiona uma redução do tamanho das cavidades e aumento da fricção entre rotor e estator. A BCP pode operar com óleos até 38°API. No caso de certos óleos há possibilidade de ataque de componentes aromáticos, como benzeno, tolueno e nafteno, sobre o elastômero. Poços com teor de enxofre têm sido produzidos ao longo dos anos através de BCP com muitas limitações. Não existe uma grande quantidade de bombas aplicadas a este tipo de poços. Alguns dos efeitos do H₂S no BCP são o endurecimento da camada mais externa do elastômero. Revard (1995) sugere que existe uma combinação de efeitos do H₂S e componentes aromáticos sobre a vida útil do elastômero.

2.3 Bombeio Centrífugo Submerso

O Bombeio Centrífugo Submerso (BCS) possui uma bomba centrífuga multi-estágio que é posicionada no final do tubo de produção (Figura 2.10). A bomba consiste de impelidores centrífugos acionados por um eixo dentro de um corpo turbular com difusores. O comprimento normal da bomba é de 30 ft (9 m), e seu acionamento é feito através de um motor elétrico trifásico posicionado na parte inferior da BCS. Nos EUA, os motores são fabricados com diâmetros padrões de 3 ¾”, 4 ½”, 5 ½” e 6 ¼” (95 mm, 114 mm, 140 mm e 159mm). O motor gira com uma velocidade de 3500 rpm, com corrente de 60 Hz, regulável por um variador de frequência. O motor é preenchido com óleo mineral refinado que deve prover resistência dielétrica, lubrificação dos mancais, e boa condutividade térmica, transferindo o calor gerado no motor para a superfície externa da bomba. A dissipação de calor é feita pela circulação do óleo do reservatório no poço. Para garantir a refrigeração do motor, o BCS deve sempre operar com uma velocidade adequada de escoamento do fluido externamente em torno do motor.

Entre o motor e o rotor da bomba existe um sistema de selagem mecânica. O selo mecânico possibilita algumas funções importantes no BCS como suportar o eixo da bomba e cargas hidráulicas, e age como uma barreira de proteção do motor separando o óleo do motor dos fluidos produzidos. O tubo de produção suporta o peso da bomba e dos fluidos, conectando a bomba à cabeça do poço. O tubo de produção deve ter diâmetro externo pequeno suficiente para permitir a passagem do cabo chato elétrico, em um espaço anular de pelo menos ¼” (6,4 mm). Para tamanhos de revestimento muito pequenos deve-se prevê riscos de “pescaria”.

Ao longo do tubo de produção, uma válvula de retenção é instalada visando manter os fluidos dentro da bomba quando fora de operação. O retorno de fluidos gera rotação reversa do motor, o que pode causar aprisionamento do mesmo quando da nova partida, sendo esta uma das causas de queima do motor, do cabo elétrico, da caixa de controle na superfície e de fusíveis. Um sistema de cabo elétrico conecta a fonte de energia na superfície com o motor submerso. Na superfície, está o transformador, a caixa de ligação e a caixa de ventilação.

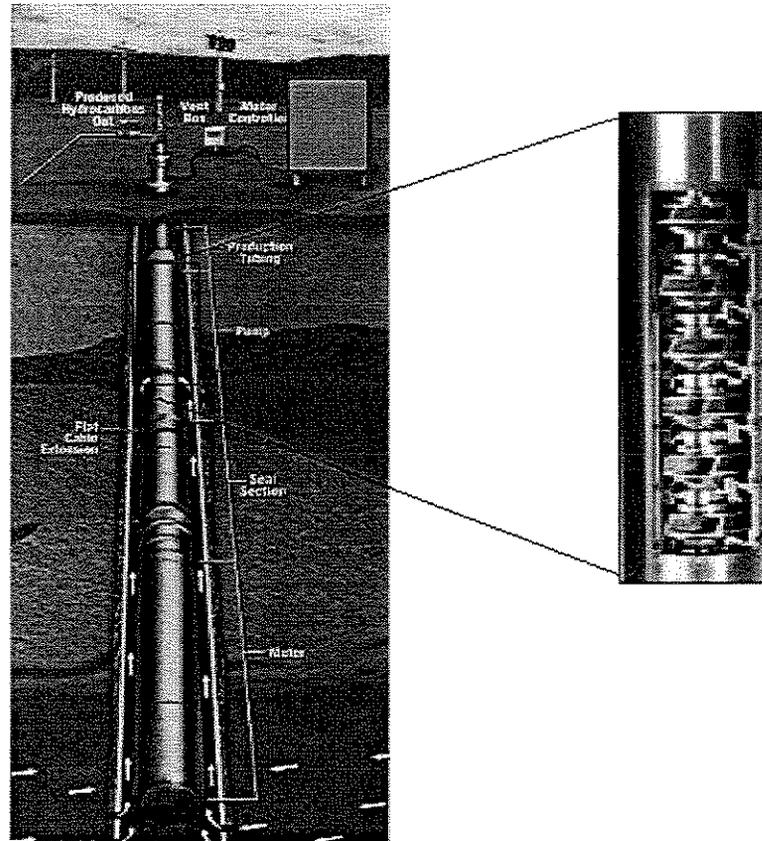


Figura 2.10: Instalação de BCS (Fonte: Weatherford 2000)

Revisão das Características Operacionais

Segundo Coltharp (1984) pelo menos dois principais fatores são considerados na seleção do equipamento da BCS: o conhecimento das dimensões físicas do poço, principalmente quanto às restrições do diâmetro, e a garantia de escoamento permanente dos fluidos através da BCS. Para este autor, a produção de água, óleo e gás deve ser calculada com a bomba localizada aproximadamente 45 m acima da zona de canhoneio, e que para uma operação eficiente, a bomba não deve admitir mais que 10% de gás livre (de fração de vazio).

De fato, neste último aspecto, Wilson (1994) ressalta que uma das principais limitações do BCS é sua inabilidade de operar com eficiência com quantidade significativa de gás. Para Wilson a instalação de separadores minimiza o problema da interferência de gás, mas pode significar

simultaneamente numa redução na pressão de sucção da bomba, vibração, erosão e até perda do eixo, quando em presença de areia.

Allis (1984) cita a utilização de BCS em poços desviados com alta vazão de fluidos motivada por sua grande flexibilidade de produção. Clegg (1988) trata o BCS como um método de elevação comumente especificado para altas vazões de fluido. Segundo ele, se as condições do poço são favoráveis, pode-se esperar então uma produção de até 80.000 BFPD (12700 m³/d). Alguns autores são bem mais conservativos quanto à capacidade de elevação do BCS.

Com base no trabalho de Clegg (1988) e outros, o sistema BCS, apesar de ser indicado para grande vazões de óleo, também pode operar com eficiência em baixas vazões para poços com diâmetros de revestimento de 4 ½” e 5 ½” (114 mm e 140 mm), para ser utilizado como base de comparação para outros métodos de elevação de baixa produção como o BMH e BCP (Figura 2.11).

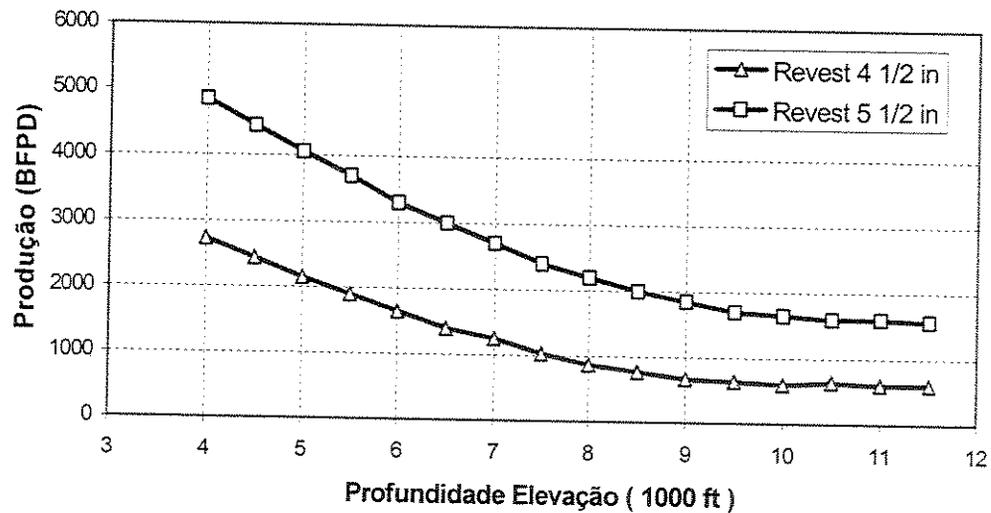


Figura 2.11: Capacidades para o BCS a partir de Clegg (1988)

Observa-se, a partir da figura acima, que é possível operar com BCS para profundidades de médias a elevadas, utilizando-se bombas adequadas para diâmetros de revestimentos de 4 ½” ou 5 ½” (114 mm e 140 mm).

O BCS requer projeto de poço adequado, bom treinamento do pessoal operacional e de manutenção, seleção cuidadosa do equipamento, fabricantes confiáveis, instalação correta, suprimento de energia confiável, condições estáveis de operação. Como todo tipo de bomba, o BCS também é afetado significativamente pela presença de areia e gás livre.

A medida do diâmetro externo do motor é importante na maioria de instalações para grandes vazões (alto índice de produtividade do reservatório). Motores maiores demandam menores custos iniciais para o mesmo valor de potência, e são mais eficientes eletricamente, e poços para este tipo de motores devem ter tamanho de revestimento compatíveis.

É necessário que haja um bom conjunto de dados relativos ao poço afim de promover um bom dimensionamento e seleção do tipo de equipamento a ser instalado. Uma BCS mal dimensionada acarretará menor vida útil do equipamento. Recorre-se hoje ao uso de motores com variadores de velocidade (“variable speed drive – VSD”) para flexibilizar a produção da BCS e permitir partidas menos severas do sistema, contribuindo para um maior tempo médio entre falhas. O uso de VSDs também colabora positivamente para os esforços de automação dos poços produzidos com este método.

As falhas mais comuns verificadas no BCS têm sido de natureza elétrica. Segundo Kunkell (2000) estas representam cerca de 60% dos casos em geral, especialmente ocorrências no cabo elétrico, principalmente nas operações de partida e de parada do equipamento, quando a corrente no cabo pode atingir valores de 5 a 7 vezes maiores do que a corrente normal de operação. Outros problemas da BCS ocorrem na operação em poços de temperatura acima de 200 °F (cerca de 93 °C), característica de poços mais profundos, havendo grande dificuldade de refrigeração do motor elétrico.

Em Neely et al. (1981) vê-se que o sistema BCS tem sido adotado na produção inclusive de poços desviados (até 80°), utilizando um espaço mínimo de superfície, e sendo favorável ao meio ambiente. O método também foi selecionado por sua habilidade de produzir altas vazões de óleo, mesmo com alta produção de água. O método, porém, possui limitações como baixa tolerância à produção de areia, custos elevados das intervenções para correções de falhas nos poços, e o

método não é aplicável para produções abaixo de 150 BFPD (24 m³/d). A orientação na Petrobrás, o BCS não deve ser recomendado para produções abaixo de 250 BFPD (40 m³/d).

Melhorias tecnológicas têm permitido a menor ocorrência de falhas no BCS. Conforme Lea et al. (1994) parte destas melhorias são o melhor controle de sólidos, isolamento dos transformadores, melhor especificação dos cabos elétricos, a introdução de sensores de fundo do poço, motores para altas temperaturas e estudos para aumentar a capacidade da BCS para operar com sólidos. Quanto aos sensores, eles poderão medir os efeitos de gás livre através da bomba, além de estudar o efeito da viscosidade sobre o desempenho da bomba. Para temperaturas até 400 °C, pesquisas estão em desenvolvimento para utilização de motores com injeção de óleo a partir da superfície, visando facilitar a refrigeração do mesmo. Em anos mais recentes, uma grande ênfase tem sido dada no sentido de ampliar a durabilidade do BCS, e aumentar a capacidade do mesmo para operar com escoamentos multifásicos.

Tabela 2.6: Faixas típica de operação do BCS conforme Weatherford (2000)

DADOS OPERACIONAIS		
	Faixa típica	Valores máximos
Profundidade – TVD (ft)	1000 – 10000	15000
Produção de fluidos (BFPD)	200 – 20000	30000
Temperatura (°F)	100 – 275	400
Resistência à corrosão	Boa	
Tolerância à Temperatura	Regular	
Operação com sólidos	Regular	
Densidade relativa	>10 °API	
Tipo de acionamento	Elétrico	
Aplicação em Mar	Excelente	

2.4 Gas-Lift Contínuo

O gas-lift utiliza gás pressurizado como meio de elevação. Este método pode considerar a injeção contínua ou intermitente de gás. No caso da injeção contínua tem-se o Gas-lift Contínuo (GLC) e para injeção intermitente, o Gas-lift Intermitente (GLI). No GLC (Figura 2.12) o gás é injetado continuamente na região do anular do poço, passando permanentemente para o interior do tubo de produção através da válvula de gas-lift. O gás injetado promove a redução do peso específico do sistema multifásico (fluidos do reservatório e gás) fluindo no tubo de produção, o que mantém uma reduzida pressão no fundo do poço, facilitando a elevação sob pressão da formação.

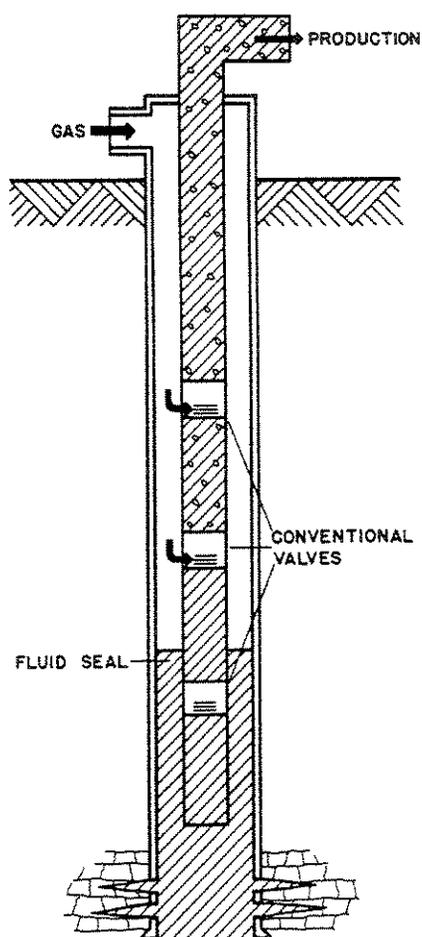


Figura 2.12: Esquema típico de instalação de GLC.

Fundamentalmente são as condições do poço que ditam o tipo de instalação. O tipo de completação, como a do poço aberto, é também importante. Outras condições são importantes como a produção de areia e água, ou a existência de cone de gás. Uma análise sobre as condições futuras do poço sobre o desempenho, declínio da pressão da formação e o decaimento do índice de produtividade do reservatório (IP). Completções múltiplas requerem instalações mais complexas. Poços em mar requerem muito cuidado devido aos elevados custos de reparos e intervenções nestas situações.

Na instalação aberta o tubo de produção é mantido suspenso a partir da cabeça do poço e não existe packer. O gás é injetado no anular e os fluidos são produzidos através do tubo de produção. O poço precisa ter um bom IP para este tipo de instalação para manter alimentação de óleo no tubo de produção.

No caso do GLC procura-se colocar uma válvula de fluxo (Figura 2.13) o mais profundo possível em combinação com uma válvula localizada na superfície que regula a entrada de gás no poço, controlando assim a produção conforme a pressão no tubo de produção.

As válvulas de gas-lift são classificadas normalmente conforme a pressão de acionamento das mesmas seja ela a pressão do tubo de produção ou a pressão do anular. Elas podem ser:

- Válvula de pressão operada pelo anular
- Válvula operada pelo fluido
- Válvulas combinadas

A válvula utilizada no GLC deve ser sensível à pressão da coluna de produção e responder proporcionalmente ao aumento ou redução ocorrida no valor desta pressão. Caso a pressão do tubo aumente, a válvula deve estrangular a entrada de gás. Caso a pressão reduza, ela deve permitir uma maior passagem de gás.

O GLI se baseia numa expansão rápida de gás injetado no tubo de produção. O gás é injetado em intervalos regulares de tempo controlado por um temporizador. O gás injetado desloca até a superfície uma golfada de líquido (“slug”), isto é, certa quantidade de fluido previamente acumulada dentro do tubo de produção, a cada ciclo, durante a fase de realimentação do poço.

A válvula de injeção de gás no anular, controlado pelo temporizador, localiza-se na superfície. A válvula de gas-lift, que controla o “tiro” de gás no tubo de produção está localizada o mais fundo possível. Um obturador (“packer”) propicia uma completação fechada, separando o anular, com gás pressurizado, da zona de canhoneio no fundo do poço.

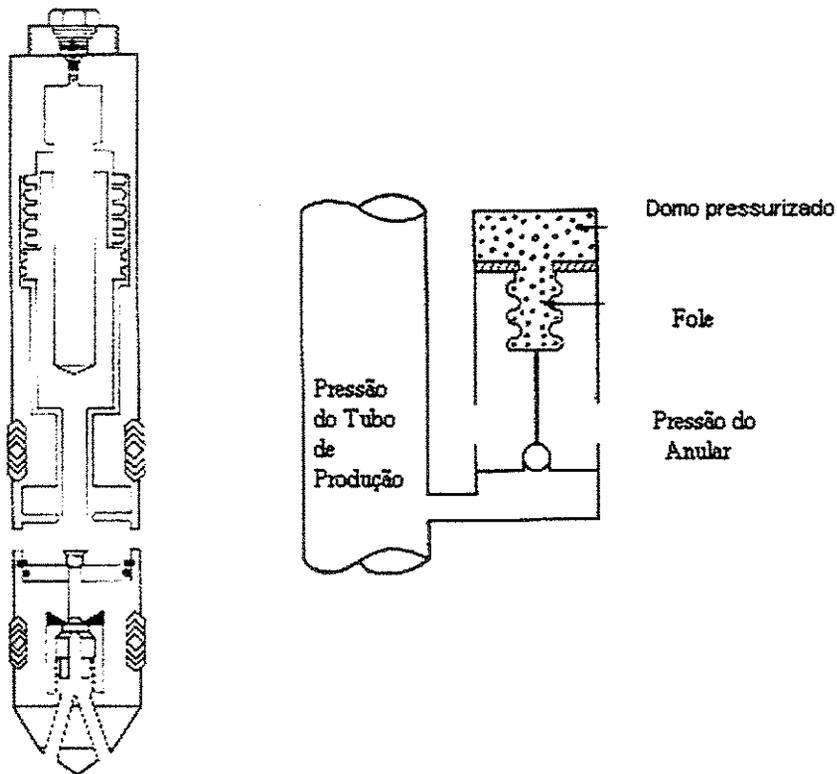


Figura 2.13: Válvula para Gas-Lift Contínuo (posição fechada).

Revisão das Características Operacionais

Segundo Brown (1980) o GLC é um método utilizado para poços em reservatórios com elevado índice de produtividade. A produção do poço pode variar de 200 a 2000 BFPD (32 m³/d a 320 m³/d) com tubos de produção padrões. No caso de produção pelo revestimento pode-se elevar até 8000 BFPD (1300 m³/d). O diâmetro interno do tubo governa a produção.

Uma das características principais do gas-lift é a sua flexibilidade. Diferentes faixas de produção podem ser produzidas a partir do mesmo equipamento instalado. Gas-Lift é aplicado com facilidade em poços verticais ou direcionais.

Tabela 2.7: Faixas típicas de operação do GLC conforme Weatherford (2000)

DADOS OPERACIONAIS		
	Faixa típica	Valores máximos
Profundidade – TVD (ft)	5000 - 10000	15000
Produção de fluidos (BFPD)	100 - 10000	30000
Temperatura (°F)	100-250	400
Resistência à corrosão	Regular	
Gas	Boa	
Operação com sólidos	Excelente	
Densidade relativa	< 35 °API	
Tipo de acionamento do Compressor	Combustão ou elétrico	
Aplicação em Mar	Excelente	

Diagnóstico de Falhas para Gas-Lift

O controle e monitoramento da condição de funcionamento dos sistemas de gás lift é possível utilizando cartas de pressão, pesquisa acústica, vazão de fluidos produzidos, pressão e temperatura dos fluidos e medição do fluxo.

As cartas de pressão medem as duas mais importantes pressões atuantes no GLC que são a pressão de produção (pressão da linha de produção) e a pressão de injeção (pressão do revestimento), tomadas na superfície. A partir delas as pressões ao longo do tubo de produção e do espaço anular podem ser calculadas. A interpretação das cartas de pressão é feita através de padrões (Figura 2.14).

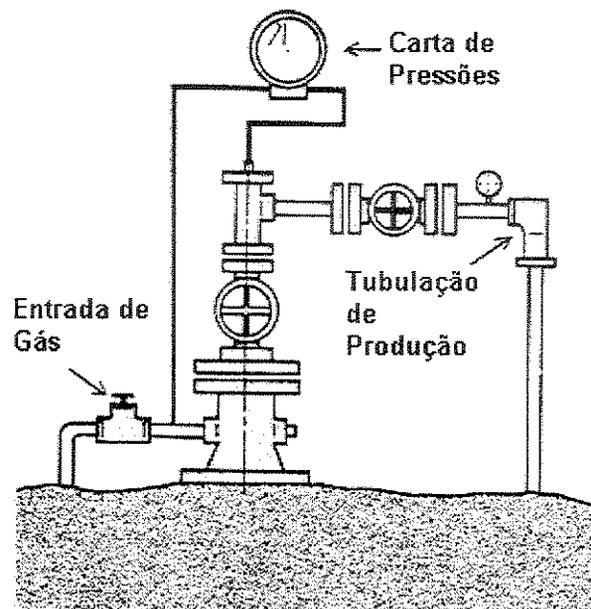


Figura 2.14: Esquema da cabeça de poço no GLC

O GLC oferece um dos melhores métodos de elevação de fluidos com significativa presença de areia, desde que a areia produzida não circule através das válvulas de gas-lift. O GLI não deve ser recomendado em poços com presença de areia. O GLC deve manter uma velocidade mínima suficiente para manter em suspensão a areia produzida e transportá-la até a superfície. Deve-se controlar a vazão de produção principalmente onde areia é produzida com certa facilidade.

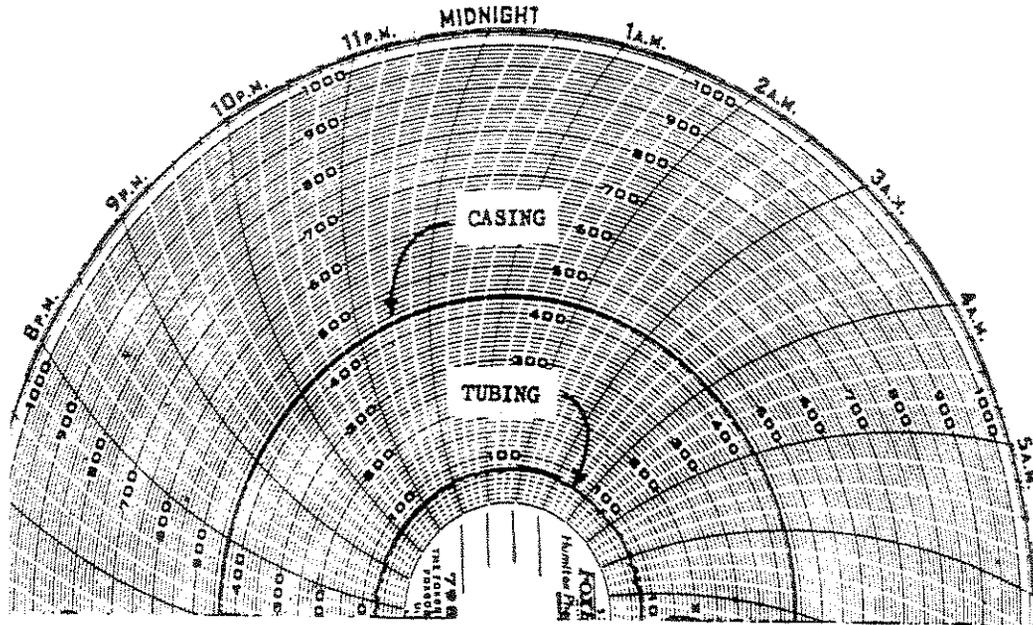


Figura 2. 15: Carta de pressões para GLC em funcionamento normal em Brown et al.(1980)

Na Figura 2.15 tem-se um exemplo de carta de pressões indicando o fluxo contínuo. Trata-se de um poço de alta produtividade e alta pressão de fundo do poço. Nenhum problema é notado neste exemplo. A operação do poço é contínua.

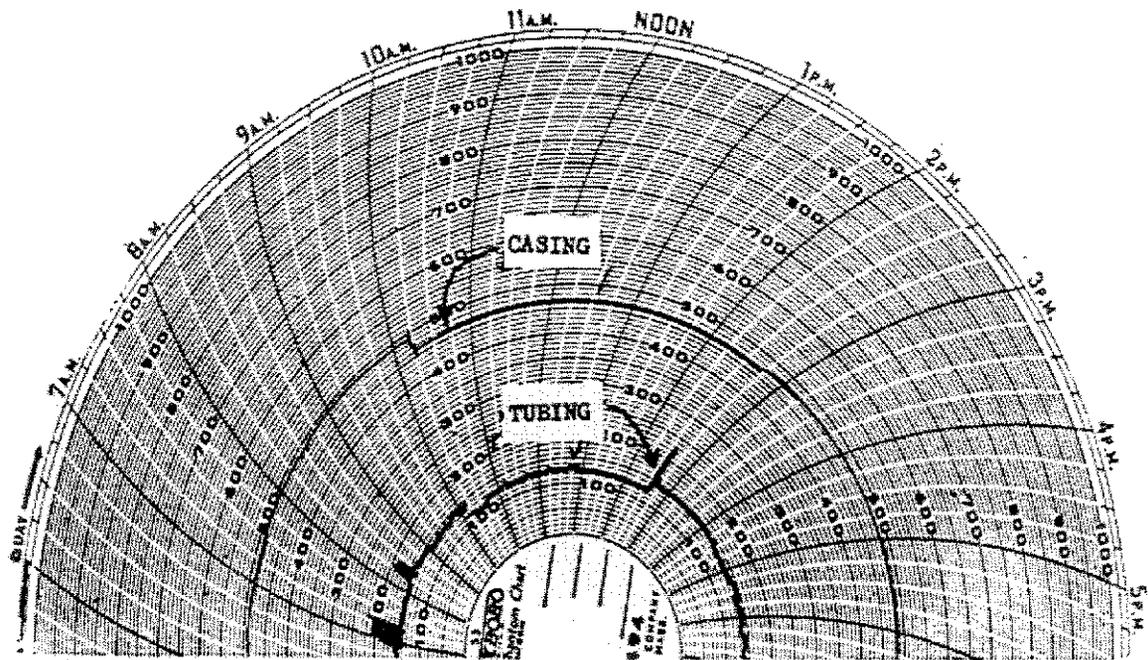


Figura 2.16: Carta de pressões para GLC com fechamento do poço em Brown et al. (1980).

Neste segundo exemplo (Figura 2.16), o poço foi fechado durante a noite e o revestimento foi repressurizado. A pressão do revestimento (“casing”) era de 460 psig às 10:15h. Houve um crescimento gradual no valor desta pressão até 468 psig pelo efeito da maior temperatura ambiente. Às 2:45h pm houve um pequeno acréscimo na pressão do revestimento até 480 psig. Também neste horário, nota-se uma entrada instantânea de gás no tubo de produção (“tubing”).

Capítulo 3

Avaliação e Seleção de Métodos de Elevação de Petróleo

A literatura que trata da investigação dos parâmetros que participam do processo de avaliação e seleção de métodos de elevação artificial é ampla, embora relativamente dispersa. Os trabalhos neste campo de conhecimento têm sido publicados com frequência em encontros e conferências técnicas realizados no contexto da indústria de óleo e gás. Existe uma quantidade expressiva de artigos tratando sobre os diferentes métodos de elevação, uma grande parte deles, porém, aparece desconexo ao tratar do tema de avaliação e seleção, e são poucos ainda os trabalhos que integram o conhecimento acumulado. Isto representa uma razoável dificuldade para aqueles que desejam estabelecer um estudo comparado dos métodos de elevação de petróleo.

Uma excelente fonte de consulta para o problema é o conjunto de artigos publicados sob os auspícios da Sociedade dos Engenheiros de Petróleo (SPE). Esta instituição congrega especialistas de petróleo de vários países, facilitando e promovendo a divulgação técnico-científica de estudos e pesquisas diretamente relacionados com a indústria de óleo e gás no mundo. Desde a sua fundação, em 1917, a SPE tem produzido ao longo dos anos um grande e significativo acervo de estudos e pesquisas, disponível ao público geral. Em função desta possibilidade, a SPE foi tomada como a principal fonte de referências bibliográficas para o desenvolvimento e fundamentação do presente trabalho de dissertação. O conjunto de informações obtidas servirá como fundamento para que se possa organizar uma base de dados e um panorama do conhecimento especialista sobre os métodos de elevação de petróleo, ressaltando mais especificamente os procedimentos adotados em sua análise e seleção. Outras informações, propriedades de empresas privadas, não podem ser acessadas com facilidade.

Revisão sobre seleção de métodos de elevação

Brown et al. (1980) fornecem uma ampla descrição dos principais métodos de elevação, considerando que o planejamento do sistema de elevação artificial deve ocorrer bem antes que os poços sejam perfurados, e ressaltam que o tipo de elevação é influenciado pelo modelo de completação adotada, pela localização do reservatório em mar ou em terra, ou mesmo se é exigido que o método tenha um layout compacto em termos de instalação. A escolha entre os diversos métodos de elevação dependerá também de outros fatores como índice de produtividade, pressão do reservatório, inclinação do poço, produção do poço, e problemas operacionais.

Ainda segundo Brown et al. observa-se que os poços podem produzir através de quatro maneiras: por surgência natural, bombeamento, injeção contínua de gás, injeção intermitente de gás. Para este autor, os diferentes métodos de elevação possuem características próprias, assinalando suas distintas possibilidades operacionais. Os métodos operam dentro de regiões delimitadas, por exemplo, por faixas de valores de índice de produtividade e pressão estática do reservatório (Figura 3.1).

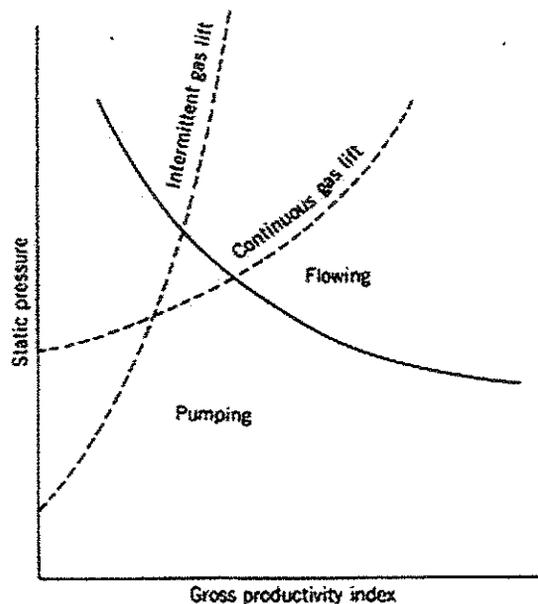


Figura 3.1: Regiões de operação para diferentes métodos de elevação.

Contudo, as fronteiras entre duas ou mais destas regiões não se apresentam perfeitamente definidas, havendo certas faixas nas quais um método opera de forma semelhante a outro. Alguns fatores básicos devem ser considerados no processo de decisão sobre o método mais apropriado para atender às necessidades de produção de um poço ou de um conjunto de poços em particular, entre os quais estão: a profundidade do poço, valores da razão gás-óleo e BSW, produção de areia e parafina, inclinação do poço, diâmetro do revestimento, produtividade (IP), pressão da formação ou do reservatório e curva de declínio de pressão, existência de planos de recuperação secundária ou terciária, expectativa de vida do poço e de produção acumulada, disponibilidade de gás em alta pressão, dificuldades para execução dos serviços de intervenção nos poços, viscosidade do óleo, valores da razão água-óleo e critérios econômicos e de rentabilidade.

Em trabalho posterior, Gipson et al. (1981) buscam responder a questão de como se determinar a forma mais apropriada de elevação para dado reservatório. Eles concordam que existem certas considerações de ordem geográfica e de regulação ambiental que simplesmente restringem a aplicação de determinados métodos. Um exemplo de tal restrição seria considerar o uso de BMH em regiões populosas ou em plataformas marítimas produzindo de vários poços.

Clegg et al. (1992) ampliam o trabalho de Brown, ao incluir novos métodos de elevação. Eles também relacionam 31 parâmetros que devem ser considerados no processo de seleção de um método. Os autores concordam que selecionar o método mais apropriado é um dos passos mais críticos para assegurar a rentabilidade dos poços produtores de óleo e gás para um dado reservatório. Tais parâmetros devem contemplar as características de projeto, procedimentos de instalação e operação, considerações sobre confiabilidade e desempenho dos equipamentos envolvidos e aspectos financeiros sobre os investimentos, como custos de investimento, operacionais e de abandono. O trabalho de Clegg et al. tem sido considerado um marco e uma importante referência no estudo comparativo de métodos de elevação. Os diferentes parâmetros de seleção utilizados estão tabelados a seguir para o BMH, BCP, BCS e GLC (Tabela 3.1, Tabela 3.2 e Tabela 3.3).

Tabela 3.1: Considerações de Projeto e Dados Comparativos para Métodos de Elevação

	BMH	BCP	BCS	GLC
Investimento Inicial	Baixo a moderado; eleva-se com a profundidade e diâmetro do poço.	Baixo: eleva-se com a profundidade e vazões de óleo.	Relativamente baixo se existe disponibilidade de energia. Custos mais elevados para maior potência requerida.	Baixo custo dos equipamentos. Custos de tubulação e compressão podem ser elevados
Equipamento de fundo do poço	De fácil projeto e práticas operacionais simples. Possibilidade de registro das falhas do sistema; requer equipe experiente para manutenção.	Projeto simples. A correta seleção de elastômeros é sempre uma etapa complexa.	Necessita de cabo elétrico devidamente especificado, assim como selos mecânicos, motor e bombas. Exige bom projeto e práticas operacionais.	O bom projeto de espaçamento entre válvulas deve é fundamental.
Eficiência Hidráulica	Excelente. Valores típicos variando de 50 a 60%.	Excelente. Pode exceder o BMH para casos ideais.	Boa para altas vazões de poço, mas declina sensivelmente para <1000 BFPD. Valores típicos de 50% para altas vazões de óleo.	Razoável variando de 5 a 30%. Valor típico de 20%
Flexibilidade de Produção.	Excelente. Pode alterar o percurso e outros componentes para ajustar a vazão de óleo	Razoável. Pode alterar a velocidade.	Baixa. Bombas operam a uma velocidade fixa. Requer muita atenção no projeto.	Excelente. A injeção de gás conforme a necessidade de vazão.
Problemas gerais	Vazamentos na caixa de gaxetas é um problema crônico, com riscos para o meio ambiente.	Serviços de reparos restritos em algumas áreas.	Requer sistema elétrico de alta confiabilidade.	Exige confiabilidade na compressão superior a 95%. O gás deve ser desidratado para evitar congelamento das linhas.
Custos Operacionais	Muito baixo para profundidades de baixa a média (<7500 ft – em terra) e baixas vazões (<400 BFPD)	Potencialmente baixo, mas estator e rotor apresentam baixa vida útil.	Varia conforme com o sistema de potência requerido; Baixa vida útil do motor e rotor implica em custos de manutenção elevados.	Baixo custo de poços. Custos de compressão dependem dos combustíveis e manutenção do compressor. O segredo é injetar o mais profundo possível com um valor ótimo de RGL
Confiabilidade	Excelente. >95% quando há um bom controle das práticas operacionais são devidamente seguidas	Boa. Normalmente a sobrecarga e falta de uma maior experiência gera menor vida útil.	Varia: muito sensível às condições do campo e mal funcionamento do sistema elétrico.	Excelente quando o sistema de compressão é devidamente operado e mantido.
Valor Recuperado	Alto	Baixo.	Razoável	Razoável

Tabela 3.2: Condições Normais de Operação

	BMH	BCP	BCS	GLC
Limite do diâmetro do Revestimento	Pequenos diâmetros limitam a capacidade de separação de gás. Diâmetros entre 4 ½" a 5 ½".	Opera sem problemas em poços de 4 ½" de revestimento ou maiores. Problemas semelhantes quanto à separação de gás.	O tamanho máximo do revestimento está limitado à potência do acionamento. Apresenta um desempenho reduzido para poços de 5 ½".	O uso de poços de 4 ½" a 5 ½" limita a produção em 1000 BFPD. Para 5000 BFPD deve se usar diâmetros de 7" ou maiores.
Profundidade limite	Limitações de resistência mecânica para grandes profundidades	Limitado a profundidades não superiores a 4000 ft.	Limitado em função do tamanho do acionamento. Profundidade prática de 10000 ft.	Controlado pelo sistema de injeção de gás, diâmetro do tubing. Para diâmetro em 2 ½". e injeção em 1440 psi e vazão de 1000 BFPD, cerca de 10000 ft.
Condições de Submersão	Havendo uma boa ventilação de gás, a pressão na sucção pode ser pequena. Nível de submersão pode ser relativamente baixo	Necessita de um nível de submersão permanente para refrigeração do estator. A baixa submersão reduz a eficiência do equipamento.	Idem ao BCP, com complicações se a presença de gás livre é superior a 5% na sucção da bomba.	Requer um valor típico de submersão da ordem de 25%.
Nível de Ruído	Elevado para áreas urbanas	Baixo	Baixo	Elevado em função dos sistemas de compressão.
Área de Superfície Ocupada	Elevada. Restrições severas para aplicações offshore.	Pequena	Pequena	Razoável em função dos sistemas de compressão.
Flexibilidade do tipo de acionamento	Podem operar motores do tipo elétrico ou hidráulico	Boa. Pode operar com motores a combustão ou elétrico	Requer um fornecimento de energia confiável para o motor elétrico. Pode operar com motor a combustão.	Motores ou turbinas a gás podem acionar o compressor.
Monitoramento	Permite um fácil monitoramento com uso de cartas dinamométricas	Baseado no controle dos níveis de fluidos produzidos.	Controle de amperagem do motor elétrico	Excelente. As informações de fundo do poço possibilitam o rápido estudo das condições de produção
Testes	Procedimento de testes são simples.	Idem BMH	Poços com alta produção de água podem necessitar de instalação de packer.	Erros comuns na medição da razão gás líquido.
Aplicação de Controladores de Ciclo e condições de parada	Excelente se o poço pode ser temporariamente parado.	Evitar paradas em poços produzindo óleos de alta viscosidade e elevado nível de areia.	Recomenda-se uma partida lenta.	Não aplicável.

Tabela 3.3: Considerações sobre os Métodos

	BMH	BCP	BCS	GLC
Resistência à Corrosão	Boa a excelente. Permite uso de inibidores de corrosão e esfoliação	Boa. Inibidores são aplicáveis	Razoável. Inibidores apenas na entrada.	Boa. Pode-se injetar inibidores através das linhas de gás.
Uso em poços desviados	Razoável. Carga se torna crescente.	Pobre. Carga crescente. Muito poucas instalações existentes	Bom. Poucos exemplos de uso em poços horizontais	Excelente
Aplicações em Paralelo	Razoável.	Desconhecido	Desconhecido	Razoável
Capacidade para lidar com gás livre	Boa se existe ventilação. Pobre para gás livre > 50%	Pobre para qualquer % de gás livre.	Pobre para gás livre >5%	Excelente
Aplicação Marítima	Pobre.	Pobre	Boa	Excelente
Resistência à parafina	Razoável a boa. Custos adicionais para limpeza das linhas	Razoável.	Razoável	Boa. Injeção de gás pode agravar o problema
Aplicações para poços delgados	Possível para baixas vazões (<100 BFPD)	Possível para baixas vazões	Desconhecidos	Pode gerar problemas e se tornar ineficiente
Resistência a sólidos e areia	Pobre a razoável	Excelente.	Pobre	Excelente
Temperatura	550 °F	<250 °F	<325 °F	350 °F
Operação com fluidos de alta viscosidade	Boa	Excelente	Razoável	Razoável
Capacidade de elevação a altas vazões	Razoável. Restrita a poços de baxia profundidade	Pobre	Excelente	Excelente
Capacidade de elevação a baixas vazões	Excelente	Excelente	Pobre	Razoável

Bucaram et al. (1994) consideram a seleção do método de elevação como parte fundamental dentro do processo mais amplo do eficiente gerenciamento de um sistema de elevação, e que também envolve a seleção posterior dos materiais de proteção, sistema de monitoramento e investigação do desempenho dos equipamentos instalados. As diferentes fases são definidas ao longo do gerenciamento: seleção inicial do método de elevação; avaliação dos fatores de produção e identificação dos problemas que compreendem a avaliação dos resultados obtidos com o método adotado, métodos existentes para controle de falhas e dispositivos de proteção do poço; monitoramento permanente dos dados mais relevantes: vazões, níveis dos fluidos, concentração de água, cartas de amperagem e de pressões; monitoramento do estado do equipamento; avaliação do histórico de falhas.

Segundo os autores acima, o gerenciamento de um sistema de elevação precisa garantir o cumprimento de metas claras entre as quais: máxima rentabilidade, mas não necessariamente a produção máxima de hidrocarbonetos; máxima rentabilidade, mas não necessariamente um mínimo de falhas dos equipamentos; operação dentro dos critérios de segurança (proteção humana e ao meio ambiente).

A seleção do método de elevação requer a participação de uma equipe multidisciplinar envolvendo pessoal das áreas de reservatórios, perfuração e completação, além de produção. Em geral, quando um profissional de petróleo possui entre suas atribuições a seleção de método de elevação, o mesmo escolhe normalmente aquele sistema que lhe é mais familiar, bem como aos funcionários operadores. Isto se explica por uma questão de confiança baseada na experiência pessoal em lidar com um determinado sistema. Operações de ajuste, monitoramento e soluções para eventuais problemas de manutenção são bem conhecidas pelo especialista, que pode ser um engenheiro de produção ou um técnico. Apesar da experiência do profissional ser significativa, o sistema escolhido pode não ser o melhor para o contexto do poço de produção em questão.

Em todos os artigos revisados, observou-se de fato a existência daquilo que os autores chamam de fatores eliminatórios quando da seleção de um método de elevação. Este é o caso, por exemplo, para o parâmetro “localização”. Em instalações no mar ou em áreas muito remotas, por exemplo, os custos operacionais podem se tornar bastante elevados, inviabilizando determinado método. O custo de energia sempre aparece também como um forte limitador em vários contextos. De fato uma análise da viabilidade econômica deve ser feita diretamente, e isso requer a reunião de vários dados de produção e adoção de certas premissas.

Uma vez que uma decisão é tomada, e um método é instalado, raramente tal equipamento é substituído por significar a ocorrência de elevados custos operacionais. Este comportamento realça a importância, no início do projeto, de se escolher o método mais adequado, pois são raras as oportunidades para correções futuras. Um ponto de partida em qualquer processo de seleção, entretanto, tem sido observar as práticas correntes.

De uma ou outra maneira, cada um dos parâmetros afeta os custos operacionais e as vazões de óleo produzidas, e assim, a rentabilidade final de uma alternativa de produção. É necessário, portanto, um procedimento racional de comparação dos métodos que permita averiguar suas adequabilidades.

A influência das características dos fluidos do reservatório deve ser também investigada no processo de seleção. A presença de parafina pode significar um problema mais significativo em alguns métodos que em outros. A produção de sólidos provenientes da formação também pode implicar em desgastes e erosão dos equipamentos, reduzindo a vida útil dos mesmos e resultando em paradas de produção freqüentes, elevando os custos operacionais da instalação.

Outro fator importante está na razão gás-óleo. Sabe-se que certos métodos de bombeio têm suas eficiências afetadas negativamente pela ocorrência de gás livre, de forma mais sensível do que ocorre em outros métodos.

Tem sido prática comum entre os fabricantes de equipamentos de elevação, fornecer dados comparativos de características operacionais entre os diversos métodos. Este é o caso, por exemplo, da Weatherford (2000) que organizou uma planilha agrupando os diversos parâmetros em três grupos: dados do poço (tipo do poço e grau de desvio, dados sobre os revestimentos, diâmetro e profundidade do poço, dados da coluna de produção), dados do reservatório e características dos fluidos (gravidade específica, teor de água, densidade do gás, razão gás-óleo, razão gás-líquido, pressão de bolha, viscosidade do fluido, temperatura de fundo do poço, salinidade, pH e cloretos, parafina, H₂S, CO₂, abrasivos, pressões, tratamentos químicos em andamento) e dados sobre a vazão de produção esperada (tipo primário de acionamento, resultados do testes de produção, curvas de declínio no IP).

Campbell et al. (1989), Hein (1996), Lea et al. (1994), Kunkel (2000), Jayasekera et al. (2000) buscam discutir os avanços obtidos pelos métodos em termos de uma melhor e mais confiável capacidade. A Tabela 3.4 a seguir faz um resumo dos parâmetros considerados por vários autores e seus respectivos artigos.

Tabela 3.4: Resumo dos trabalhos sobre seleção de métodos de elevação

	Clegg et al	Lea et al	Saveth	Limanowka	Neely et al.	O'Donoghue	Bucaram et al
	SPE 24834	63042	25448	56662	10337	28645	26212
MÉTODOS							
BMH	X	X	X		X	X	X
BCP	X	X	X				X
BCS	X		X	X	X		X
BH	X	X			X		X
BJ	X						X
GLC	X	X			X		X
GLI	X				X		X
PLUNGER LIFT	X					X	X
PARÂMETROS							
Problemas Variados	X	X	X	X			X
Confiabilidade	X	X	X	X	X		X
Monitoramento	X	X	X		X	X	X
Deposição de Asfalto				X			X
Segurança ao Ambiente		X			X		X
Risco de Operação a Seco		X					X
Emulsão de Fluidos		X					X
Investimento Inicial	X	X	X		X		X
Custos Operacionais	X		X	X	X	X	X
Valor após Desmobilização	X				X		X
Eficiência	X	X	X	X	X	X	X
Equipamentos de Fundo	X	X	X	X	X		X
Flexibilidade de Produção	X	X			X		X
Pressão Mínima de Sucção	X						X
Nível de Ruído	X						X
Layout de Superfície	X	X			X		X
Flexibilidade de Acionamento	X	X	X				X
Condição de Submergência	X	X					X
Capacidade de Produção	X	X	X		X		X
Tamanho do Revestimento	X	X					X
Limite de Profundidade	X	X			X		X
Inclinação do Poço	X	X			X		X
Aplicações em Paralelo	X						X
Poços Deixados	X	X			X		X
Resistência à Corrosão	X	X			X		X
Pressão do Reservatório					X		X
Aplicações em Mar					X		X
Gas Livre	X	X	X		X		X
Parafina	X	X			X		X
Areia e outros Sólidos	X	X			X		X
Compatibilidade a Aromáticos		X					X
Limite de Temperatura	X	X			X		X
Viscosidade dos Fluidos	X	X		X	X		X

Capítulo 4

Fundamentos da Teoria dos Conjuntos Nebulosos

Nos capítulos anteriores foram descritos os métodos de elevação sob consideração neste trabalho, e os parâmetros envolvidos na avaliação e seleção dos mesmos foram apresentados. O presente capítulo apresenta brevemente alguns conceitos da teoria dos conjuntos nebulosos. A utilização destes conceitos permite que seja organizada a base de conhecimento para a elaboração do modelo de avaliação dos métodos de elevação.

Introdução aos Conjuntos Nebulosos

Conjuntos nebulosos consideram a identificação, representação e manipulação de objetos que são definidos dentro de fronteiras imprecisas. Conforme Zadeh (1965), existem classes de objetos cujo critério de pertinência é definido de forma não determinista para certos domínios. A teoria de **conjuntos nebulosos** disponibiliza um meio de representar estas classes e incertezas. Estas por sua vez decorrem do tipo e natureza dos eventos investigados ou da imprecisão e ambigüidade das informações disponíveis. Outras contribuições sobre estão nos trabalhos de Azevedo (1995), Bojadziev et al. (1995) e Mohaghegh (2000).

Diferentemente da teoria clássica dos conjuntos, as variáveis estudadas em conjuntos nebulosos não são numéricas, mas sim lingüísticas, ou seja, são variáveis expressas em termos de palavras ou expressões do idioma.

Considere a palavra “idade” como usada na linguagem natural com a conotação de tempo de vida a partir de uma data referencial. Nesta linguagem, pode-se expressar a idade em números, com alguma exatidão pré-estabelecida, por exemplo, dizer que uma pessoa possui “25 anos e oito meses”. Entretanto, quando a “idade” possui o significado de representar o sumário da experiência de vida para indivíduos, ela não pode ser caracterizada tão exatamente. Quando se qualifica o atributo idade, podem ser empregados termos diferenciadores como “muito jovem”, “jovem”, “meia idade”, “velho” e “muito velho”. Portanto, ao empregar conjuntos nebulosos, o objeto é descrito de forma aproximada.

Seja **A** o conjunto “Dias da Semana” (Figura 4.1). Pela teoria clássica de conjuntos, pode-se afirmar que o conjunto **B**, contido em **A**, representa o conjunto “Dias de Final de Semana”, sendo seus elementos os dias de *sábado* e *domingo*. Tecnicamente, a *sexta-feira* não pertence ao conjunto **B**. De fato, a *sexta-feira* pertence ao conjunto **C**, que também contém o *sábado* e o *domingo*. Supondo **C** uma extensão do conjunto **B**, como numa situação de fim de semana prolongado, a *sexta-feira* seria também, por conseguinte, um elemento de **B**, mas não totalmente. De fato, todos os elementos de **A** poderiam ser também, e de alguma forma, elementos do conjunto **B**, obviamente com diferentes **níveis de pertinência**. Através deste raciocínio, amplia-se o conceito tradicional de conjuntos. O conjunto **B** assim ampliado é o que caracteriza um conjunto nebuloso. Para o conjunto mais amplo, os elementos de um dado domínio sempre pertencem ao conjunto considerado com diferentes níveis de pertinência.

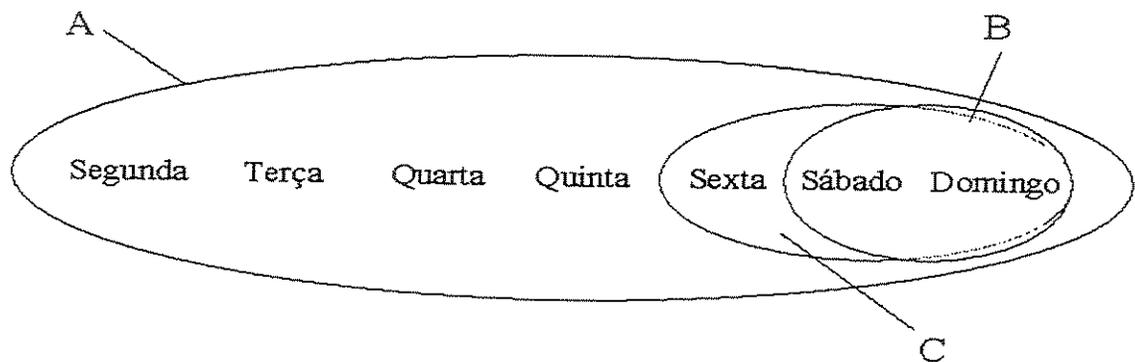


Figura 4.1: Representação do conjunto dos dias da semana

Zadeh (1965) afirma que a base da teoria dos conjuntos nebulosos reside na possibilidade de flexibilizar os critérios que definem a pertinência de dado elemento em relação a certo conjunto. A teoria dos conjuntos nebulosos ("fuzzy set theory") é o fundamento de toda teoria de sistemas nebulosos e consiste numa extensão da teoria clássica de conjuntos ("crisp set theory"). Portanto, a teoria dos conjuntos nebulosos está relacionada aos casos nos quais a participação de dado elemento em relação ao conjunto é uma questão apenas de nível ou grau de pertinência.

Definição

Seja U um espaço de pontos (objetos), e seja um elemento genérico de U denotado por x . Assim podemos escrever, $U = \{x\}$. Um conjunto nebuloso A em U é caracterizado por uma função de pertinência $\mu_A(x)$ que associa para cada ponto em U um número real no intervalo $[0,1]$, onde $\mu_A(x)$ representa o grau de pertinência do elemento x no conjunto. Assim:

$$A = \{(x, \mu_A(x)) / x \in A, \mu_A(x) \in [0,1]\}.$$

Para o caso anterior, referente ao conjunto dos dias da semana, representando o espaço universal por $U = \{\text{segunda, terça, quarta, quinta, sexta, sábado, domingo}\}$, segue-se que um possível conjunto nebuloso poderia ser definido por $A = \text{Final de Semana} = \{(\text{segunda}, 0,0), (\text{terça}, 0,0), (\text{quarta}, 0,0), (\text{quinta}, 0,25), (\text{sexta}, 0,65), (\text{sábado}, 0,89), (\text{domingo}, 1,0)\}$ (Tabela 4.1 e Figura 4.2).

Tabela 4.1: Representação do Conjunto Final de Semana

Conjunto Final de Semana $A = \{x\}$	$\mu_A(x)$
Segunda-feira	0,00
Terça-feira	0,00
Quarta-feira	0,00
Quinta-feira	0,25
Sexta-feira	0,65
Sábado	0,85
Domingo	1,00

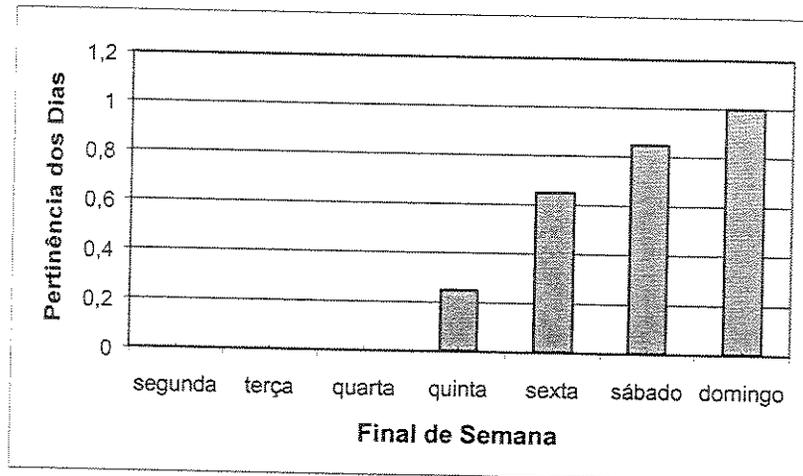


Figura 4.2: Representação gráfica do conjunto Final de Semana

Assim, com o uso de conjuntos nebulosos, e a partir da Figura 4.2, poder-se-ia imaginar um “diálogo” entre dois personagens fictícios **P** e **R** nos termos abaixo:

P: É o sábado um dia de final de semana?

R: Sim, mas não tanto quanto o domingo (pertinência de 0,85), pois há muitos que ainda trabalham neste dia.

P: E quanto à sexta-feira?

R: Para algumas pessoas, sim (pertinência de 0,65). Estas pessoas já começam o final de semana a partir de uma “happy-hour”, por exemplo.

Função de Pertinência

No exemplo anterior, cada um dos dias no conjunto "Final de Semana", recebeu um valor de pertinência de forma arbitrária. Para um conjunto genérico de elementos, isto pode ser feito através da definição da função de pertinência.

A função de pertinência expressa o grau que um elemento x é membro de um conjunto nebuloso A . Quanto mais o valor da função se aproxima da unidade, maior será o grau de pertinência do elemento em A .

Por definição, os valores da função de pertinência estão no intervalo $[0,1]$. Se a função assumisse apenas os valores 0 ou 1, ela ficaria equivalente a uma função característica de um conjunto em seu sentido clássico ou binário. Desta maneira, fica claro que a função de pertinência é uma generalização da função característica dos conjuntos clássicos, e que um conjunto nebuloso é uma generalização do conjunto binário. Enquanto o conjunto binário é regido pela lógica binária, em um conjunto nebuloso a lógica é multi-variável.

Para um domínio com infinitos elementos, esta função pode ser representada por uma curva contínua (Figura 4.3). Em se tratando, por exemplo, da variável altura, uma pessoa cuja altura é de 1,70 m, pode pertencer ao conjunto nebuloso “alta” com uma pertinência de 0,70.

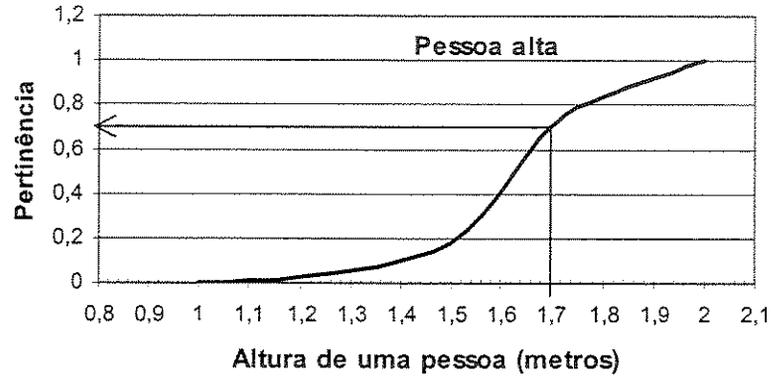


Figura 4.3: Função de pertinência para pessoa alta

Algumas das formas típicas de representação das funções de pertinência são as funções triangulares e as de forma de sino (gausseanas) (Figura 4.4).

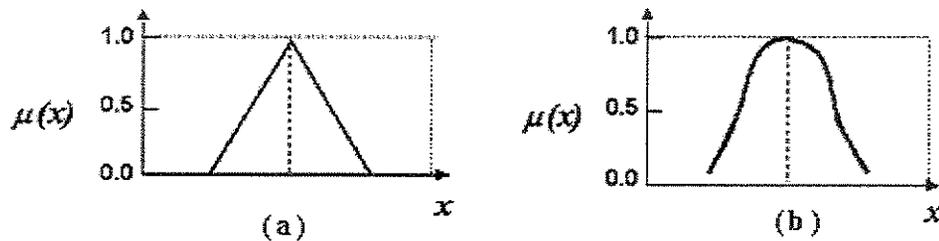


Figura 4.4: Funções de pertinência: (a) triangular e (b) gausseana

Variáveis Linguísticas

Os conjuntos nebulosos são ferramentas importantes para representação de variáveis linguísticas. Exemplos de variáveis linguísticas neste trabalho são: temperatura, pressão, profundidade, viscosidade, densidade relativa e outros parâmetros da engenharia de petróleo. Todas estas variáveis podem ser modeladas por conjuntos nebulosos, cada um das quais sendo representada por funções de pertinência específicas construídas a partir do conhecimento especialista existente.

Modelar diferentes variáveis em conjuntos nebulosos representa uma importante possibilidade na caracterização dos diferentes parâmetros de entrada do modelo de avaliação de métodos de elevação de petróleo apresentado no próximo capítulo.

Uma variável linguística pode ser representada pelos diferentes termos que a definem, escrita como $T(\text{variável linguística}) = \{T_1, T_2, T_3, T_4, \dots, T_N\}$, onde cada um dos termos T_i (com $i = 1 \dots N$) são conjuntos nebulosos. Por exemplo, as variáveis “Temperatura” pode ser expressa por:

- $T(\text{Temperatura}) = \{\text{Baixa}, \text{Moderada}, \text{Alta}, \text{Elevada}\}$ (Figura 4.5).

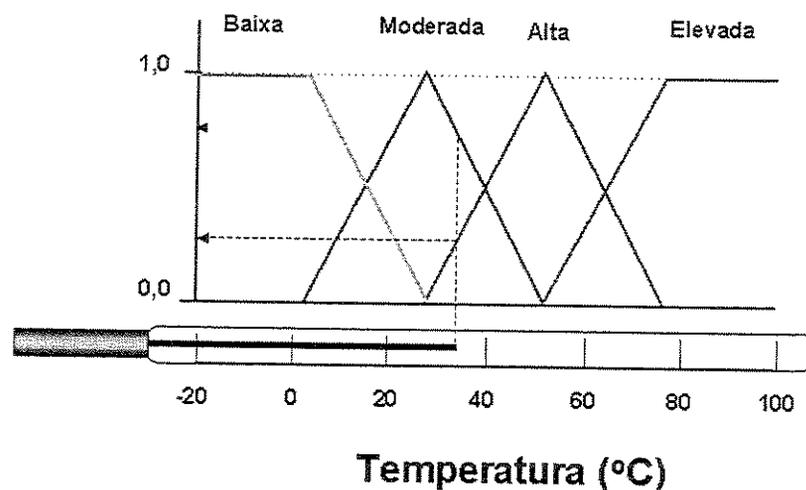


Figura 4.5. Representação da variável temperatura em conjuntos nebulosos.

Na Figura 4.5, mostra-se um exemplo em que a temperatura seria descrita pelo conjunto T (Temperatura) = {0, 0,8, 0,2, 0} relativamente às qualificações baixa, moderada, alta e elevada.

Os termos em cada variável lingüística são conjuntos nebulosos, descritos por funções de pertinência. O tipo e forma destas funções podem ser determinados com a contribuição de um especialista.

Operações Básicas em Conjuntos Nebulosos

As seguintes operações são válidas para os conjuntos nebulosos A e B :

- a) Igualdade. A e B são iguais, $A=B$, se e somente se para todo $x \in U$,

$$\mu_A(x) = \mu_B(x).$$

- b) Complemento. Os conjuntos A e \bar{A} são complementares se

$$\mu_{\bar{A}}(x) = 1 - \mu_A(x).$$

- c) União. A operação União entre A e B é denotada por $A \cup B$ e é definida por

$$\mu_{A \cup B} = \max(\mu_A(x), \mu_B(x)), x \in U.$$

- d) Intersecção. A intersecção entre A e B , $A \cap B$, dada por

$$\mu_{A \cap B} = \min(\mu_A(x), \mu_B(x)), x \in U.$$

As operações com conjuntos nebulosos podem ser melhor visualizadas através de gráficos (Figura 4.6, Figura 4.7 e Figura 4.8):

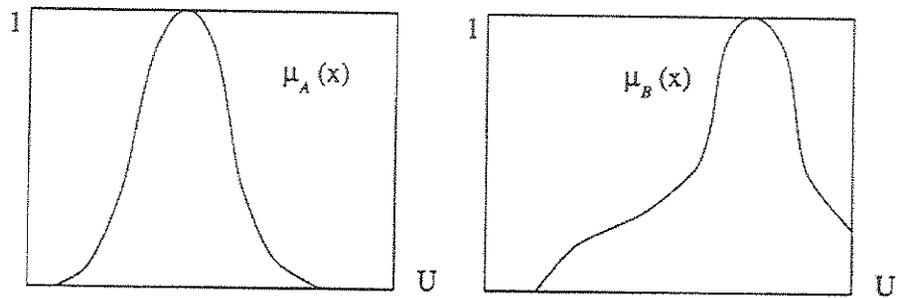


Figura 4.6: Funções de pertinência para conjuntos A e B.

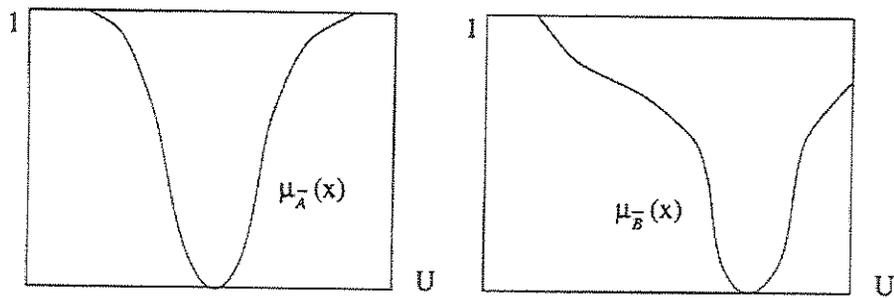


Figura 4.7: Funções de pertinência para complementos de A e B.

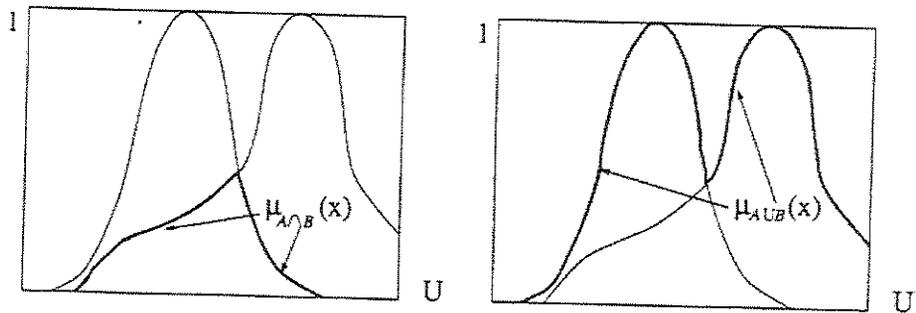


Figura 4.8: Funções de pertinência para intersecção e união de A e B.

Relações Nebulosas

Uma relação nebulosa em $A \times B$, e denotada por R , é definida pelo conjunto

$$R = \{((x, y), \mu_R(x, y)) / (x, y) \in A \times B, \mu_R(x, y) \in [0, 1]\}$$

onde $\mu_R(x, y)$ é uma função de pertinência a duas variáveis e expressa o grau de relacionamento entre os elementos x e y . Na verdade esta é uma generalização da definição de conjunto nebuloso saindo de um espaço bidimensional $(x, \mu_A(x))$ para o espaço tri-dimensional $(x, y, \mu_A(x, y))$.

Composição Nebulosa pelo Máximo e Mínimo

A operação de composição combina relações nebulosas em diferente variáveis, (x, y) com (y, z) ; $x \in A$, $y \in B$ e $z \in C$. Sendo as relações abaixo

$$R_1(x, y) = \{((x, y), \mu_{R_1}(x, y)) / (x, y) \in A \times B\},$$

$$R_2(y, z) = \{((y, z), \mu_{R_2}(y, z)) / (y, z) \in B \times C\}.$$

A operação de composição pelo máximo e mínimo é definida como

$$R_1 \circ R_2 = \{((x, y), \max_y(\min(\mu_{R_1}(x, y), \mu_{R_2}(y, z))))\},$$

$$(x, y) \in A \times C, y \in B.$$

Lógica Nebulosa

A lógica nebulosa é a lógica baseada na teoria dos conjuntos nebulosos. Uma característica relevante a destacar é o fato de que, nesta lógica, o raciocínio exato corresponde a um caso limite do raciocínio aproximado, interpretado como um processo de composição de relações nebulosas.

A lógica nebulosa ocorre no contexto de sistemas lógicos de proposições múltiplas e, diferentemente da lógica binária, a “verdade” para uma proposição pode assumir qualquer valor dentro do intervalo real entre 0 e 1.

Nos sistemas lógicos binários, os predicados são exatos (par, maior que, etc.), ao passo que na lógica nebulosa os predicados são vagos (alto, baixo, médio, etc.). Estes valores expressam a pertinência com que determinados objetos são compatíveis com as características dos elementos presentes em um determinado conjunto.

A lógica nebulosa está focada no estudo de variáveis lingüísticas e seu objetivo é desenvolver uma abordagem para a simulação do raciocínio, baseando-se em proposições imprecisas. A maior parte da lógica nebulosa trata de variáveis lingüísticas, modificadores lingüísticos, regras de inferência e raciocínio aproximado. A lógica na vida cotidiana pode ser vista como um processo de tomada de decisão que faz uso de informações vagas e imprecisas. A dedução lógica que envolve uma proposição nebulosa é chamada de **inferência nebulosa** ou inferência aproximada.

Proposições em Lógica Nebulosa

Em lógica binária uma dada proposição “p” é verdadeira ou falsa. Em lógica nebulosa uma proposição é verdadeira em certo grau. A verdade de uma proposição “p” em lógica nebulosa é expressa por um conjunto nebuloso, ou mais propriamente por sua função de pertinência.

Sejam x_1, x_2, \dots, x_n os nomes das diversas variáveis lingüísticas cujos universos de discursos são respectivamente U_1, U_2, \dots, U_n . Seja R uma relação nebulosa definida em $X_1 \cdot X_2 \dots X_n$. Assim a frase $((x_1, x_2, \dots, x_n) \text{ é } R)$ é uma proposição nebulosa n -ária. Se $n=1$, a proposição nebulosa é dita simples.

Proposições nebulosas podem ser combinadas utilizando-se diferentes operadores, gerando novas proposições. Exemplos de operadores incluem os **conectivos lógicos** E e OU, bem como o operador implicação **SE...ENTÃO**.

Sejam A e B conjuntos nebulosos definidos respectivamente em X e Y . Considerem-se as seguintes proposições nebulosas $(x \text{ é } A)$ e $(y \text{ é } B)$ e mais o conectivo lógico OU, tem-se:

$$(x \text{ é } A) \text{ OU } (y \text{ é } B).$$

Essa composição gerará a proposição binária $((x,y) \text{ é } R_{A \cap B})$ onde $R_{A \cap B}$ é uma relação nebulosa em $X \times Y$. No caso do operador OU, a relação é determinada por uma função f_{ou} , usualmente dada por onde as proposições são conectadas pelo operador lógico “v”. Por outro lado se a composição utilizar o operador E, o operador lógico a ser considerado será “^”.

Inferência Nebulosa

A dedução lógica que envolve proposições ou conjuntos nebulosos é chamada de raciocínio nebuloso ("fuzzy reasonig") ou raciocínio aproximado ("approximate reasonig"). É uma combinação entre informações nebulosas. Apesar das informações serem vagas, permite derivar conclusões adequadas.

A proposição lógica e está composta de duas partes: um antecedente e um conseqüente. No antecedente aparecem as possíveis combinações dos dados de entrada em forma de premissas cujos elementos são variáveis lingüísticas, interligados por conectivos lógicos. No lado conseqüente, tem-se a conclusão da sentença também na forma de variável lingüística.

Uma proposição pode ser escrita como "Se a profundidade é baixa e a vazão é elevada então o método de elevação é recomendado". Observe-se que os qualificadores nebulosos "baixa", "elevada" e "recomendado" são utilizados como predicativos tanto nas premissas como na conclusão.

Inferência de Proposições Nebulosas

Suponha o problema seguinte de proposições nebulosas:

premissa 1: *Se x é A então y é B*

premissa 2: *x é A'*

Conclusão: *y é B'*

O problema faz a composição de duas proposições lógicas (premissas 1 e 2), considerando duas variáveis lingüísticas A e B, e suas respectivas modificações A' e B'. Deseja-se conhecer a função de pertinência para a conclusão do problema que aqui é chamada de $\mu_{B'}(y)$. Uma resolução deste problema é apresentada obtendo-se $\mu_{B'}(y) = a \wedge \mu_B(y)$ onde $a = \max_{x \in U} \{\mu_A(x) \wedge \mu_{A'}(x)\}$ é o valor que expressa a conformidade dos conjuntos nebulosos A e A', por isso então chamado de grau de conformidade (Figura 4.9).

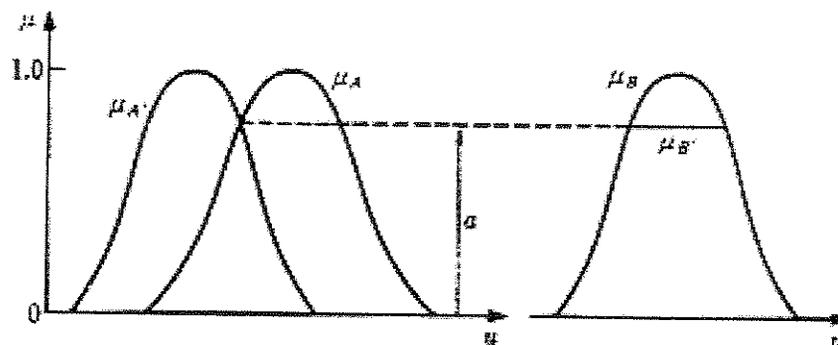


Figura 4.9: Resultado das funções de pertinência

Inferência sobre múltiplas proposições nebulosas

premissa 1: se x é A_1 e y é B_1 então z é C_1 senão

premissa 2: se x é A_2 e y é B_2 então z é C_2 senão

(...) (...) (..)

premissa n : se x é A_n e y é B_n então z é C_n

premissa $n+1$: x é A' e y é B'

conclusão: z

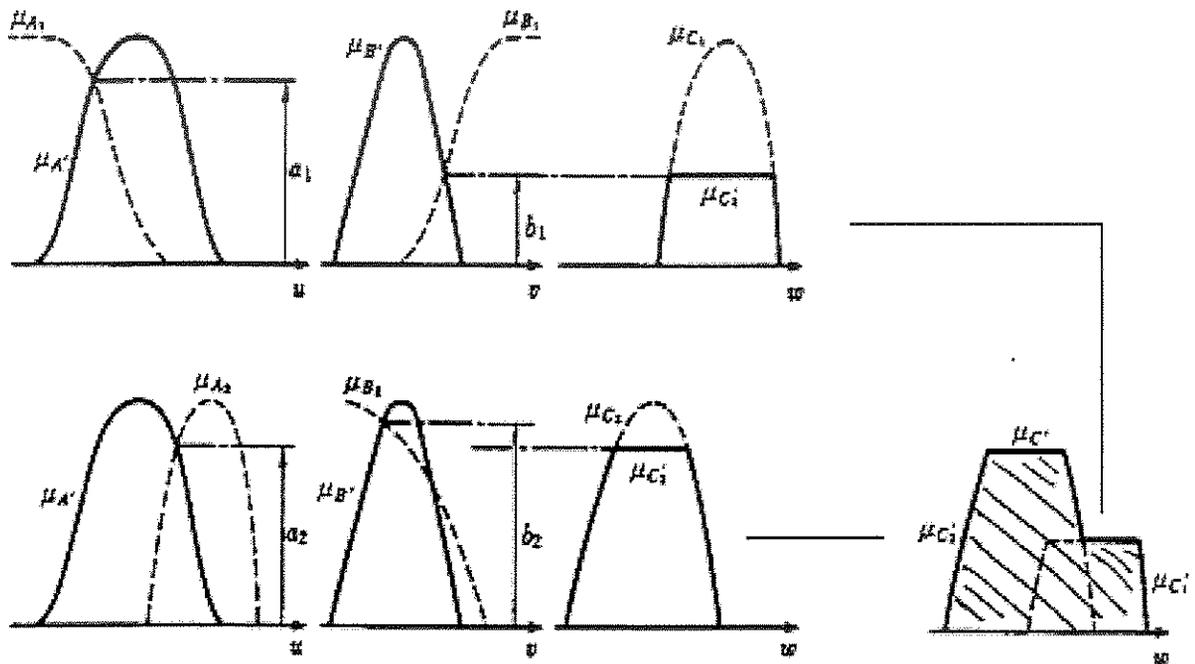


Figura 4.10: Múltiplas composições nebulosas

Em um problema de avaliação de regras de inferência, após se determinar a função de pertinência relativa à saída dos dados, é necessário que ocorra a conversão da variável lingüística novamente em variável numérica, ou seja, a conversão do número nebuloso em um valor exato equivalente. Desta maneira, haverá condições de comparar mais objetivamente as diferentes alternativas existentes. Isto é feito comumente através do método do centro geométrico da área (Mandami).

Capítulo 5

Modelo para Avaliação de Métodos de Elevação de Petróleo

Este capítulo descreve o modelo proposto para avaliação de métodos de elevação de petróleo. Os critérios que estão presentes no modelo são a viabilidade técnica e a viabilidade econômica. Estes dois critérios formam a base para o processo de avaliação dos métodos. O modelo de avaliação busca simular o processo adotado por um especialista de produção ao considerar o problema de avaliação e seleção do melhor método para aplicação em um poço. O modelo é essencialmente um sistema nebuloso (SN) e utiliza os conceitos da teoria dos conjuntos nebulosos apresentados no Capítulo 4 para sua elaboração e implementação. O modelo não busca substituir outros processos de avaliação tradicionais, os quais podem e devem ser desencadeados em seqüência ou em paralelo ao modelo proposto. O modelo desenvolvido pode ser utilizado com um primeiro filtro na seleção do método de elevação, apresentando candidatos mais promissores e destacando-os daqueles que serão desconsiderados. Desta maneira, permite-se que o especialista de produção otimize o emprego de seu tempo e energia na análise dos métodos mais adequados ao caso sob seu escrutínio.

Os elementos constitutivos do modelo, descritos mais adiante, são:

- Aquisição de conhecimento;
- Critérios gerais e parciais de avaliação;
- Base de dados e Parâmetros de Entrada;
- Representação nebulosa dos parâmetros;
- Base de Conhecimento;
- Regras Nebulosas;

- Módulo de Inferência;
- Agregação das Regras Nebulosas;
- Resultados.

Aquisição do Conhecimento

Como ressaltado por Matsatsinis et al.(1997), a definição de um modelo de avaliação inicia-se através do processo de aquisição de conhecimento especialista, ao definir os objetos e tarefas que estão presentes na representação do domínio deste conhecimento. O conhecimento é resultado da experiência adquirida por uma pessoa ou pela organização. Com o passar do tempo, a habilidade para acessar o objeto de estudo vai sendo cada vez maior, sendo possível identificar os fatores mais relevantes a ele associado, relacionando-os de modo mais eficiente. A aquisição de conhecimento ocorre através da investigação e sistematização de dados disponíveis na literatura existente e pela aquisição direta em entrevistas com especialistas (Figura 5.1).

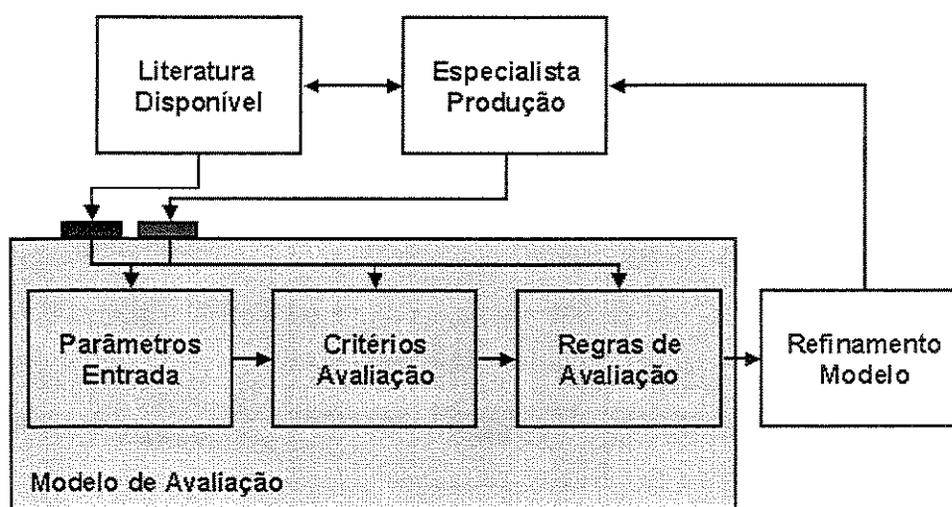


Figura 5.1: Processo de aquisição de conhecimento

A aquisição de conhecimento a partir de especialistas é normalmente uma tarefa difícil e demanda um tempo significativo de pesquisas e entrevistas. Além disso, as informações que os especialistas possuem nem sempre são acessíveis ao público em função de políticas internas das empresas ou instituições onde trabalham.

Critérios Gerais do Modelo

Foram estabelecidos dois critérios gerais para utilização no modelo de avaliação: a viabilidade técnica e a viabilidade econômica.

Define-se como viabilidade técnica o critério a ser utilizado para investigar a condição de funcionamento do equipamento de elevação. Deseja-se saber se o método é adequado ou não diante do contexto de produção encontrado. Nos termos deste trabalho, um contexto de produção é caracterizado pelos parâmetros definidos a partir do projeto do poço, das condições do reservatório e dos fluidos de petróleo produzidos. A viabilidade técnica indica em que medida um determinado método é adequado tecnicamente para aplicação no poço a ser produzido, ou, em outras palavras, com que grau de pertinência o método é operacional. É importante ressaltar que, ao se atribuir o conceito operacional a um método, pressupõe-se que ele seja capaz de operar dentro de níveis aceitáveis de eficiência e confiabilidade. Os resultados obtidos na análise do critério de viabilidade técnica permitirão, portanto, sinalizar se o método atende com eficiência ao contexto específico para o qual está sendo indicado.

Além do critério de viabilidade técnica, o modelo para a avaliação do método também considera a determinação da viabilidade econômica da instalação. A viabilidade econômica compreende a análise de todos os parâmetros que afetam direta ou indiretamente o perfil financeiro do projeto de elevação em estudo. Os parâmetros neste critério possuem uma natureza predominantemente econômica. Ela serve para situar os diferentes métodos em termos de competitividade financeira.

Embora o modelo descrito a seguir tenha considerado os critérios gerais definidos acima, apenas foi possível até o momento implementar a parte relativa à viabilidade técnica. Inicialmente, porém, foi elaborada uma estrutura para avaliação da viabilidade técnica, buscando-se testar a rotina de análise para este critério, para depois considerar a avaliação da viabilidade econômica em estudo ou trabalho posterior.

Critérios Parciais de Avaliação

Além dos critérios gerais, também foram definidos critérios parciais ou auxiliares de avaliação para o modelo (Figura 5.2). Foram definidos os seguintes critérios parciais, como parte da caracterização da viabilidade técnica:

- a) Adequabilidade ao Poço (ADEQB POÇO);
- b) Adequabilidade ao Reservatório (ADEQB RESERV);
- c) Adequabilidade aos Fluidos (ADEQB FLUIDOS);
 - c.1 Escoabilidade (ESCOAB);
 - c.2 Corrosividade (CORROSIV);
 - c.3 Abrasividade (ABRASIV).

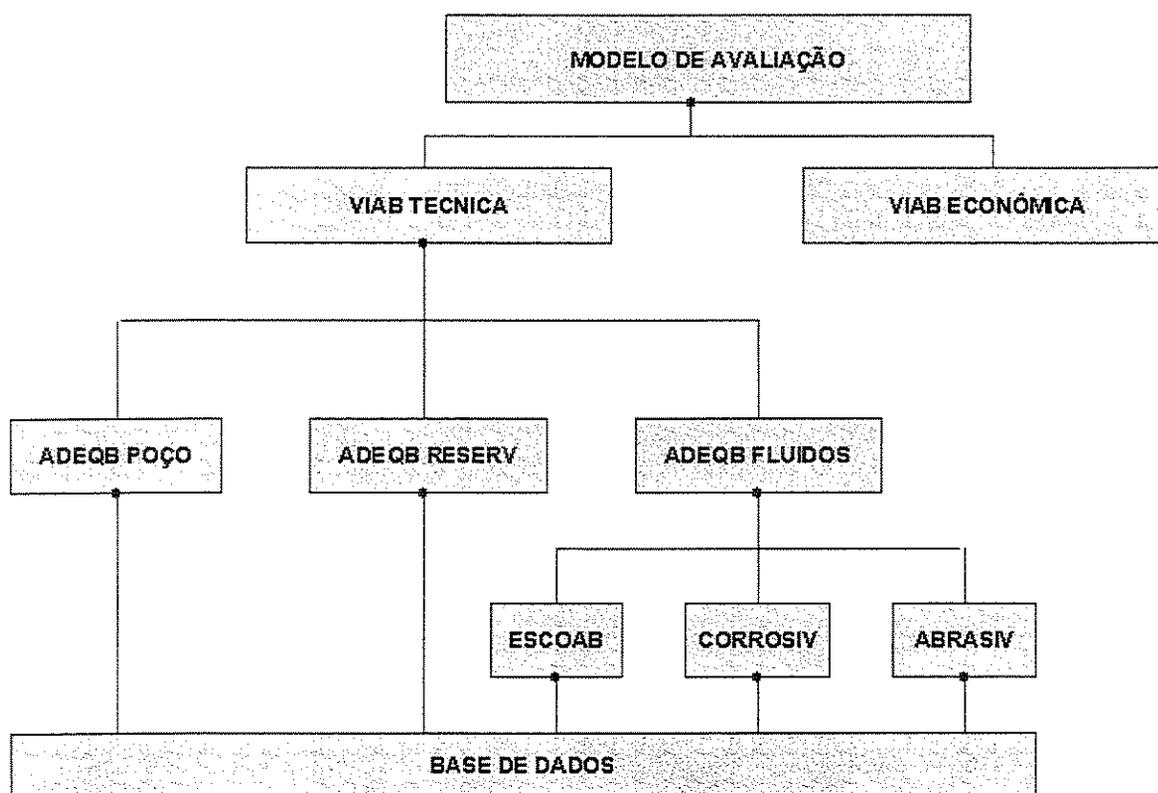


Figura 5.2: Estrutura do modelo para avaliação de métodos de elevação

A adequabilidade é uma medida do ajustamento do método em relação às características, propriedades e configuração do objeto estudado. Neste trabalho, os objetos considerados são o poço de petróleo onde o equipamento deve ser instalado (ADEQB POÇO), o reservatório de petróleo a ser explorado (ADEQB RESERV) e finalmente os fluidos de petróleo a serem produzidos (ADEQB FLUIDOS).

O cálculo dos critérios ADEQB POÇO e ADEQB RESERV é realizado diretamente a partir da consideração dos parâmetros de entrada que formam a base de dados do problema. Porém, no cálculo de ADEQB FLUIDOS utilizam-se ainda os sub-critérios de escoabilidade (ESCOAB), abrasividade (ABRASIV) e corrosividade (CORROSIV). Por escoabilidade entende-se a capacidade apresentada pelo método de elevação de garantir escoamento dos fluidos desde a formação até a superfície. Pressupõe-se que os critérios de abrasividade e de corrosividade possam ser calculados independentemente do método de elevação, sendo estes funções unicamente das propriedades dos fluidos.

Os critérios parciais podem assumir pesos diferentes no processo de avaliação. A utilização de pesos diferenciados visa permitir ao especialista enfatizar para cada caso os critérios que considerar mais importantes.

Base de Dados e Parâmetros de Entrada

A revisão apresentada no capítulo 3 permitiu identificar os principais parâmetros considerados na avaliação e seleção dos métodos de elevação. Por contemplar um significativo número de parâmetros, o trabalho de Clegg et al. (1992) é utilizado como referencial na formulação do atual modelo.

Em função dos critérios gerais e parciais citados anteriormente, os parâmetros são organizados em dois grupos. No primeiro grupo estão reunidos os parâmetros que, por sua natureza, dizem respeito à viabilidade técnica. No segundo grupo, estão os parâmetros de viabilidade econômica (Tabela 5.1).

A organização dos parâmetros em dois grupos não é dogmática, pois está prevista a inclusão, alteração e eliminação de parâmetros. Alguns dos parâmetros foram classificados inicialmente como “parâmetros de confiabilidade”. Mais tarde, porém, eles foram incluídos no grupo de viabilidade econômica, uma vez que o conceito de confiabilidade está diretamente associado à ocorrência de custos operacionais. Este parecer está de acordo com a posição de especialistas, entrevistados em visita de campo realizada durante a fase de preparação desta dissertação.

Tabela 5.1: Organização dos parâmetros de entrada do modelo

VIABILIDADE TÉCNICA		VIABILIDADE ECONÔMICA	
1.	Diâmetro do Poço	16.	Investimento Inicial
2.	Profundidade do Poço	17.	Eficiência
3.	Inclinação do Poço	18.	Flexibilidade de Produção
4.	Produção Requerida	19.	Custos Operacionais
5.	Produtividade IP	20.	Valor após Descomissionamento
6.	Água Produzida (BSW)	21.	Layout de Superfície
7.	Temperatura do Reservatório	22.	Equipamentos de Fundo de Poço
8.	Teor de Parafina	23.	Problemas Diversos
9.	Densidade Relativa (°API)	24.	Disponibilidade Operacional
10.	Gás Livre (%)	25.	Nível de Ruído
11.	Nível de Submersão	26.	Flexibilidade no Acionamento
12.	Teor de H₂S	27.	Condição de Monitoramento
13.	Salinidade	28.	Teste do Poço
14.	Teor de CO₂	29.	Controladores para Ciclos
15.	Teor de Areia/Sólidos	30.	Aplicações em Paralelo

Os parâmetros do grupo da viabilidade técnica são descritos a seguir. É preciso salientar que a descrição realizada dos parâmetros não segue necessariamente a definição formal como estes são empregados tradicionalmente na literatura, e muitas vezes representam apenas índices para os vários fatores. Por isso muitas vezes aparecem adimensionais.

Parâmetro 01: Diâmetro do Poço

É a medida do diâmetro interno do revestimento do poço. O diâmetro do poço limita as dimensões externas do tubo de produção especialmente para poços de alto índice de produtividade e pode comprometer o uso de separadores de gás. Tubos de grandes diâmetros podem causar retorno excessivo de fluidos reduzindo a eficiência volumétrica em alguns métodos como no GLC e BCS. No caso de BMH, é necessário um espaço suficiente no tubo de produção para se evitar desgastes excessivos nas hastes. Neste trabalho, considera-se que as dimensões para o diâmetro do poço estão na faixa de 2" a 10" (50,8 mm a 254 mm).

Parâmetro 02: Profundidade do Poço

Há na literatura muitas medidas de profundidade como a TVD, a altura manométrica de elevação e a profundidade média do intervalo do canhoneado. Este é um parâmetro limitante em muitos métodos de elevação pois grandes profundidades geram restrições diversas ao projeto mecânico dos equipamentos, além de influir na capacidade de acionamento do sistema e limitar a vazão de produção requerida. Para uma profundidade acima de 10.000 ft (3050 m) muitos dos métodos são ineficientes. Neste trabalho, utiliza-se a profundidade média do intervalo do canhoneado, podendo variar de 1.000 a 15.000 ft (300 a 4600 m).

Parâmetro 03: Inclinação do Poço

Este é um parâmetro associado com o "dog-leg" de poços direcionais que é a variação do ângulo (plano vertical) e direção (traço no plano horizontal) com a profundidade. Este fator é limitante para a aplicação dos métodos de elevação especialmente aqueles de classe bombeados (BMH, BCP e BCS). Consideração especial deve ser dada no projeto do GLC, uma vez que poços desviados não criam o mesmo tipo de gradiente bifásico que existe em poços verticais. A exigência de potência é maior em todos os tipos de elevação em poços desviados. Neste trabalho, o valor para o desvio do poço varia de 0 a 90°.

Parâmetro 04: Produção Requerida

Expressa o total de fluidos a ser produzido. Normalmente valores elevados de produção demandam a aplicação de BCS ou GLC. Para baixas vazões, todos os métodos podem ser considerados, exceto o GLC. Para produções abaixo de 200 BFPD (32 m³/d), o BCS não é recomendado, a menos que para profundidades muito baixas. Para este trabalho, a vazão requerida vai de 0 a 5000 BFPD (0 a 800 m³/d).

Parâmetro 05: Produtividade – IP

É uma medida da habilidade do reservatório de produzir fluidos. Este parâmetro está associado com a produção de fluidos e com o nível de submergência existente no poço. Neste trabalho, o IP é considerado adimensional variando de 0 (baixo IP) a 10 (elevado IP).

Parâmetro 06: Água Produzida (BSW)

A produção de água está associada com a produção de óleo, participando diretamente na vazão total de fluidos. Valores elevados de água afetam a produção do poço devido à maior permeabilidade da água relativamente ao óleo (risco de formação do cone de água). A presença de água também acarreta maiores perdas de carga na coluna de produção por seu maior peso específico. Neste trabalho, a quantidade de água varia de 0 a 100%.

Parâmetro 07: Temperatura do Reservatório

Um valor elevado da temperatura do fundo poço acarreta um tempo de vida útil reduzido para a maioria dos métodos de elevação. No BCS o motor e o cabo elétricos são fortemente afetados pela alta temperatura, principalmente quando a temperatura excede 200 °F. Já no BCP a limitação é função do tipo de elastômero. Uma maior temperatura demanda quase sempre a utilização de materiais especiais, elevando o investimento e gastos do poço. A temperatura é calculada pelo gradiente geotérmico (1,64 °F / 100 ft, isto é, 0,03 °C/m). A temperatura varia de 100 °F a 500 °F (38 °C a 260 °C).

Parâmetro 08: Teor de Parafina

É uma medida da formação de parafina na coluna de produção. A acumulação de parafina nas regiões superiores do tubo de produção, cabeça do poço e tubulações de produção na superfície resultará em contra-pressão que reduz a eficiência da instalação. É necessário que os métodos permitam, portanto, a remoção ou prevenção de parafina. O teor de parafina é considerado adimensional e varia de 0 (baixo teor) a 10 (elevado teor).

Parâmetro 09: Grau (°API)

Petróleos são em geral caracterizados mundialmente pelo valor do °API que apresentam. Entretanto, o grau API não é necessariamente um indicador de sua capacidade de produção, uma vez que é a viscosidade do óleo, e sua densidade, na temperatura e pressão do reservatório, a chave para caracterizar a influência das propriedades do óleo. Em geral uma viscosidade menor que 10 cP (possivelmente grau API acima de 30) não é um fator determinante na seleção de um método, porém fluidos muito viscosos são difíceis de elevar por qualquer método. Óleos pesados são aqueles que normalmente apresentam grau API menor que 25 °API (densidade acima de 0,904). Neste trabalho o grau API do óleo varia de 10 a 45 (densidade varia de 1,04 a 0,745).

Parâmetro 10: Gás Livre (%)

É uma medida do nível de gás livre encontrado na admissão do método de elevação. Como regra geral, a presença de gás livre afeta negativamente a eficiência de todos os métodos de elevação. Um valor de RGO de até 2000 SCF/STB ($0,18 \text{ m}^3/\text{m}^3$) pode ser tolerado pela maioria dos métodos. A utilização de âncoras de gás é um aspecto comum nos projetos de poços onde são esperados valores elevados de RGO. Embora a presença de gás livre favoreça o GLC. O RGO é expresso em termos do gás livre e varia entre 0 a 30%.

Parâmetro 11: Nível de Submergência

É o parâmetro indicativo do grau de imersão do método de elevação. O nível de submergência é vital no BCS e BCP que precisam operar submersos a fim de garantir a integridade física de seus componentes mecânicos e elétricos. A submergência também afeta o nível de gás livre existente também na sucção do método. Este é um fator de difícil medição no campo, pois depende da produção dos fluidos. Neste trabalho, a submergência é considerada adimensional e varia entre 0 (baixa submergência) a 10 (alta submergência).

Parâmetro 12: Teor de H₂S

A corrosão no fundo do poço pode ter origem na eletrólise entre metais diferentes e pela presença de H₂S e de CO₂ nos fluidos produzidos. A corrosão por H₂S é um problema bastante significativo no BMH, acelerando o processo de fadiga das hastes são carregadas excessivamente. O teor de H₂S varia de 0 (baixo teor) a 10 (alto teor).

Parâmetro 13: Salinidade

A salinidade é de difícil medição prática e está associada com a qualidade da água da formação. Ela é considerado neste trabalho por contribuir para o critério de corrosividade dos fluidos produzidos e varia entre 0 (baixa salinidade) a 10 (alta salinidade).

Parâmetro 14: Teor de CO₂

É uma medida da presença de CO₂ nos fluidos produzidos. Também influi no critério da corrosividade. Neste trabalho o teor de CO₂ varia de 0 (baixo teor) a 10 (alto teor).

Parâmetro 15: Teor de Areia/Sólidos

A produção associada de abrasivos como areia e outros sólidos gera problemas de erosão em todos os equipamentos. Os especialistas procuram estimar o valor do teor de areia valendo-se do histórico de produção do campo e no tipo da formação, especialmente em formações não consolidadas. Neste trabalho o teor de areia varia entre 0 (baixo teor) a 10 (alto teor).

Representação Nebulosa dos Parâmetros

Todos os parâmetros de entrada do modelo são modelados utilizando os conceitos da teoria dos conjuntos nebulosos. Os parâmetros são tratados como variáveis lingüísticas e podem ser descritos utilizando-se o conceito da totalidade dos termos conforme a seguir:

- a) T(Diâmetro do Poço) = {Pequeno, Médio, Grande};
- b) T(Profundidade do Poço) = {Baixa, Média, Alta};
- c) T(Inclinação do Poço) = {Pequena, Média, Grande};
- d) T(Produção Requerida) = {Baixa, Moderada, Alta};
- e) T(Produtividade IP) = {Baixa, Moderada, Alta};
- f) T(Água Produzida (BSW)) = {Baixa, Média, Alta};
- g) T(Temperatura do Reservatório) = {Baixa, Moderada, Alta};
- h) T(Teor de Parafina) = {Baixo, Moderado, Elevado};
- i) T(Grau API ($^{\circ}$ API)) = {Baixo, Médio, Alto};
- j) T(Gás Livre (%)) = {Baixo, Médio, Alto};
- k) T(Submergência) = {Baixa, Média, Alta};
- l) T(Teor de H₂S) = {Baixo, Moderado, Severo};
- m) T(Salinidade) = {Baixa, Moderada, Severa};
- n) T(Teor de CO₂) = {Baixo, Moderado, Severo};
- o) T(Teor de Areia/Sólidos) = {Baixo, Médio, Severo}.

Neste trabalho as variáveis que participam da base de dados foram discretizadas em três termos, por simplificação. Evidentemente, esta é uma escolha arbitrária, e pode ser alterada na implementação da metodologia. Cada termo possui como domínio parte do intervalo da variável. A utilização destes termos permite a elaboração de regras semânticas que podem expressar o conhecimento especialista. Os termos acima definem os parâmetros de entrada do modelo como variáveis lingüísticas, reunindo os conjuntos nebulosos representativos destas variáveis e suas respectivas funções de pertinência (Tabela 5.2).

Tabela 5.2: Termos e funções de pertinência para os parâmetros de entrada

No	Descrição do Parâmetro (VL)	Termos $T_{i,j}$	Descrição dos Termos	Função de Pertinência $F_{i,j}$
01	Diâmetro do Poço	T01,1	Pequeno	F01,1
		T01,2	Médio	F01,2
		T01,3	Grande	F01,3
02	Profundidade do Poço	T02,1	Baixa	F02,1
		T02,2	Média	F02,2
		T02,3	Alta	F02,3
03	Inclinação do Poço	T03,1	Pequena	F03,1
		T03,2	Média	F03,2
		T03,3	Significativa	F03,3
04	Produção Requerida	T04,1	Baixa	F04,1
		T04,2	Moderada	F04,2
		T04,3	Alta	F04,3
05	Produtividade IP	T05,1	Baixa	F05,1
		T05,2	Moderada	F05,2
		T05,3	Alta	F05,3
06	Água Produzida (BSW)	T06,1	Baixa	F06,1
		T06,2	Média	F06,2
		T06,3	Alta	F06,3
07	Temperatura do Reservatório	T07,1	Baixa	F07,1
		T07,2	Moderada	F07,2
		T07,3	Alta	F07,3
08	Teor de Parafina	T08,1	Baixo	F08,1
		T08,2	Moderado	F08,2
		T08,3	Elevado	F08,3
09	Densidade Relativa ($^{\circ}$ API)	T09,1	Baixo	F09,1
		T09,2	Médio	F09,2
		T09,3	Alto	F09,3
10	Gás Livre (%)	T10,1	Baixo	F10,1
		T10,2	Médio	F10,2
		T10,3	Alto	F10,3
11	Nível de Submergência	T11,1	Baixo	F11,1
		T11,2	Moderado	F11,2
		T11,3	Alto	F11,3
12	Teor de H ₂ S	T12,1	Baixo	F12,1
		T12,2	Moderado	F12,2
		T12,3	Severo	F12,3
13	Salinidade	T13,1	Baixa	F13,1
		T13,2	Moderada	F13,2
		T13,3	Severa	F13,3
14	Teor de CO ₂	T14,1	Baixo	F14,1
		T14,2	Moderado	F14,2
		T14,3	Severo	F14,3
15	Teor de Areia/Sólidos	T15,1	Baixo	F15,1
		T15,2	Moderado	F15,2
		T15,3	Severo	F15,3

Regras Nebulosas

Como visto no Capítulo 4, por definição, regras de inferência permitem relacionar duas ou mais variáveis lingüísticas e seus respectivos termos através de conectivos lógicos para expressar uma sentença. Nos termos deste trabalho, a regra nebulosa é utilizada para permitir, sobretudo, a caracterização do método de elevação. Esta caracterização só é possível porque permite a representação do conhecimento especialista no problema, como resultado do processo de aquisição do conhecimento. O processo de inferência para um método de elevação determina as possíveis recomendações sobre a aplicação do mesmo ao contexto de produção.

A recomendação é também uma variável lingüística que pode ser representada como:

$$T(\text{Recomendação}) = \{\text{NR}, \text{RR}, \text{RS}, \text{FR}\}.$$

Onde:

NR = Método não recomendado.

RR = Método recomendado com restrições.

RS = Método recomendado sem restrições.

FR = Método fortemente recomendado.

Como foi dito anteriormente duas ou mais variáveis podem ser utilizadas na elaboração de uma regra nebulosa. Apenas para ilustração, estão alguns exemplos de regras a seguir:

- Se a vazão é alta e a profundidade é alta então o BCP é NR.
- Se o API é baixo e o RGO é elevado o BCP é NR.
- Se a profundidade é baixa e o grau API é médio então o BMH é RS.

Módulo de Inferência

O módulo de inferência é a representação do processo de inferência que resultará no valor de saída do critério ou sub-critério de avaliação. Ele se constitui dos dados de entrada (BASE DE DADOS), do processo de conversão destes dados em variáveis linguísticas, das regras de inferência, agregação das regras e dos dados de saída.

O módulo de inferência para cálculo do critério ADEQB POÇO são utilizados por exemplo os parâmetros do diâmetro do poço, profundidade do poço, desvio do poço e vazão de fluidos (Figura 5.3).

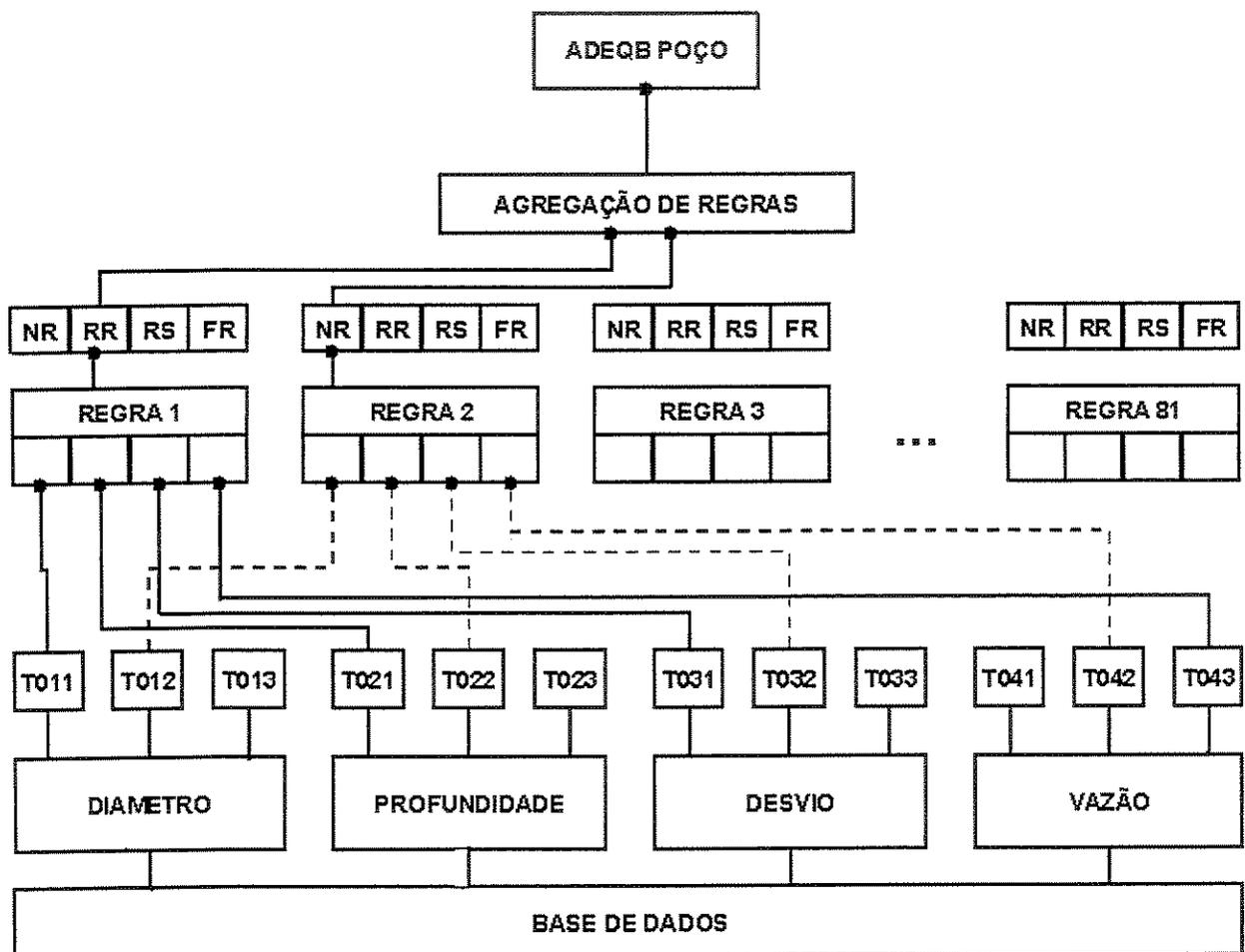


Figura 5.3: Exemplo de módulo de inferência para cálculo de ADEQB POÇO.

Em cada módulo de inferência uma ou mais regras podem ser acionadas a depender dos valores de entrada dos diferentes parâmetros, considerados em cada um dos critérios. O número de regras em cada módulo é função do número de variáveis lingüísticas e do número de termos em cada variável. No caso da ADEQB POÇO este número é de 81 regras, para a ADEQB RESERV são 27 regras (Figura 5.4) e para ADEQB FLUIDOS são 108 regras.

Na Figura 5.3 as regras 1 e 2 são acionadas hipoteticamente a partir de entradas dos parâmetros constantes da base de dados dos termos T011, T021, T031 e T043 para regra 1, e T012, T022, T032 e T042 para regra 2.

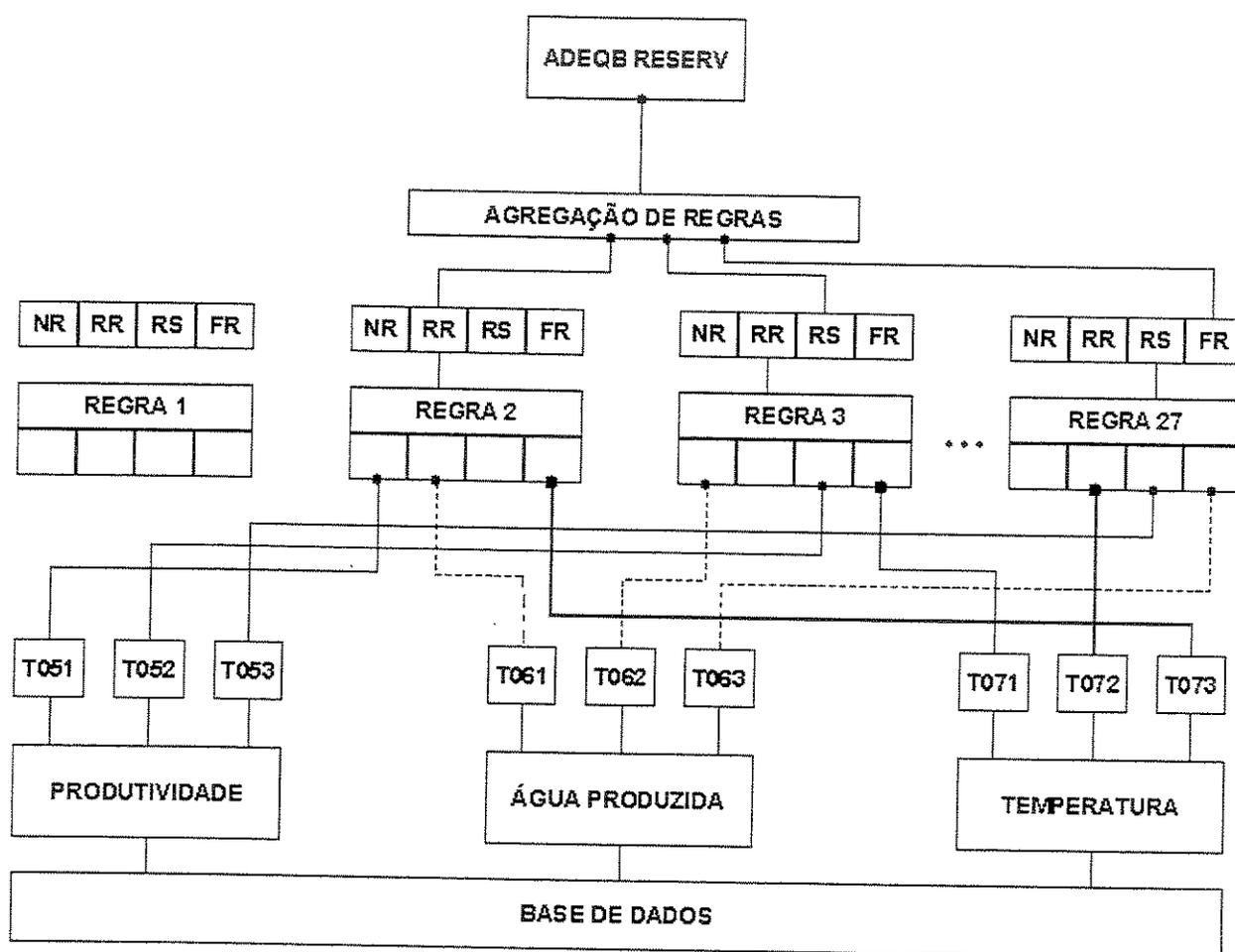


Figura 5.4: Exemplo do módulo de inferência para ADEQB RESERV.

Capítulo 6

Aplicação do Modelo para Avaliação

O modelo para avaliação de métodos de elevação foi aplicado para diferentes condições de campo, tomando-se dados de poços reais. A utilização de casos reais é uma necessidade visto que o modelo precisa ser verificado em termos de sua consistência.

Entretanto, a aplicação do modelo ainda está incompleta pois considera no momento apenas um dos critérios de avaliação, o de viabilidade técnica, deixando para um futuro estudo a introdução do critério de viabilidade econômica.

Dados de Poços Reais

O modelo foi testado inicialmente para um total de 19 poços, onde são utilizados diferentes métodos de elevação. Os métodos utilizados são o BMH, o BCP, o BCS e o GLC. Os poços estão localizados em terra em profundidades que variam de 560 m a 1600 m (1.837 ft a 5.250 ft), e apresentam produções diárias entre 7 m³/d a 300 m³/d (44 BFPD a 1.900 BFPD) (Tabela 6.1). A identificação dos poços foi suprimida para garantir a confidencialidade das informações. Não há informação estruturada sobre os poços referentes ao início de suas vidas operativas. Outros dados disponíveis sobre os poços são a produção de água associada (BSW), a razão gás-óleo, a produtividade do reservatório e o grau API (°API) (Tabela 6.2).

Tabela 6.1: Dados de poços reais (1)

POÇO	Método	Diâmetro (in.)	Profundidade Média do Intervalo Canhoneado		Temperatura °F	Tipo de Poço	Produção	
			(m)	ft			(m ³ /d)	BFPD
BASE01	GLC	7	1600	5249,3	163,4	Vertical	52	327
BASE02	GLC	5 1/2	970	3182,4	129,4	Vertical	45	283
BASE03	BCP	7	615	2017,7	110,2	Direcional	55	346
BASE04	BCP	7	700	2296,6	114,8	Direcional	140	881
BASE05	BCP	5 1/2	680	2231,0	113,7	Direcional	167	1050
BASE06	BCP	5 1/2	640	2099,7	111,6	Direcional	129	811
BASE07	BCP	5 1/2	650	2132,5	112,1	Vertical	128	805
BASE08	BCS	7	620	2034,1	110,5	Direcional	300	1887
BASE09	BCS	5 1/2	650	2132,5	112,1	Vertical	175	1101
BASE10	BMH	5 1/2	665	2181,8	112,9	Vertical	7	44
BASE11	BMH	5 1/2	705	2313,0	115,1	Vertical	11	69
BASE12	BMH	5 1/2	690	2263,8	114,3	Vertical	7	44
BASE13	BMH	5 1/2	685	2247,4	114,0	Vertical	13	82
BASE14	BMH	7	620	2034,1	110,5	Direcional	15	94
BASE15	BMH	5 1/2	650	2132,5	112,1	Vertical	7	44
BASE16	BMH	5 1/2	620	2034,1	110,5	Vertical	24	151
BASE17	BMH	5 1/2	560	1837,3	107,2	Vertical	19	120
BASE18	BMH	7	595	1952,1	109,1	Direcional	19	120
BASE19	BMH	7	635	2083,3	111,3	Direcional	32	201

Tabela 6.2: Dados de poços reais (2)

POÇO	Método	BSW(%)	RGO (m ³ /m ³)	IP	Grau API
BASE02	GLC	80	130	2,90	37
BASE03	BCP	78	10	2,50	33
BASE04	BCP	95	10	2,90	33
BASE05	BCP	96	10	2,70	33
BASE06	BCP	93	10	2,20	33
BASE07	BCP	95	10	2,20	33
BASE08	BCS	96	10	30,00	33
BASE09	BCS	92	10	20,00	33
BASE10	BMH	0	100	0,70	33
BASE11	BMH	45	20	1,00	33
BASE12	BMH	18	40	2,40	33
BASE13	BMH	38	70	1,50	33
BASE14	BMH	48	10	1,00	33
BASE15	BMH	12	100	0,80	33
BASE16	BMH	66	80	3,00	33
BASE17	BMH	66	10	4,00	33
BASE18	BMH	73	10	1,40	33
BASE19	BMH	42	10	4,00	33

Finalmente, os poços são descritos em função dos parâmetros de salinidade, teor de H₂S e CO₂, além de sólidos e areia (Tabela 6.3).

Tabela 6.3: Dados de poços reais (3)

POÇO	Método	Salinidade	Parafina	H ₂ S	CO ₂	Areia
BASE01	GLC	A	N	N	N	N
BASE02	GLC	A	S	S	N	N
BASE03	BCP	B	S	N	N	S
BASE04	BCP	B	N	N	N	S
BASE05	BCP	B	S	S	N	S
BASE06	BCP	B	S	N	N	S
BASE07	BCP	B	N	S	N	S
BASE08	BCS	B	N	N	N	S
BASE09	BCS	B	N	N	N	S
BASE10	BMH	B	S	S	S	S
BASE11	BMH	B	S	S	S	S
BASE12	BMH	B	S	S	S	S
BASE13	BMH	B	S	S	S	S
BASE14	BMH	B	S	N	N	S
BASE15	BMH	B	S	S	S	S
BASE16	BMH	B	S	S	S	S
BASE17	BMH	B	S	S	N	S
BASE18	BMH	B	S	N	N	S
BASE19	BMH	B	S	N	N	S

Os parâmetros da Tabela 6.3 são de difícil mensuração no campo, por isso utilizou-se a forma simplificada descrita pela legenda seguinte:

- A = Alto
- B = Baixo
- N = Não ocorre
- S = Sim ocorre

Vale notar que no modelo proposto, os valores para salinidade, parafina, H₂S, CO₂ e Areia são índices que variam de 0 a 10, diferentemente das informações obtidas no campo.

Regras de Inferências

Tabela 6.4: Regras de inferência para a Adequabilidade ao Poço

PARÂMETROS DE INFERÊNCIA					AVALIAÇÃO			
	Diâmetro	Profundidade	Desvio	Produção	BMH	BCP	BCS	GLC
1.	Pequeno	Baixa	Baixo	Baixa	RR	RS	NR	NR
2.	Pequeno	Baixa	Baixo	Moderada	RS	RR	NR	NR
3.	Pequeno	Baixa	Baixo	Alta	RS	NR	NR	NR
4.	Pequeno	Baixa	Moderado	Baixa	NR	FR	NR	NR
5.	Pequeno	Baixa	Moderado	Moderada	RR	RS	NR	NR
6.	Pequeno	Baixa	Moderado	Alta	RR	NR	NR	NR
7.	Pequeno	Baixa	Elevado	Baixa	NR	RS	NR	NR
8.	Pequeno	Baixa	Elevado	Moderada	NR	NR	NR	NR
9.	Pequeno	Baixa	Elevado	Alta	NR	NR	NR	NR
10.	Pequeno	Média	Baixo	Baixa	FR	RS	RS	RS
11.	Pequeno	Média	Baixo	Moderada	RS	RR	FR	RS
12.	Pequeno	Média	Baixo	Alta	RR	NR	RS	RS
13.	Pequeno	Média	Moderado	Baixa	FR	RS	FR	FR
14.	Pequeno	Média	Moderado	Moderada	RS	RR	RS	FR
15.	Pequeno	Média	Moderado	Alta	NR	NR	RR	FR
16.	Pequeno	Média	Elevado	Baixa	RR	RR	NR	RS
17.	Pequeno	Média	Elevado	Moderada	NR	NR	NR	RR
18.	Pequeno	Média	Elevado	Alta	NR	NR	NR	RS
19.	Pequeno	Alta	Baixo	Baixa	FR	NR	FR	FR
20.	Pequeno	Alta	Baixo	Moderada	RS	NR	RS	FR
21.	Pequeno	Alta	Baixo	Alta	RR	NR	NR	RS
22.	Pequeno	Alta	Moderado	Baixa	RS	NR	FR	FR
23.	Pequeno	Alta	Moderado	Moderada	RR	NR	RS	RS
24.	Pequeno	Alta	Moderado	Alta	NR	NR	NR	RS
25.	Pequeno	Alta	Elevado	Baixa	RR	NR	NR	RS
26.	Pequeno	Alta	Elevado	Moderada	NR	NR	NR	RS
27.	Pequeno	Alta	Elevado	Alta	NR	NR	NR	RS
28.	Médio	Baixa	Baixo	Baixa	RR	RS	NR	NR
29.	Médio	Baixa	Baixo	Moderada	RS	FR	RR	NR
30.	Médio	Baixa	Baixo	Alta	FR	RR	FR	NR
31.	Médio	Baixa	Moderado	Baixa	NR	RS	NR	NR
32.	Médio	Baixa	Moderado	Moderada	RS	RS	RR	NR
33.	Médio	Baixa	Moderado	Alta	FR	RR	FR	NR
34.	Médio	Baixa	Elevado	Baixa	NR	RS	NR	NR
35.	Médio	Baixa	Elevado	Moderada	RR	RR	NR	NR
36.	Médio	Baixa	Elevado	Alta	NR	NR	NR	NR
37.	Médio	Média	Baixo	Baixa	FR	FR	FR	RS
38.	Médio	Média	Baixo	Moderada	FR	RS	RS	RS

39.	Médio	Média	Baixo	Alta	RR	RS	RS	FR
40.	Médio	Média	Moderado	Baixa	FR	FR	FR	RR
41.	Médio	Média	Moderado	Moderada	RR	RR	RS	RR
42.	Médio	Média	Moderado	Alta	NR	NR	RS	RS
43.	Médio	Média	Elevado	Baixa	NR	RR	NR	RS
44.	Médio	Média	Elevado	Moderada	RR	NR	RR	RR
45.	Médio	Média	Elevado	Alta	FR	NR	RR	RS
46.	Médio	Alta	Baixo	Baixa	FR	RS	FR	RS
47.	Médio	Alta	Baixo	Moderada	NR	RR	FR	RS
48.	Médio	Alta	Baixo	Alta	RS	NR	RR	FR
49.	Médio	Alta	Moderado	Baixa	RS	RR	FR	RS
50.	Médio	Alta	Moderado	Moderada	RS	NR	RS	FR
51.	Médio	Alta	Moderado	Alta	NR	NR	RR	FR
52.	Médio	Alta	Elevado	Baixa	NR	NR	RR	RS
53.	Médio	Alta	Elevado	Moderada	NR	NR	NR	RS
54.	Médio	Alta	Elevado	Alta	NR	NR	NR	FR
55.	Grande	Baixa	Baixo	Baixa	NR	RR	NR	NR
56.	Grande	Baixa	Baixo	Moderada	RS	NR	RR	NR
57.	Grande	Baixa	Baixo	Alta	FR	NR	FR	NR
58.	Grande	Baixa	Moderado	Baixa	RR	NR	NR	NR
59.	Grande	Baixa	Moderado	Moderada	RS	NR	RR	NR
60.	Grande	Baixa	Moderado	Alta	RS	NR	RS	NR
61.	Grande	Baixa	Elevado	Baixa	NR	NR	NR	NR
62.	Grande	Baixa	Elevado	Moderada	NR	NR	NR	NR
63.	Grande	Baixa	Elevado	Alta	NR	NR	RR	NR
64.	Grande	Média	Baixo	Baixa	FR	NR	FR	NR
65.	Grande	Média	Baixo	Moderada	FR	NR	RS	RR
66.	Grande	Média	Baixo	Alta	RS	NR	RR	RS
67.	Grande	Média	Moderado	Baixa	RR	NR	FR	RR
68.	Grande	Média	Moderado	Moderada	RS	NR	FR	RR
69.	Grande	Média	Moderado	Alta	FR	NR	RS	RR
70.	Grande	Média	Elevado	Baixa	NR	NR	NR	RR
71.	Grande	Média	Elevado	Moderada	NR	NR	RR	RS
72.	Grande	Média	Elevado	Alta	RR	NR	NR	RR
73.	Grande	Alta	Baixo	Baixa	FR	NR	FR	FR
74.	Grande	Alta	Baixo	Moderada	RS	NR	FR	NR
75.	Grande	Alta	Baixo	Alta	NR	NR	RR	RS
76.	Grande	Alta	Moderado	Baixa	RR	NR	RS	RS
77.	Grande	Alta	Moderado	Moderada	NR	NR	RR	RS
78.	Grande	Alta	Moderado	Alta	NR	NR	NR	RS
79.	Grande	Alta	Elevado	Baixa	RR	NR	NR	FR
80.	Grande	Alta	Elevado	Moderada	NR	NR	NR	RR
81.	Grande	Alta	Elevado	Alta	NR	NR	NR	RS

Tabela 6.5: Regras de Inferência para a Adequabilidade ao Reservatório

PARAMETROS DE INFERÊNCIA				AVALIAÇÃO			
	IP	BSW	TEMP	BMH	BCP	BCS	GLC
1.	Baixa	Baixo	Baixa	RS	NR	NR	NR
2.	Baixa	Baixo	Moderada	RS	NR	RR	NR
3.	Baixa	Baixo	Alta	RR	NR	NR	NR
4.	Baixa	Moderado	Baixa	RS	NR	RR	NR
5.	Baixa	Moderado	Moderada	RS	NR	RR	NR
6.	Baixa	Moderado	Alta	RR	NR	NR	NR
7.	Baixa	Elevado	Baixa	RS	RR	RR	RS
8.	Baixa	Elevado	Moderada	RR	RR	RR	RS
9.	Baixa	Elevado	Alta	RR	NR	NR	NR
10.	Média	Baixo	Baixa	RR	FR	FR	RS
11.	Média	Baixo	Moderada	RS	RS	FR	RS
12.	Média	Baixo	Alta	RR	RR	RR	FR
13.	Média	Moderado	Baixa	RR	RS	FR	RS
14.	Média	Moderado	Moderada	RS	RR	RS	RS
15.	Média	Moderado	Alta	RS	NR	RR	RS
16.	Média	Elevado	Baixa	RR	RR	RS	RS
17.	Média	Elevado	Moderada	RS	RR	RR	RS
18.	Média	Elevado	Alta	RS	NR	NR	RS
19.	Alta	Baixo	Baixa	RS	RR	FR	FR
20.	Alta	Baixo	Moderada	FR	RR	FR	FR
21.	Alta	Baixo	Alta	RS	NR	RR	FR
22.	Alta	Moderado	Baixa	RR	RR	FR	FR
23.	Alta	Moderado	Moderada	RS	RR	RS	RS
24.	Alta	Moderado	Alta	RS	NR	RR	RS
25.	Alta	Elevado	Baixa	NR	RR	RS	RS
26.	Alta	Elevado	Moderada	RS	RR	RR	RS
27.	Alta	Elevado	Alta	RR	RR	NR	RS

Tabela 6.6: Regras de inferência para cálculo da Escoabilidade Parte I

PARÂMETROS DE INFERÊNCIA				AVALIAÇÃO			
	PROD	PARAF	API	BMH	BCP	BCS	GLC
1.	Baixa	Baixo	Baixa	NR	FR	NR	NR
2.	Baixa	Baixo	Moderada	RR	FR	RR	RR
3.	Baixa	Baixo	Alta	RS	RS	RR	RS
4.	Baixa	Moderado	Baixa	RR	FR	NR	NR
5.	Baixa	Moderado	Moderada	RR	FR	RR	RR
6.	Baixa	Moderado	Alta	RS	FR	RR	RS
7.	Baixa	Elevado	Baixa	NR	RS	NR	NR
8.	Baixa	Elevado	Moderada	NR	RS	RR	NR
9.	Baixa	Elevado	Alta	RR	RS	RR	NR
10.	Média	Baixo	Baixa	RR	RS	RR	RS
11.	Média	Baixo	Moderada	FR	FR	RS	RS
12.	Média	Baixo	Alta	FR	FR	FR	FR
13.	Média	Moderado	Baixa	RR	FR	RR	RR
14.	Média	Moderado	Moderada	RS	FR	FR	RR
15.	Média	Moderado	Alta	RS	FR	FR	RS
16.	Média	Elevado	Baixa	NR	RR	RR	RR
17.	Média	Elevado	Moderada	RR	RS	RS	RR
18.	Média	Elevado	Alta	RR	RS	RS	RR
19.	Alta	Baixo	Baixa	RS	NR	RR	RS
20.	Alta	Baixo	Moderada	FR	NR	RS	RS
21.	Alta	Baixo	Alta	FR	NR	FR	FR
22.	Alta	Moderado	Baixa	RR	RR	RR	RR
23.	Alta	Moderado	Moderada	RS	RR	RS	RR
24.	Alta	Moderado	Alta	FR	RR	FR	RR
25.	Alta	Elevado	Baixa	NR	NR	NR	NR
26.	Alta	Elevado	Moderada	RR	NR	RR	RR
27.	Alta	Elevado	Alta	RR	NR	RR	RR

Tabela 6.7: Regras de Inferência para cálculo da Escoabilidade Parte II

PARAMETROS DE INFERÊNCIA				AVALIAÇÃO			
	PROD	GAS	SUBMERG	BMH	BCP	BCS	GLC
1.	Baixa	Baixo	Baixa	RS	NR	NR	NR
2.	Baixa	Baixo	Moderada	RS	RS	RS	NR
3.	Baixa	Baixo	Alta	FR	RS	FR	NR
4.	Baixa	Moderado	Baixa	RR	NR	NR	RR
5.	Baixa	Moderado	Moderada	RS	RR	RR	RR
6.	Baixa	Moderado	Alta	RS	RS	RR	RR
7.	Baixa	Elevado	Baixa	NR	NR	NR	RS
8.	Baixa	Elevado	Moderada	NR	RR	RR	RS
9.	Baixa	Elevado	Alta	RR	RS	RS	RS
10.	Média	Baixo	Baixa	FR	NR	NR	RS
11.	Média	Baixo	Moderada	FR	RS	RS	RS
12.	Média	Baixo	Alta	FR	FR	RS	RS
13.	Média	Moderado	Baixa	RS	NR	NR	RS
14.	Média	Moderado	Moderada	RS	RR	RR	RS
15.	Média	Moderado	Alta	RS	RS	RS	RS
16.	Média	Elevado	Baixa	NR	NR	NR	RS
17.	Média	Elevado	Moderada	RR	NR	RR	RS
18.	Média	Elevado	Alta	RR	RS	RS	RS
19.	Alta	Baixo	Baixa	RS	NR	NR	FR
20.	Alta	Baixo	Moderada	RS	RR	RR	FR
21.	Alta	Baixo	Alta	FR	RR	RR	FR
22.	Alta	Moderado	Baixa	RR	NR	NR	FR
23.	Alta	Moderado	Moderada	RR	RR	RR	FR
24.	Alta	Moderado	Alta	RS	RR	RS	FR
25.	Alta	Elevado	Baixa	NR	NR	NR	FR
26.	Alta	Elevado	Moderada	NR	RR	RR	FR
27.	Alta	Elevado	Alta	RR	RR	RR	FR

Tabela 6.8: Regras de Inferência para Módulo Abrasividade

PARÂMETROS DE INFERÊNCIA			AVALIAÇÃO	
	PRODUÇÃO	AREIA	API	ABRASIVIDADE
1.	Baixa	Baixo	Baixa	REDUZIDA
2.	Baixa	Baixo	Moderada	REDUZIDA
3.	Baixa	Baixo	Alta	LEVE
4.	Baixa	Moderado	Baixa	REDUZIDA
5.	Baixa	Moderado	Moderada	LEVE
6.	Baixa	Moderado	Alta	SIGNIFICATIVA
7.	Baixa	Elevado	Baixa	REDUZIDA
8.	Baixa	Elevado	Moderada	SIGNIFICATIVA
9.	Baixa	Elevado	Alta	SEVERA
10.	Média	Baixo	Baixa	REDUZIDA
11.	Média	Baixo	Moderada	SIGNIFICATIVA
12.	Média	Baixo	Alta	SEVERA
13.	Média	Moderado	Baixa	LEVE
14.	Média	Moderado	Moderada	SIGNIFICATIVA
15.	Média	Moderado	Alta	SEVERA
16.	Média	Elevado	Baixa	SIGNIFICATIVA
17.	Média	Elevado	Moderada	SEVERA
18.	Média	Elevado	Alta	SEVERA
19.	Alta	Baixo	Baixa	REDUZIDA
20.	Alta	Baixo	Moderada	LEVE
21.	Alta	Baixo	Alta	SIGNIFICATIVA
22.	Alta	Moderado	Baixa	REDUZIDA
23.	Alta	Moderado	Moderada	SIGNIFICATIVA
24.	Alta	Moderado	Alta	SEVERA
25.	Alta	Elevado	Baixa	SIGNIFICATIVA
26.	Alta	Elevado	Moderada	SIGNIFICATIVA
27.	Alta	Elevado	Alta	SEVERA

Tabela 6.9: Regras de Inferência para Módulo Corrosividade

PARAMETROS DE INFERÊNCIA				AVALIAÇÃO
	H2S	SAL	CO2	CORROSIVIDADE
1.	Baixa	Baixo	Baixa	REDUZIDA
2.	Baixa	Baixo	Moderada	REDUZIDA
3.	Baixa	Baixo	Alta	MODERADA
4.	Baixa	Moderado	Baixa	MODERADA
5.	Baixa	Moderado	Moderada	MODERADA
6.	Baixa	Moderado	Alta	MODERADA
7.	Baixa	Elevado	Baixa	MODERADA
8.	Baixa	Elevado	Moderada	MODERADA
9.	Baixa	Elevado	Alta	ELEVADA
10.	Média	Baixo	Baixa	MODERADA
11.	Média	Baixo	Moderada	MODERADA
12.	Média	Baixo	Alta	ELEVADA
13.	Média	Moderado	Baixa	MODERADA
14.	Média	Moderado	Moderada	MODERADA
15.	Média	Moderado	Alta	ELEVADA
16.	Média	Elevado	Baixa	MODERADA
17.	Média	Elevado	Moderada	ELEVADA
18.	Média	Elevado	Alta	ELEVADA
19.	Alta	Baixo	Baixa	MODERADA
20.	Alta	Baixo	Moderada	MODERADA
21.	Alta	Baixo	Alta	ELEVADA
22.	Alta	Moderado	Baixa	ELEVADA
23.	Alta	Moderado	Moderada	ELEVADA
24.	Alta	Moderado	Alta	ELEVADA
25.	Alta	Elevado	Baixa	ELEVADA
26.	Alta	Elevado	Moderada	ELEVADA
27.	Alta	Elevado	Alta	ELEVADA

As Tabelas 6.4 a 6.9 foram elaboradas a partir da leitura sobre as capacidades dos métodos de elevação. É através das regras de inferência que se busca diferenciar um método dos demais, embora se saiba que sempre haverá regiões onde estes métodos possuam capacidades similares.

As tabelas com as regras nebulosas foram aplicadas na elaboração dos diferentes módulos de inferência. A utilização de um software comercial permite daí em diante que sejam gerados mapas que relacionam os parâmetros entre si.

Para o BMH, por exemplo, pode-se obter mapas que ressaltam as regiões onde este método apresente uma melhor performance (Figura 6.1). Pela figura, a região compreendida por valores de vazão acima de 1.800 BFPD e teor de parafina abaixo de 3 (baixo a moderado teor de parafina), são regiões mais favoráveis ao uso do BMH. Portanto, se a condição de vazão requerida e nível de parafina se encontram nesta região, estes parâmetros contribuem para uma melhor escoabilidade, e por conseguinte, para a maior viabilidade técnica do método. Pela mesma figura, percebe-se que o teor crescente de parafina contribui para uma menor viabilidade técnica.

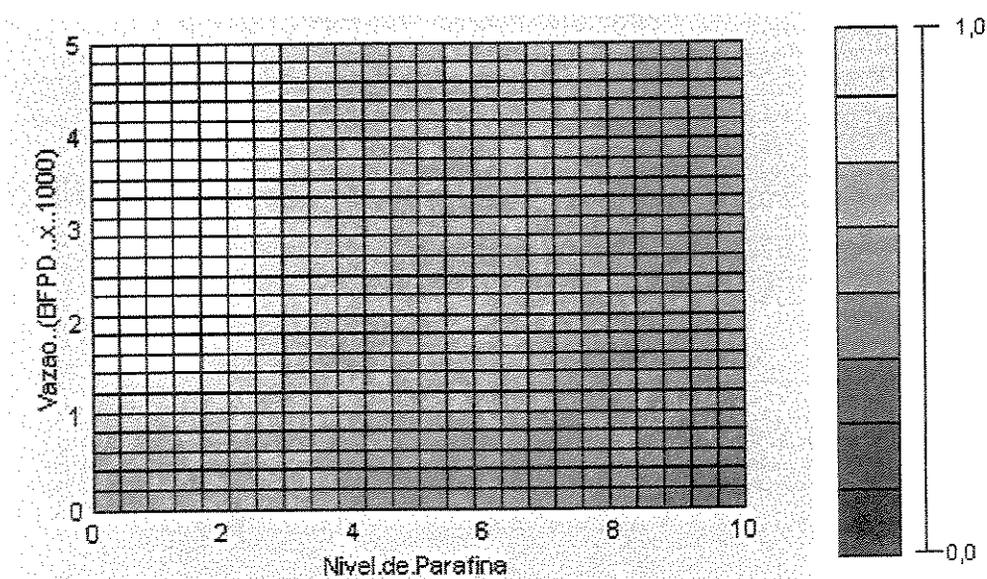


Figura 6.1: Escoabilidade para os parâmetros Vazão e Parafina no BMH

As regras de inferência são propostas de maneira a obter regiões favoráveis de viabilidade técnica que possa refletir as curvas de capacidade dos métodos. Comparando-se uma curva de capacidade conhecida com o mapa obtido a partir das regras de inferência, pode-se verificar o grau de convergência do modelo em relação ao conhecimento especialista. Também permite que curvas de capacidade de dois métodos sejam comparadas (Figura 6.2 e Figura 6.3).

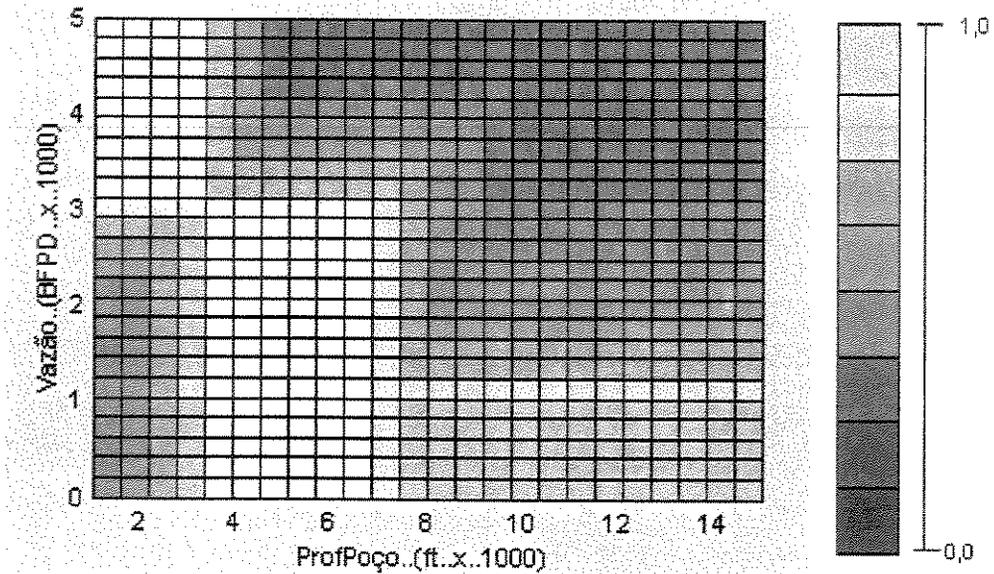


Figura 6.2: Capacidade do BMH

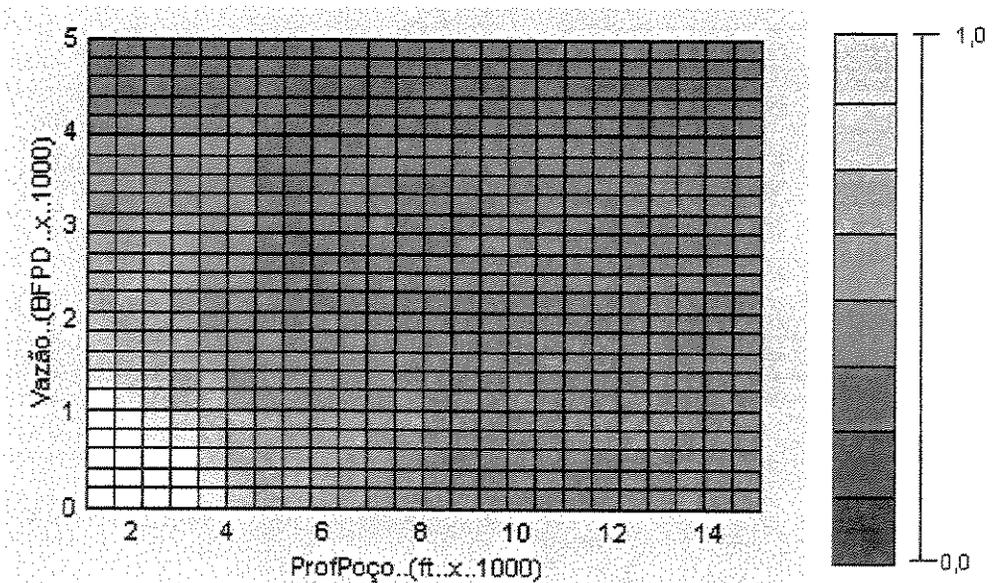


Figura 6.3: Capacidade do BCP

Uma das características fortes do modelo de avaliação proposto reside na sua condição de fácil revisão. Por exemplo, com base nas regras de inferência foi obtido inicialmente uma primeira versão para o critério ABRASIVIDADE (Figura 6.4).

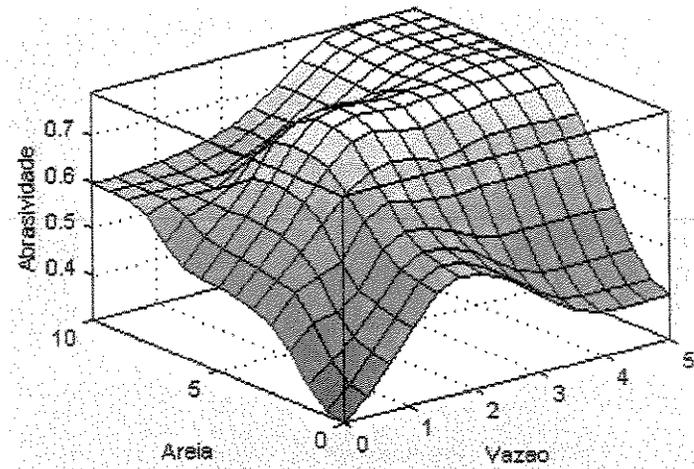


Figura 6.4: Abrasividade

Na simulação do modelo, ainda com dados de poços fictícios, foi verificada a diminuição da abrasividade com o aumento do teor de areia, para o mesmo valor da viscosidade. Procedeu-se uma revisão das regras, obtendo-se uma nova configuração para a abrasividade (Figura 6.5).

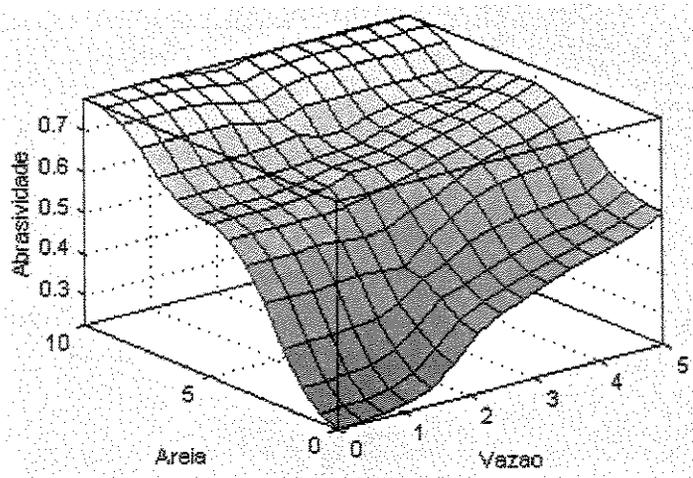


Figura 6.5: Abrasividade após a revisão das regras de inferência.

Aplicando-se ao modelo as regras de inferência conforme as Tabelas 6.4, 6.5, 6.6, 6.7, 6.8 6.9, são obtidos os resultados para viabilidade técnica para os poços reais conforme a Tabela 6.10 seguinte.

Tabela 6.10: Resultados obtidos pelo modelo para os poços reais

POÇO	BMH	BCP	BCS	GLC	INDICAÇÃO DO MODELO	MÉTODO EM USO NO CAMPO
BASE01	0.4099	0.5492	0.5173	0.4932	BCP	GLC
BASE02	0.4468	0.5596	0.5177	0.4753	BCP	GLC
BASE03	0.4583	0.5014	0.4729	0.4276	BCP	BCP
BASE04	0.4912	0.4664	0.5356	0.4787	BCS	BCP
BASE05	0.4718	0.4935	0.4735	0.4779	BCP	BCP
BASE06	0.5083	0.5392	0.4811	0.4785	BCP	BCP
BASE07	0.4715	0.5084	0.4814	0.4786	BCP	BCP
BASE08	0.3855	0.4343	0.5284	0.4887	BCS	BCS
BASE09	0.4577	0.5660	0.5481	0.4777	BCP	BCS
BASE10	0.4640	0.3990	0.3366	0.3069	BMH	BMH
BASE11	0.4723	0.3888	0.4491	0.3195	BMH	BMH
BASE12	0.4640	0.4117	0.3668	0.3142	BMH	BMH
BASE13	0.4829	0.4785	0.4559	0.4619	BMH	BMH
BASE14	0.4749	0.4321	0.4452	0.2922	BMH	BMH
BASE15	0.4751	0.4127	0.3474	0.3029	BMH	BMH
BASE16	0.4842	0.3986	0.4516	0.3285	BMH	BMH
BASE17	0.4550	0.3936	0.4475	0.3175	BMH	BMH
BASE18	0.4481	0.4217	0.4541	0.3849	BMH	BMH
BASE19	0.4810	0.4445	0.4349	0.2986	BMH	BMH

Considerando os dados reais de campo, quanto ao método de elevação em uso, verifica-se pela Tabela 6.10, que o modelo coincide para 15 poços e difere para 4 poços. As diferenças ocorrem nos poços BASE01, BASE02, BASE04 e BASE09. Na Tabela 6.10 procura-se mostrar graficamente os resultados obtidos para a viabilidade técnica. Uma outra maneira de visualizar os resultados é como apresentado na Figura 6.1 a seguir.

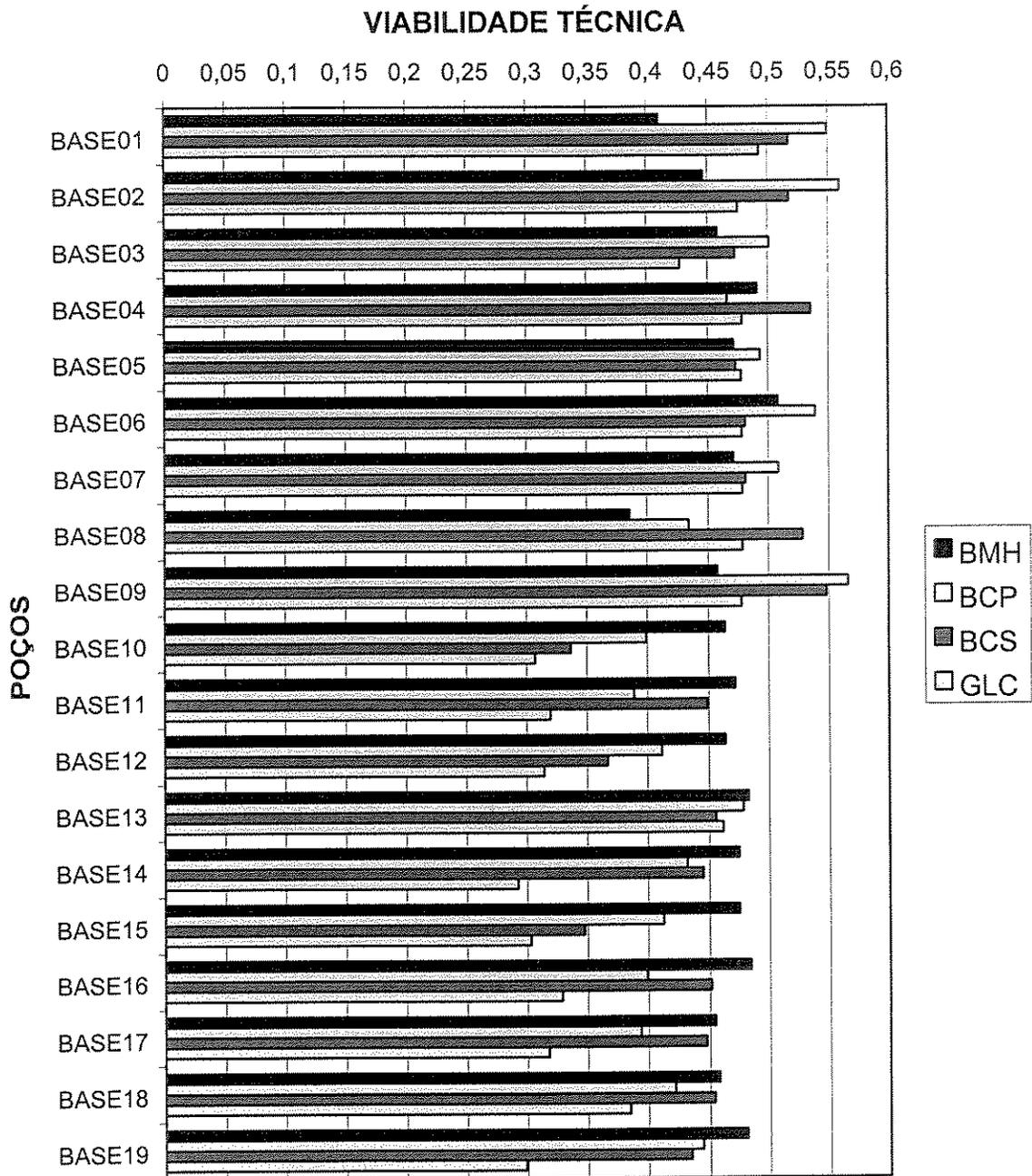


Figura 6.6: Valores para viabilidade técnica para poços reais.

Nota-se na Figura 6.1 uma forte “competitividade” técnica entre os métodos para os poços BASE04, BASE05, BASE06, BASE07 e BASE13. Estes poços estão em profundidades que variam de 2.100 ft a 2.300 ft (640 m a 700 m), temperatura de 110 °F a 120 °F (43 °C a 49 °C) e todos possuem baixa salinidade. Porém a característica mais importante que colabora neste

sentido é o °API na faixa de 33. Considerando-se os mesmos dados dos poços reais em nova simulação, mas retirando a influência dos fluidos de petróleo, verifica-se uma pequena melhora no valor da viabilidade técnica em todos os métodos (Figura 6.2). Entretanto, os valores relativos são alterados de forma que os métodos com melhores indicadores não são mais os mesmos da primeira simulação (Tabela 6.11).

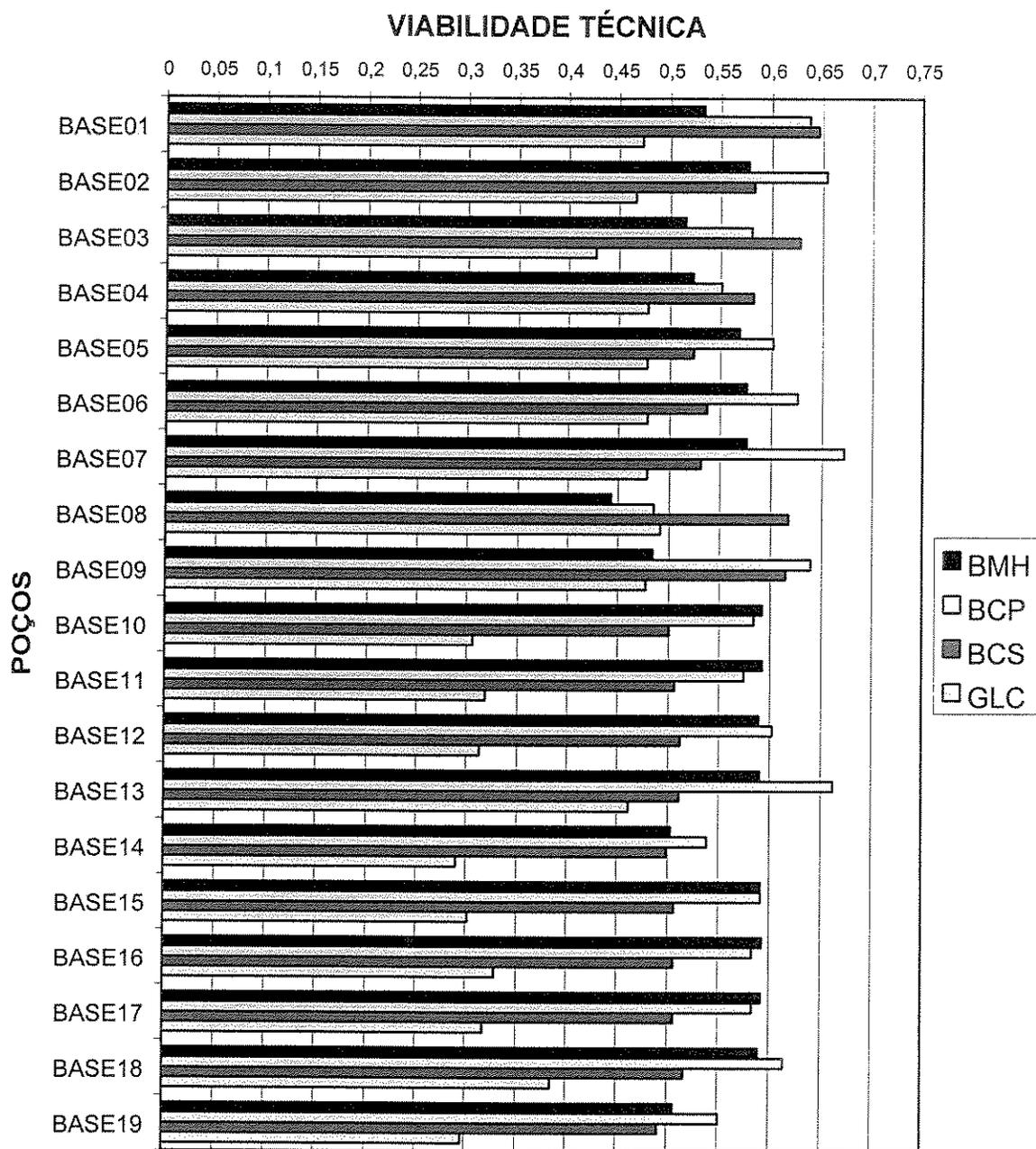


Figura 6.7: Viabilidade técnica para métodos sem restrição dos fluidos.

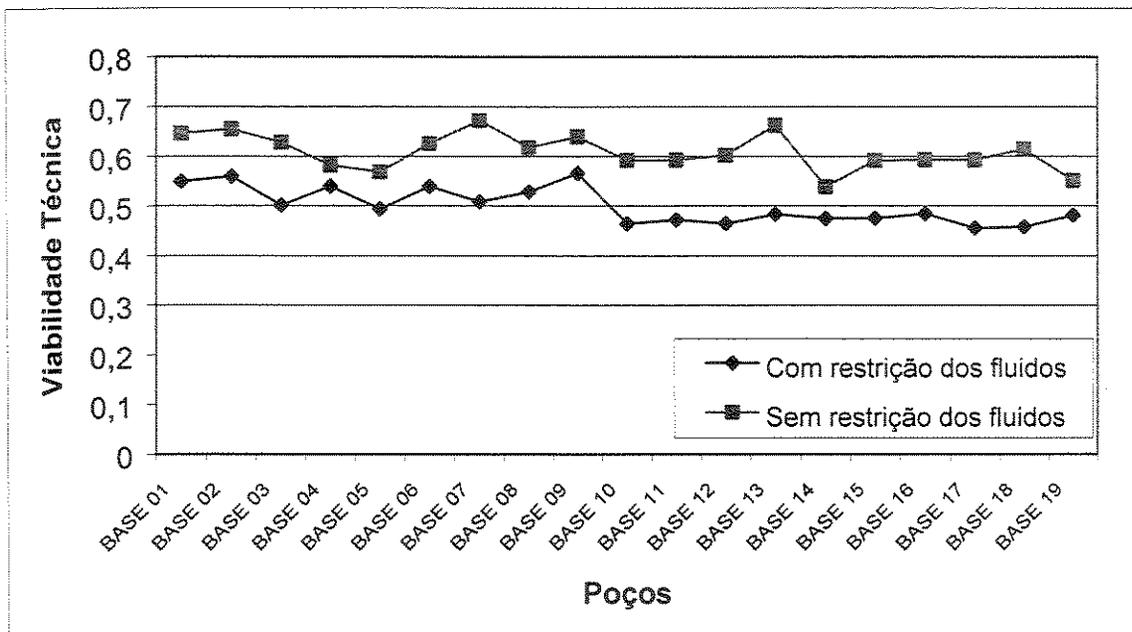


Figura 6.8: Efeito dos fluidos de petróleo sobre a viabilidade técnica.

Tabela 6.11: Métodos indicados pelo modelo com e sem restrição dos fluidos.

POÇO	MÉTODO INDICADO PELO MODELO	
	Com restrição de fluidos	Sem restrição de fluidos
BASE01	BCP	BCS
BASE02	BCP	BCP
BASE03	BCP	BCS
BASE04	BCS	BCS
BASE05	BCP	BCP
BASE06	BCP	BCP
BASE07	BCP	BCP
BASE08	BCS	BCS
BASE09	BCP	BCP
BASE10	BMH	BMH
BASE11	BMH	BMH
BASE12	BMH	BCP
BASE13	BMH	BCP
BASE14	BMH	BCP
BASE15	BMH	BCP
BASE16	BMH	BMH
BASE17	BMH	BMH
BASE18	BMH	BCP
BASE19	BMH	BCP

Os poços BASE01 e BASE02 utilizam segundo dados da operadora o GLC, mas em termos de viabilidade técnica, a indicação feita pelo modelo é para uso de BCP nos dois casos. Na avaliação do modelo, a BCS ocuparia um segundo lugar na indicação, mas as baixas vazões dos poços (52 m³/d e 45 m³/d, respectivamente) inviabilizam economicamente esta opção. Foi verificado que existe gás pressurizado onde os poços estão localizados, o que favorece ao GLC, embora o que determinou a escolha do GLC pela operadora é a existência de um nível significativo de RGO na admissão do método, com forte possibilidade de ataque de aromáticos presentes no óleo produzido o que pode levar a um inchamento do estator.

Os poços BASE03, BASE04, BASE05, BASE06 e BASE07 utilizam BCP. Com exceção do poço BASE04, o modelo proposto coincide com a operadora. O poço BASE04 é um poço de baixa profundidade (700 m) e possui uma produção de 140 m³/d. É também um poço que produz bastante água (95% de BSW). Tais características de fato favoreceriam o uso de BCS, e mais ainda do BMH que obtiveram a primeira e segunda indicação do modelo. A operadora, entretanto, alega que o motivo para a escolha de BCP para estes poços foi que, na época de finalização do poço, não havia disponibilidade de outros equipamentos além do BCP. A vazão do poço é importante, e não havia unidade de bombeio de grande porte para atender a demanda de vazão, que era superior aos valores atuais. Mesmo com a produção associada de areia, o desempenho do método BCP nestes poços tem se mostrado satisfatório, segundo a operadora, inclusive do ponto de vista de tempo médio entre duas falhas consecutivas (MTBF).

Houve também divergências no modelo indicado e aqueles em uso no poço BASE09. Para este poço, a disputa ficou entre o BCP e o BCS. De fato, em termos de modelo, os valores obtidos para a viabilidade técnica para os dois métodos estão muito próximos, sendo 0,5660 para o BCP e 0,5481 para o BCS. A operadora comenta que o bom valor de IP justificou a escolha para BCS. Pode-se afirmar que as divergências entre as indicações fornecidas a partir do modelo teórico e aquilo que está sendo utilizado pela operadora, transcendem a esfera da viabilidade técnica. De fato, a operadora faz uso em muitas situações aspectos circunstanciais para a decisão sobre o método a ser aplicado.

Considerando os resultados obtidos, pode-se dizer que a metodologia atende ao problema de avaliação de métodos de elevação. O modelo prescinde substancialmente do especialista de produção para implementar novos avanços.

Capítulo 7

Comentários e Conclusões

Os métodos de elevação artificial de petróleo são importantes elementos do projeto de produção de poços de petróleo em todo o mundo. A seleção da melhor opção entre as várias alternativas de equipamentos, contudo, demanda uma avaliação criteriosa das condições do poço, das características do reservatório e dos fluidos produzidos. Todas estas condições afetam consideravelmente o desempenho e confiabilidade dos equipamentos.

Neste trabalho de pesquisa, um modelo para avaliação de métodos de elevação foi desenvolvido utilizando conceitos da teoria dos conjuntos nebulosos, ao invés da alternativa tradicional de uma abordagem determinística. O modelo proposto expressa uma tentativa de simulação do processo de avaliação adotado por especialistas de produção que em função das incertezas, do grande número de diferentes considerações e múltiplas variáveis, aproxima-se de uma representação lingüística (não numérica) e de raciocínio baseado em casos, isto é, utilizando a experiência e faixas de aplicação recomendadas.

Foram aqui chamados de especialistas os técnicos e engenheiros que possuem uma larga vivência no uso e na pesquisa sobre os diferentes métodos de elevação. O modelo propõe uma metodologia para simulação do raciocínio lógico aplicado pelos especialistas de produção quando se deparam com a tarefa de selecionar o método mais adequado a ser utilizado em determinado contexto.

Como parte da estratégia para o desenvolvimento do modelo, foram realizados contatos e entrevistas de campo, junto a grupos responsáveis pela área de estudos e acompanhamento do setor de elevação artificial. Em parte do trabalho foi dada atenção principalmente à revisão bibliográfica sobre o tema, procurando-se que fosse a mais ampla possível. A revisão bibliográfica possibilitou não somente a identificação dos vários parâmetros utilizados pelos especialistas em todo mundo no processo de seleção de métodos de elevação, como também os procedimentos adotados no manejo destes parâmetros.

A visita de campo realizada significou uma etapa importante do trabalho de pesquisa, permitindo melhor orientar os rumos da mesma. É possível afirmar que, em decorrência da visita de campo, o modelo proposto utiliza-se naturalmente de muitas premissas adotadas pelos especialistas da área, mas com algumas variações (Tabela 7.1).

Tabela 7.1: Procedimentos para avaliação e seleção de métodos de elevação

Procedimentos para Avaliação e Seleção de Métodos de Elevação	
Considerações da Operadora	Considerações do Modelo
Cenário: poços terrestres (região X).	Cenário: poços terrestres (região X)
Não há procedimento formal estabelecido para a seleção dos métodos de elevação.	Define critérios de avaliação (viabilidade técnica e viabilidade econômica), com organização de parâmetros para avaliação dos dois grupos. Os parâmetros são modelados como variáveis lingüísticas.
A rigor, existe uma hierarquia de preferência que define: produzir como poço surgente, produzir por gás lift e produzir por bombeio (BMH, BCP ou BCS). Os fatores mais importantes considerados na seleção são: vazão de fluidos requerida e profundidade do poço. Outros fatores são: problemas operacionais (areia, RGO e BSW), suprimento de energia.	A avaliação para viabilidade técnica utiliza critérios de adequabilidade ao poço, ao reservatório e aos fluidos. Para adequabilidade aos fluidos, utilizam-se os critérios de escoabilidade, abrasividade e corrosividade
Avaliação econômica utilizada para desempate entre as alternativas.	Avaliação econômica será considerada no critério de viabilidade econômica.

É importante salientar que não houve intenção neste trabalho de se elaborar uma crítica às decisões das empresas consultadas acerca dos procedimentos utilizados na seleção de métodos de elevação. Mesmo porque, paradigmas específicos e idiosincrasias, sejam eles inerentes, transientes ou regionais, podem influir na decisão final adotada na prática.

Pode-se afirmar que, quanto aos procedimentos observados no campo, os diversos parâmetros são considerados sequencialmente na avaliação de um método, com ênfase especial no binômio vazão-profundidade, com os demais parâmetros assumindo uma posição secundária no processo. Diferentemente, o modelo proposto neste trabalho permite que os parâmetros sejam tomados simultaneamente, organizando-os na base para a elaboração dos vários critérios que compõem a estrutura de avaliação.

Na prática, o processo de seleção empregado pela operadora considera a avaliação econômica como critério de desempate. Entretanto, este critério está presente em todo processo de avaliação mesmo que subjetivamente. No modelo proposto, embora ainda não implementada, a avaliação econômica será considerada no critério de viabilidade econômica e que, juntamente ao critério da viabilidade técnica, responderá pela avaliação final do método de elevação.

Desde o primeiro momento, houve uma clara intenção, sobretudo, de integrar o conhecimento disponível na literatura com aquilo que foi possível ser adquirido e observado através dos contatos com os especialistas de elevação. Esta integração permitiu que o problema de avaliação dos métodos de elevação fosse considerado buscando-se garantir o mínimo possível de subjetividade no modelo. Dos dados obtidos do campo, é facilmente perceptível que a existência de subjetividade aliada a fatores circunstanciais que são de cunho econômico, como a não disponibilidade física dos equipamentos ou de infra-estrutura, eventual pressão de fornecedores em negociações contratuais específicas de preço ou assistência técnica, podem conduzir à seleção de um método que não seria exatamente o de maior viabilidade técnica, mas que pode ser o que apresentará maior ganho global no projeto. Não foi definida com uma meta desta pesquisa levantar dados mais objetivos sobre o impacto da subjetividade na seleção de métodos de elevação, e por este motivo, não foi possível mensurar as implicações do assunto no desenvolvimento do projeto de produção para um poço de petróleo.

A aquisição e integração do conhecimento existente na literatura e a partir de especialista de campo contribuíram de forma significativa também para a modelagem dos parâmetros que formam a base de dados de entrada do modelo. Dentro do arcabouço teórico dos conjuntos nebulosos, os parâmetros foram tratados como variáveis lingüísticas, com razoável consistência. A modelagem dos parâmetros em variáveis lingüísticas possibilitou a apresentação de um sistema aberto com regras de inferências flexíveis, onde o conhecimento sobre as múltiplas capacidades dos métodos, suas vantagens e desvantagens, pôde ser objetivamente representado. Ressalta-se que esta flexibilidade permitirá aperfeiçoar a ferramenta de decisão com relativa facilidade.

Naturalmente é preciso enfatizar a existência de dificuldades encontradas na obtenção de informações e dados de campo. No âmbito industrial, a aquisição do conhecimento revela-se como o processo de aquisição tecnológica a partir de atividades operacionais de uma empresa. A aprendizagem tecnológica não apenas faz com que uma organização adquira novos conhecimentos, mas contribui para o próprio aprofundamento do conhecimento existente. Uma vez adquirido, o conhecimento passa a ser utilizado na formulação de novos problemas. Este é um processo aberto e que se renova com o desenvolvimento e aplicação de novas tecnologias. Compreende-se deste modo que este aspecto se torna um elemento importante da competitividade da empresa e por isso o acesso restrito, na maioria dos casos, às informações, inclusive sobre seleção de métodos de elevação.

A utilização da teoria de conjuntos nebulosos permitiu orientar a organização e representação do conhecimento especialista. Obviamente, tem-se em mente que a representação deste conhecimento é sempre um assunto bastante complexo. É preciso notar que conhecimento é sempre o resultado da experiência e aprendizado humano diante de problemas específicos. O conhecimento permitiu a definição dos critérios gerais e específicos para avaliação, na medida que se desejava um formato simplificado do modelo de avaliação. Uma vez definidos os critérios, o passo seguinte foi agrupar os parâmetros para cada um dos critérios. Neste sentido, vale comentar que três parâmetros em média foram utilizados em cada critério, exceto para o cálculo da viabilidade ao reservatório onde foram utilizados quatro parâmetros. Contudo, o uso de quatro parâmetros para um mesmo critério mostrou-se de aplicação prática mais difícil visto que uma quantidade significativa de regras de inferência é necessária.

O modelo foi implementado em ambiente de aplicativo comercial que possui recursos de módulo fuzzy (matemática nebulosa). Neste ambiente podem ser revisados e alterados os parâmetros e as regras que são responsáveis pelo cálculo dos vários critérios. Isto significa que existe flexibilidade suficiente para que os próprios especialistas adaptem o modelo às suas realidades operacionais. Pelo programa, uma vez definida a base de dados, a inclusão de outros métodos de elevação para avaliação é feita apenas alterando as regras de inferência. Ao mesmo tempo é possível implementar, em qualquer linguagem de programação e plataforma operacional, um aplicativo com a mesma funcionalidade.

As possibilidades de utilização dos métodos de elevação são bastante amplas. Pensando-se na aplicação e validação do modelo, foi necessário dar enfoque a um contexto específico, e neste caso optou-se por um cenário de poços terrestres. Este enfoque pode ser ampliado com facilidade, no futuro, usando-se a mesma metodologia aqui proposta. A escolha por poços terrestres, para estudar a morfologia do tratamento dado à seleção de métodos, foi motivada por:

- Poços em terra, no Brasil, ainda se constituem em ativos econômicos atraentes em função da boa qualidade do óleo produzidos nestes poços, com valores de °API mais elevados que os encontrados em mar, embora a produção offshore represente hoje cerca de 80% da produção nacional, conforme dados oficiais da ANP (2000).
- Poços em terra evidenciam vários dos problemas operacionais que afetam o desempenho dos métodos de elevação, como alta produção de água e areia, por exemplo.
- Métodos como o BMH e o BCP, que não são vistos como opções viáveis na produção offshore, são utilizados amplamente em terra. De fato, dos quatro métodos estudados no modelo, apenas o BCS e o GLC possuem larga aplicação no mar, atualmente.
- A existência de um conjunto maior de informações e de relatos sobre a aplicação destes métodos disponíveis foi uma forte razão para a escolha do cenário de poços em terra.

Em resumo, focar a análise e verificação do modelo proposto para o contexto de produção em terra, permitiu testar o BMH, BCP, BCS e GLC para várias condições de poço. Estes métodos foram avaliados considerando-se como premissa a existência da disponibilidade de fonte de energia, seja pelo suprimento de gás ou eletricidade.

Outros cuidados também foram adotados na elaboração do modelo. Como o BCS é um método normalmente especificado para altas vazões e altas profundidades, procurou-se delimitar as curvas de capacidade de produção do BCS para poços com diâmetro de revestimento de 5 ½" e 7", considerando ser esta a situação usual de poços terrestres equipados com BCS. Desta maneira foi possível enquadrar o BCS em faixas de produção onde o mesmo se apresenta competitivo em relação ao BMH e BCP.

Para verificação do modelo foram selecionados dados de poços reais, em reuniões técnicas com o pessoal de projeto e de operação. A escolha dos poços foi orientada visando relacionar poços onde o método de elevação em funcionamento tenha sido recomendado sem maiores complexidades no início de sua vida operacional.

Na avaliação dos métodos não se levou em consideração a variação que alguns parâmetros apresentam em função do tempo, embora esta seja uma condição que dependa do tipo de reservatório observado. Em um reservatório de forte depleção, uma alta produção inicial pode decair rapidamente. Em certos reservatórios, a produção inicial pode ser conseguida sem utilização de um método de elevação. Em reservatório influenciado por aquífero, o aumento da produção de água deve ser analisado, e, portanto, a seleção do método deve considerar a condição presente e futura. Em reservatórios com capa de gás, espera-se perda de eficiência de certos métodos com o aumento da produção de gás. Estas variações implicariam na análise de desempenho do reservatório e que desta forma está associada à viabilidade econômica.

Cada um dos métodos de elevação apresenta limitações econômicas para determinados contextos de operação. A maioria dos operadores possui alguma idéia destas limitações, mas pouca evidência técnica existe para suportar este sentimento. Certamente, a experiência resultará em importantes orientações sobre o problema econômico. Alguns métodos, dependendo do tipo de instalação, poderão apresentar custos iniciais mais elevados que outros. O GLC, por exemplo,

pode apresentar um custo muito elevado de investimento em compressores, se o projeto prevê a utilização dos mesmos para um ou dois poços. Mas à medida que outros poços são adicionados ao sistema, o investimento relativo vai sendo menor. Por outro lado o GLC tem baixo custo em termos de equipamentos instalados para o poço, enquanto que o BCS tem um preço elevado (bomba, cabo elétrico, controladores, etc.). A disponibilidade de gás a alta pressão incentiva o uso de GLC em áreas remotas, onde o custo da eletricidade pode ser elevado.

CONCLUSÕES

O modelo desenvolvido pode ser considerado apropriado para avaliação de métodos de elevação para utilização em poços terrestres. Em virtude da grande produção, a inclusão de poços offshore demandará a adição no modelo de novas curvas de capacidades no caso do BCS e GLC.

O fator econômico não deve ser visto apenas como o fator de desempate entre os métodos para produção de poços terrestres, mas, de fato, aquele que dará a diretriz em todas as etapas de seleção. A viabilidade econômica não foi desenvolvida neste trabalho. Entretanto, este critério pode ser introduzido no modelo com facilidade, considerando-se os parâmetros listados anteriormente.

O modelo requer um processo permanente de refinamento. Em entrevista com especialistas, foi recomendado que a submergência não seja considerado como parâmetro para avaliação da viabilidade técnica, uma vez que esta representa uma consequência do tipo de equipamento instalado no poço. Os especialistas também recomendam que o MTBF seja explicitado entre os parâmetros de viabilidade econômica, pela sua forte influência na disponibilidade operacional dos métodos.

A utilização de **regras nebulosas** demonstrou ser uma ferramenta valiosa na elaboração do modelo. Elas permitem que haja flexibilidade e acessibilidade, por parte dos especialistas, sobre o modelo, além de permitir a diferenciação do conhecimento existente para cada um dos métodos presentes no modelo.

Nos casos reais analisados, observou-se que o modelo já atinge um bom nível de convergência com o raciocínio dos especialistas. Este desempenho tenderá a melhorar com estudos futuros. Para aplicação e disseminação da estrutura do modelo proposto, é necessário ampliar a base de testes com um universo mais abrangente de poços. Sugere-se incluir um maior número de poços de regiões nacionais em estudo posterior.

Referência Bibliográfica

- ALLIS, D. H., CAPPS, W. M. Submersible Pumping – Long Beach Unit of East Wilmington Field: A 17-Year Review. JPT – Journal of Petroleum Technology, p.1321-1325, August 1984.
- AZEVEDO, Haroldo Rodrigues. Lógica Fuzzy Aplicada ao Controle de Processos. In: ISA Show Brasil - Conferência Internacional, Exposição e Programa de Treinamento, 1995, São Paulo. Apostila do Curso, 1995.
- BOJADZIEV, G., BOJADZIEV, M. Fuzzy Sets, Fuzzy logic, Applications - Advances in Fuzzy Systems. London : World Scientific Publishing Co Pte Ltd, 1995.
- BROWN, K.E. et al..The Technology of Artificial Lift. Tulsa: Petroleum Publishing Co., 1980. Vol. 2a.
- BUCARAM, S.M., PATTERSON, J.C. Managing Artificial Lift. JPT - Journal of Petroleum Technology, p.335-340, April 1994.
- CAMPBELL, J.H., BRIMHALL, R. M. An Engineering Approach to Gas Anchor Design. SPE 18826. In: SPE Production Operations Symposium, Oklahoma. March 1989.
- CLEGG, J. D. High-Rate Artificial Lift. JPT - Journal of Petroleum Technology, p.277-282, March 1988.
- CLEGG, J.D, BUCARAM, S.M, HEIN, N.W. Recommendations and Comparisons for Selecting Artificial Lift Methods. JPT - Journal of Petroleum Technology, p.1128-1131, 1163-1167, December 1992.

- COLTHARP, Eustace D. Subsurface Electrical Centrifugal Pumps. JPT – Journal of Petroleum Technology, p. 645-652, April 1984.
- CROSBY, G. E. Miniaturized Completions Can Be Artificially Lifted. Petroleum Engineer, p.54-59, February 1969.
- DUNN, L. J., MATHEWS, C. M., ZACHACY, T. A. Progressing Cavity Pumping System Applications in Heavy Oil Production. SPE30271. In: SPE International Heavy Oil Symposium, Alberta. June 1995.
- GAYMARD, B., CHANTON, E. The Progressing Cavity Pump in Europe: Results and New Developments. OSEA88136. In: 7th Offshore South East Asia Conference, Singapore. Feb 1988.
- HEIN, N. W. Beam-Pumping Operations - Problem Solving and Technology Advancements. JPT – Journal of Petroleum Technology, p.330-336, April 1996.
- HINCKLEY, J. The Application of Slim-Hole Completions to Secondary Recovery. JPT - Journal of Petroleum Technology, p.31-34, September 1960.
- HIROSE, Edson R. Conceitos Básicos de Bombeio Mecânico e Análise de Cartas Dinamométricas. Apostila Petrobrás, RPNE/DIRIN/SETRE, 1988.
- JAYASEKERA, A. J., GOODYEAR, S. G. The Development of Heavy Oil Fields in the United Kingdom Continental Shelf: Past, Present, and Future. SPE Reservoir Evaluation and Engineering, p371-379, October 2000.
- KUNKEL, Bill. Downhole Pumps Deliver Broad Gains. Hart's E&P, p71-80, Oct. 2000.
- LEA, J. F., WINKLER, H. W. New and Expected Developments in Artificial Lift. University of Tulsa Centennial Petroleum Engineering Symposium, Oklahoma, August 1994.
- LEA, J.F., ADISOEMARTA, P.S. Artificial Lift for Slim Holes. SPE 63042. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, October 2000.

- MATSATSINIS, N. F., DOUMPOS, M., ZOPOUNIDIS, C. Knowledge Acquisition and Representation for Expert Systems in the Field of Financial Analysis. Elsevier - Expert System With Applications, Vol.2, No 2, p.247-262, 1997.
- MOHAGHEGH, Shahab. Virtual-Intelligence Applications in Petroleum Engineering. Part 3 - Fuzzy Logic. JPT - Journal of Petroleum Technology, p.82-87. November 2000.
- NEELY, GIPSON, F., B., CLEGG, J. D., et al.. Selection of Artificial Lift Method. SPE 10337. In: The 58th Annual Fall Technical Conference and Exhibition, Texas, Oct. 1981.
- O'DONOGHUE, Denis J. Discussion of Recommendations and Comparisons for Selecting Artificial-Lift Methods, SPE 28645. JPT – Journal of Petroleum Technology, 1994.
- REVAR, J. M. The Progressing Cavity Pump Handbook. Pennywell Books, Oklahoma, 1995.
- SAVETH, K. J. Field Study of Efficiencies Between Progressing Cavity, Reciprocating and Electric Submersible Pumps. SPE 25448. In: SPE Production Operations Symposium, Oklahoma, March 1993.
- SAVETH, K. J., KLEIN, S. T. The Progressing Cavity Pump - Principle and Capabilities. SPE 18873. In: SPE Production Operations Symposium, Oklahoma, March 1989.
- TAKÁCS, Gábor. Modern Sucker-Rod Pumping. PennWell Books, Oklahoma, 1993.
- THOMAS, J. E. et al. Fundamentos da Engenharia de Petróleo. Rio de Janeiro: Petrobrás/Editora Interciência, 2001.
- WEATHERFORD. Artificial Lift Systems, Products & Catalog, 2000.
- WILSON, B. L. ESP Gas Separator's Affect on Run Life. SPE 28526. SPE Program Committee, 1994.
- ZADEH, L. A. Fuzzy Sets. In Information and Control, 8, p 338-353, Berkley, CA, 1965.

Anexo

Programa de Cálculo da Viabilidade Técnica

```
disp('*****')
disp('Entrada dos Dados para o Reservatorio. Atenção para os limites!')
disp(' ')
ATB_01=input('Diametro do Poço (em pol.).....[0 10] = ');
ATB_02=input('Profundidade do Poço (x1000ft)....[0 15] = ');
ATB_03=input('Desvio do poço.....[0 90] = ');
ATB_04=input('Vazao Requerida (x1000BFPD).....[0 5] = ');
ATB_05=input('Indice de Produtividade (IP).....[0 10] = ');
ATB_06=input('Agua Produzida (BSW).....[0 100] = ');
ATB_07=input('Temperatura (oF).....[0 500] = ');
ATB_08=input('Nivel de Parafina.....[0 10] = ');
ATB_09=input('Densidade oAPI.....[5 45] = ');
ATB_10=input('Gas Livre (%).....[0 30] = ');
ATB_11=input('Submergência').....[0 10]=');
ATB_12=input('Nivel de H2S presente.....[0 10] = ');
ATB_13=input('Nivel de Sal presente.....[0 10] = ');
ATB_14=input('Nivel de CO2 presente.....[0 10] = ');
ATB_15=input('Nivel de Areia presente.....[0 10] = ');

M=('Matriz dos Dados de Entrada');
M=[ATB_01 ATB_02 ATB_03 ATB_04];
N=('Matriz dos Dados de Entrada');
N=[ATB_05 ATB_06 ATB_07];
F=('Matriz dos Dados de Entrada');
F=[ATB_04 ATB_08 ATB_09];
P=('Matriz dos Dados de Dados');
P=[ATB_04 ATB_10 ATB_11];
C=('Matriz dos parametros para medida da Corrosividade');
C=[ATB_12 ATB_13 ATB_14];
D=('Matriz dos dados para medida da Abrasividade do Fluido');
D=[ATB_04 ATB_15 ATB_09];
disp(' ')
disp(' ')
disp('VIABILIDADE TECNICA PARA O BOMBEIO MECANICO')
p=readfis('WELLBM');
q=evalfis(M,p);
disp('q = Resultado da Avaliacao quanto ao POÇO ')
q
disp(' ')
```

```

r=readfis('RESERVBM');
s=evalfis(N,r);
disp('s = Resultado da Avaliacao quanto ao RESERVATORIO')
s
disp(' ')

disp('Atributos para Calculo da Adequação aos Fluidos')
disp(' ')
disp('Parte 1: Escoabilidade')
f=readfis('FLOWA');
g=evalfis(F,f);
disp('Analise para Parafina e oAPI')
g
disp(' ')
disp('Analise para Gas Livre')
m=readfis('FLOWC');
n=evalfis(P,m);
n
B=[g n]
o=readfis('FLOW');
v=evalfis(B,o);
disp('v = Resultado final para a Escoabilidade')
v
disp(' ')
disp('Parte II: Corrosividade')
CORR=readfis('CORROSIVIDADE');
disp('c = Resultado para Corrosividade')
c=evalfis(C,CORR);
c
disp(' ')
disp('Parte III: Abrasividade')
disp('d = Resultado para Abrasividade')
ABRASV=readfis('ABRASIVIDADE');
d=evalfis(D,ABRASV);
d
disp(' ')
disp('Adequação aos Fluidos')
Z=[v c d]
z=readfis('FLUIDOS');
disp('Resultado quanto aos Fluidos')
e=evalfis(Z,z);
e

A=[q s e]
t=readfis('WELLxRESERV');
aval_tec=evalfis(A,t);
disp('Resultado da Avaliacao Tecnica para o BM = ')
aval_tec
disp(' ')
disp('-----')

disp('VIABILIDADE TECNICA P/ BOMBEIO POR CAVIDADES PROGRESSIVAS')
disp(' ')
p1=readfis('WELLBCP');
q1=evalfis(M,p1);
disp(' ')

```

```

disp('q = Resultado da Avaliacao quanto ao POÇO ')
q1
disp(' ')

r1=readfis('RESERVBCP');
s1=evalfis(N,r1);
disp(' ')
disp('s = Resultado da Avaliacao quanto ao RESERVATORIO')
s1
disp(' ')
disp('Atributos para Calculo da Adequação aos Fluidos')
disp(' ')
disp('Parte 1: Escoabilidade')
f1=readfis('FLOWABCP');
g1=evalfis(F,f1);
disp('Análise para Parafina e oAPI')
g1
disp(' ')
disp('Análise para Gas Livre')
m1=readfis('FLOWCBCP');
n1=evalfis(P,m1);
n1
B1=[g1 n1]
o1=readfis('FLOW');
v1=evalfis(B1,o1);
disp('Resultado final para a Escoabilidade')
v1
disp(' ')
disp('Parte II: Corrosividade')
CORR=readfis('CORROSIVIDADE');
disp('c = Resultado para Corrosividade')
c=evalfis(C,CORR);
c
disp(' ')
disp('Parte III: Abrasividade')
disp('d = Resultado para Abrasividade')
ABRASV=readfis('ABRASIVIDADE');
d=evalfis(D,ABRASV);
d
disp(' ')
disp('Adequação aos Fluidos')
Z1=[v1 c d]
z1=readfis('FLUIDOSBCP');
disp('Resultado quanto aos Fluidos')
e1=evalfis(Z1,z1);
e1

A1=[q1 s1 e1];
t1=readfis('WELLxRESERV');
aval_tec1=evalfis(A1,t1);
disp('RESULTADO DA VIABILIDADE TECNICA DO BCP')
aval_tec1
disp(' ')

disp('VIABILIDADE TECNICA P/ BOMBEIO CENTRIFUGO SUBMERSO')
disp(' ')

```

```

p2=readfis('WELLBCS');
q2=evalfis(M,p2);
disp(' ')
disp('Resultado da Avaliacao quanto ao POÇO ')
q2
disp(' ')

r2=readfis('RESERVBCS');
s2=evalfis(N,r2);
disp(' ')
disp('s = Resultado da Avaliacao quanto ao RESERVATORIO')
s2
disp(' ')
disp('Atributos para Calculo da Adequação aos Fluidos')
disp(' ')
disp('Parte I: Escoabilidade')
f2=readfis('FLOWABCS');
g2=evalfis(F,f2);
disp('Análise para Parafina e oAPI')
g2
disp(' ')
disp('Análise para Gas Livre')
m2=readfis('FLOWCBCS');
n2=evalfis(P,m2);
n2
B2=[g2 n2]
o2=readfis('FLOW');
v2=evalfis(B2,o2);
disp('Resultado final para a Escoabilidade')
v2
disp(' ')
disp('Parte II: Corrosividade')
CORR=readfis('CORROSIVIDADE');
disp('c = Resultado para Corrosividade')
c=evalfis(C,CORR);
c
disp(' ')
disp('Parte III: Abrasividade')
disp('d = Resultado para Abrasividade')
ABRASV=readfis('ABRASIVIDADE');
d=evalfis(D,ABRASV);
d
disp(' ')
disp('Adequação aos Fluidos')
Z2=[v2 c d]
z2=readfis('FLUIDOSBCS');
disp('Resultado quanto aos Fluidos')
e2=evalfis(Z2,z2);
e2

A2=[q2 s2 e2];
t2=readfis('WELLxRESERV');
aval_tec2=evalfis(A2,t2);
disp('RESULTADO DA VIABILIDADE TECNICA DO BCS')
aval_tec2
disp(' ')

```

```

disp('VIABILIDADE TECNICA P/ GAS LIFT CONTINUO')
disp(' ')
p3=readfis('WELLGLC');
q3=evalfis(M,p3);
disp(' ')
disp('Resultado da Avaliacao quanto ao POÇO ')
q3
disp(' ')

r3=readfis('RESERVGLC');
s3=evalfis(N,r3);
disp(' ')
disp('s = Resultado da Avaliacao quanto ao RESERVATORIO')
s3
disp(' ')
disp('Atributos para Calculo da Adequação aos Fluidos')
disp(' ')
disp('Parte I: Escoabilidade')
f3=readfis('FLOWAGLC');
g3=evalfis(F,f3);
disp('Analise para Parafina e oAPI')
g3
disp(' ')
disp('Analise para Gas Livre')
m3=readfis('FLOWCGLC');
n3=evalfis(P,m3);
n3
B3=[g3 n3]
o3=readfis('FLOW');
v3=evalfis(B3,o3);
disp('Resultado final para a Escoabilidade')
v3
disp(' ')
disp('Parte II: Corrosividade')
CORR=readfis('CORROSIVIDADE');
disp('c = Resultado para Corrosividade')
c=evalfis(C,CORR);
c
disp(' ')
disp('Parte III: Abrasividade')
disp('d = Resultado para Abrasividade')
ABRASV=readfis('ABRASIVIDADE');
d=evalfis(D,ABRASV);
d
disp(' ')
disp('Adequação aos Fluidos')
Z3=[v3 c d]
z3=readfis('FLUIDOSGLC');
disp('Resultado quanto aos Fluidos')
e3=evalfis(Z3,z3);
e3

A3=[q3 s3 e3];
t3=readfis('WELLxRESERV');
aval_tec3=evalfis(A3,t3);

```

```
disp('RESULTADO DA VIABILIDADE TECNICA DO GLC')
aval_tec3
disp(' ')

disp('-----')
disp('RESUMO DE RESULTADOS PARA BMH, BCP E BCS')
disp(' ')
disp(['POÇO RESERVATORIO ESCOABILIDADE CORROSIVIDADE ABRASIVIDADE FLUIDO aval_tec'])
disp(' ')
disp('BOMBEIO MECANICO')
FINAL=[q s v c d e aval_tec]
disp(' ')
disp('BOMBEIO POR CAVIDADES PROGRESSIVAS')
FINAL=[q1 s1 v1 c d e1 aval_tec1]
disp(' ')
disp('BOMBEIO CENTRIFUGO SUBMERSO')
FINAL=[q2 s2 v2 c d e2 aval_tec2]
disp(' ')
disp('GAS LIFT CONTINUO - GLC')
FINAL=[q3 s3 v3 c d e3 aval_tec3]
disp('-----')
```