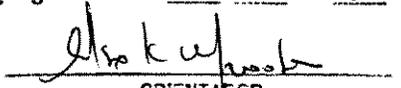


Este exemplar corresponde a redação final
da tese defendida por PAULO CESAR
GASSE DE CARVALHO e aprovada
pela comissão julgadora em 09 / 12 / 1999

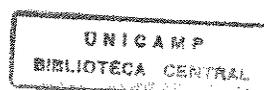

ORIENTADOR

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA

GERENCIAMENTO DO
BOMBEIO DE CAVIDADES PROGRESSIVAS

Autor: **Paulo Cesar Gasse de Carvalho**
Orientador: **Celso Kazuyuki Morooka**
Co-Orientador: **Sérgio Nascimento Bordalo**

55/1999



**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO**

**GERENCIAMENTO DO
BOMBEIO DE CAVIDADES PROGRESSIVAS**

**Autor: Paulo Cesar Gasse de Carvalho
Orientador: Celso Kazuyuki Morooka
Co-Orientador: Sérgio Nascimento Bordalo**

Curso: Engenharia de Petróleo

Dissertação de mestrado apresentada à comissão de Pós-Graduação da Faculdade de Engenharia Mecânica, como requisito para a obtenção do título de Mestre em Engenharia de Petróleo.

Campinas, 1999
SP - Brasil

UNIDADE	BC
N.º CHAMADA:	T/UNICAMP
	C253g
V.	Ex.
TOMBO BC/	41078
PROC.	278/00
C	<input type="checkbox"/>
D	<input checked="" type="checkbox"/>
PREÇO	R\$ 11,00
DATA	13-06-00
N.º CPD	

CM-00140580-0

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

C253g Carvalho, Paulo Cesar Gasse de
Gerenciamento do bombeio de cavidades
progressivas / Paulo Cesar Gasse de Carvalho.--
Campinas, SP: [s.n.], 1999.

Orientadores: Celso Kazuyuki Morooka, Sérgio
Nascimento Bordalo.

Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual de
Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica.

1. Engenharia do petróleo. 2. Poços de petróleo. 3.
Controle de produção. 4. Inteligência artificial. I.
Morooka, Celso Kazuyuki. II. Bordalo, Sérgio
Nascimento. III. Universidade Estadual de Campinas.
Faculdade de Engenharia Mecânica. IV. Título.

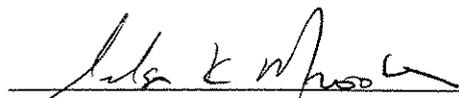
**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO**

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

**GERENCIAMENTO DO
BOMBEIO DE CAVIDADES PROGRESSIVAS**

**Autor: Paulo Cesar Gasse de Carvalho
Orientador: Celso Kazuyuki Morooka
Co-Orientador: Sérgio Nascimento Bordalo**

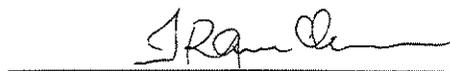
Banca Examinadora:



**Prof. Dr. Celso Kazuyuki Morooka, Presidente
UNICAMP/FEM/DEP**



**Prof. Dr. Paulo Moreira de Carvalho
PETROBRAS/E&P**



**Prof. Dr. Ivan Rizzo Guilherme
UNESP**

Campinas, 9 de Dezembro de 1999

Dedicatória:

Este trabalho é dedicado à minha esposa, Deolinda, à minha filha, Raquel, que me apoiaram durante toda a sua realização, e à memória de meu sogro, Sr. José Miguez, que lamentavelmente não aguardou o nosso retorno.

Agradecimentos

Este trabalho não poderia ter sido realizado sem toda luz e o apoio recebido, por isso expresso a minha imensa gratidão:

Em primeiro lugar, agradeço a Deus por iluminar-me e pela graça de realizar este sonho.

A meus pais, João Lourenço e Celina, por seu exemplo de integridade, a quem devo tudo na vida.

A minha esposa Deolinda e minha filha Raquel, que compreenderam e me apoiaram durante todo o período, especialmente nos momentos em que o tempo não me pertencia.

À Petrobras, representada pelos meus então Gerentes na E&P-Ba, Augusto Cordeiro, Ricardo César, Rafael Frazão e Richard Holm, que reconheceram o meu valor e investiram neste empreendimento, cujo retorno não é apenas para mim, mas principalmente para a Petrobras.

À Unicamp pelo belíssimo trabalho que vem realizando pelo desenvolvimento da Engenharia de Petróleo no Brasil, em particular aos Professores Osvaldo Trevisan, Banwart, Martin Tygel, Celso Arruda, Cristina Cunha, Fernando Gomide e, em especial, ao meu orientador, Celso Morooka e co-orientador, Sérgio Bordalo, pela competência com que me conduziram nestes estudos.

À equipe do Laboratório de Inteligência Artificial do DEP, Prof. Ivan Rizzo e colegas José Ricardo e em especial, Ronaldo Duarte, pelo inestimável apoio no desenvolvimento deste trabalho.

À coordenação do convênio Petrobras/Unicamp, Dr. Antônio Cláudio e Dr. Iberê Alves, por toda a assistência que me foi concedida, e às valiosas contribuições do Dr. Paulo Carvalho.

À equipe do CEPETRO, comandada pelo Prof. Denis: Rosalba, Regina, Esmércia, Edna, Mário.

Agradeço enormemente a toda equipe do Departamento de Engenharia de Petróleo (DEP), conduzida pelo Prof. Paulo Ribeiro, pelo trabalho que vem desenvolvendo na Unicamp.

Não posso deixar de agradecer pelo carinho e pelo apoio o tempo todo dos nossos dois anjos da guarda, Fátima e Alice, que nos fizeram sentir (quase) sempre em casa.

À toda a equipe de informática, Giselle, Renê, Luís, Cris e Patrícia.

Ao Eng. Ken Saveth, da Centrilift, especialista internacional em BCP, pela inacreditável gentileza de me remeter do exterior preciosas informações técnicas recentes e históricas a respeito do assunto, inclusive uma fita de vídeo e documentos inéditos no Brasil.

A meus amigos e colegas de curso, pela amizade e pelo apoio nos momentos bons e difíceis, que compartilhamos juntos. Realmente, é um motivo de orgulho fazer parte desta equipe.

Ao apoio dos colegas e amigos da E&P-BA, que me forneceram todos os dados solicitados, dentre eles: Galvão, Fidélis, Arnaldo, Ronald, José Carlos, Ângela, Sérgio e Castilho.

Finalmente, aos meus amigos e colegas Mestres da Petrobras, que ultrapassaram esta etapa e me incentivaram enormemente: Atílio, Barreto (Doutorando), Baruzzi, Carmo, Luís Fernando, Marba, Odair, Paulo César, Rosane Mota, Sônia Braga, nunca vou me esquecer...

A todos: MUITO OBRIGADO!

*“Se projetas alguma coisa,
uma luz brilhará em teu caminho.”*

Jó 22, 28

Resumo

CARVALHO, Paulo Cesar Gasse de. *Gerenciamento do Bombeio de Cavidades Progressivas*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 1999. 135 p. Dissertação (Mestrado)

Neste trabalho, buscou-se desenvolver um sistema inteligente de acompanhamento e controle de poços, que permita avaliar periodicamente o desempenho operacional de um campo de petróleo, produzindo com os poços equipados com BCP – Bombeio de Cavidades Progressivas. O trabalho foi desenvolvido em duas etapas principais. Inicialmente, foi realizada uma revisão bibliográfica sobre o BCP, voltada para a identificação dos pontos fundamentais, para proporcionar um melhor funcionamento do sistema. Em seguida, com base na experiência acumulada nos últimos anos com o acompanhamento de campos de petróleo na Bahia, procurou-se propor um sistema de controle para gerenciamento das operações de um campo de petróleo, voltado para o BCP. Este sistema utiliza técnicas de inteligência artificial, como conjuntos nebulosos. Espera-se que os resultados apresentados neste trabalho possam servir de base a gerentes, engenheiros, supervisores e operadores, para obterem um desempenho contínuo e otimizado deste método de elevação, na produção de petróleo.

Palavras Chave

- Engenharia do petróleo, poços de petróleo, controle de produção, inteligência artificial

Abstract

CARVALHO, Paulo Cesar Gasse de. *Operational Management of Progressing Cavity Pump*.
Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 1999.
135 p. Dissertation (Master Science)

The main purpose of this work is to develop an intelligent system to management and control, that allows to periodically evaluate the operational performance of a petroleum field producing with the wells equipped with *PCP – Progressing Cavity Pump*. The work was developed in two main stages. Initially, it was accomplished a literature search about PCP, in order to identify its fundamental parameters that provide a better operation of the system. Afterwards, based on the experience obtained during the last years with the accompaniment of petroleum fields in Bahia, it is proposed a control system for management of the petroleum field operations, centered to PCP. This system uses techniques of artificial intelligence, as fuzzy sets, to obtain better interpolations. It is desired that the results presented in this Master's thesis can be useful to managers, engineers, supervisors and operators to obtain a continuous and optimized performance of this artificial lift method, at the petroleum production.

Key Words

- Petroleum engineering, petroleum wells, control of production, artificial intelligence

Índice

Lista de Figuras	x
Lista de Tabelas	xii
Nomenclatura	xiii
1. Introdução	1
1.1. Objetivo	3
1.2. Justificativa	4
2. Gerenciamento da produção	7
2.1. Introdução	7
2.2. Estruturação do processo de resolução de problemas	10
2.3. Sistemas de controle	12
2.3.1. Processo de controle	13
2.3.2. Ciclo PDCA	14
2.3.3. Processo de medição.....	15
2.3.4. Avaliação do processo produtivo e ação corretiva	17

3. Gerenciamento da elevação artificial de petróleo	19
3.1. Apresentação	19
3.2. Bombeio de Cavidades Progressivas (BCP)	22
3.2.1. Descrição do BCP	23
3.2.2. Principais componentes	24
3.2.3. Comparação entre BCP e BM/BCS	37
3.2.4. Principais características do BCP	41
3.2.5. Avaliação dos fatores de projeto	43
4. Sistema Inteligente para Controle de Poços com BCP	47
4.1. Introdução	47
4.2. Revisão bibliográfica	48
4.3. Arquitetura do sistema especialista	52
4.3.1. Principais parâmetros analisados	55
5. Resultados	73
6. Conclusões e recomendações	83
6.1. Conclusões	83
6.2. Recomendações	85
Referências Bibliográficas	87
Anexo I – Telas do sistema	95
Anexo II – Princípios básicos do BCP	105

Lista de Figuras

Figura 1 - Preço médio mensal do barril de petróleo (valores nominais)	4
Figura 2 - Diagrama de causa e efeito (diagrama Ishikawa)	8
Figura 3 - Comparação entre o planejado e o executado	10
Figura 4 - As fases do processo de resolução de problemas	10
Figura 5 - Princípio de Pareto: 20% das causas provocam 80% dos efeitos	12
Figura 6 - Ciclo PDCA do controle de processos	14
Figura 7 - Localização dos pontos de medição	15
Figura 8 - Elevação artificial: diagrama esquemático de pressões	21
Figura 9 - Visão geral do sistema BCP	23
Figura 10 - Configuração básica do BCP	24
Figura 11 - Bomba: cortes longitudinal e transversal	30
Figura 12 - Ajuste do rotor	32
Figura 13 - Bombas multilóbulos	34
Figura 14 - Âncora natural de gás	45
Figura 15 - Visão geral do sistema de controle	52
Figura 16 - Arquitetura básica do sistema de controle	54
Figura 17 - Modelagem do sistema de controle da submersão	56
Figura 18 - Variáveis lingüísticas	57
Figura 19 - Mapeamento da variável SUBMERSÃO	58
Figura 20 - Mapeamento da variável ROTAÇÃO	59
Figura 21 - Mapeamento da variável ROTAÇÃO*	60
Figura 22 - Exemplo de ativação das regras de inferência	61

Figura 23 - Esquema de uma haste de bombeio mecânico	65
Figura 24 - Seleção do ajuste ideal entre rotor e estator	68
Figura 25 - <i>Inflow performance relationship</i>	71
Figura 26 - Distribuição dos poços por estado	75
Figura 27 - Distribuição dos poços, de acordo com a eficiência volumétrica	76
Figura 28 - Poços com informações consideradas atrasadas ou em falta	77
Figura 29 - Temperatura de operação, no fundo do poço	77
Figura 30 - Verificação da condição de âncora natural	78
Figura 31 - Submergência da bomba	79
Figura 32 - Intervenções de sonda para limpeza	80
Figura 33 - Diferencial de pressão sobre a bomba	80

Lista de Tabelas

Tabela 1 - Comparação entre as luvas <i>fullsize</i> e <i>slimhole</i>	26
Tabela 2 - Tubos comumente utilizados	28
Tabela 3 - Elastômeros: compostos utilizados	33
Tabela 4 - Espessura de cromo	34
Tabela 5 - Comparação de custos entre BM e BCP (1)	39
Tabela 6 - Comparação de custos entre BM e BCP (2)	39
Tabela 7 - Base de regras de inferência	58
Tabela 8 - Representação analítica da variável SUBMERGÊNCIA	59
Tabela 9 - Representação analítica da variável ROTAÇÃO	59
Tabela 10 - Representação analítica da variável ROTAÇÃO*	60
Tabela 11 - N.º de estágios x pressão diferencial da bomba	63
Tabela 12 - Classes de Eficiência Volumétrica	70

Nomenclatura

Letras Latinas

d	diâmetro	pol. (m)
g	aceleração gravitacional	9,81 m/s ²
h	profundidade	m
k	constante adimensional para fluxo anular (d_h/d_t)	
P	pressão	kgf/cm ² (MPa)
Q	vazão	m ³ /d
S	submergência	m
T	temperatura	°C

Letras Gregas

ρ	densidade	g/cm ³
Δ	diferencial	
μ	viscosidade	cp

Superescritos

* modificado

Subscritos

a	água
b	bomba
c	coluna de produção
d	dinâmico(a)
disp	disponível
e	estático(a)
f	fricção
l	luva
h	hidrostática
m	mistura
Máx	máximo(a)
Mín	mínimo(a)
o	óleo
r	revestimento do poço
req	requerida
sep	separação
suc	sucção
t	total
wb	<i>well bottom</i>
wh	<i>well head</i>

Siglas

AMT	Altura manométrica total
ANP	Agência Nacional do Petróleo
API	<i>American Petroleum Institute</i>

BCP	Bombeio de Cavidades Progressivas
BCPS	Bombeio de Cavidades Progressivas com motor elétrico submersível
BCS	Bombeio Centrífugo Submerso
BH	Bombeio Hidráulico
BM	Bombeio Mecânico
BSW	<i>Bottom Sediments and Water</i>
E&P	Exploração e Produção
EfVol	Eficiência volumétrica
EVTE	Estudo de Viabilidade Técnica e Econômica
GLI	<i>Gas-Lift</i> Intermitente
GLC	<i>Gas-Lift</i> Contínuo
IP	Índice de produtividade
IPR	<i>Inflow Performance Relationship</i>
JPT	<i>Journal of Petroleum Technology</i>
ND	Nível dinâmico
NE	Nível estático
PIG	<i>Pig-Lift</i>
PDCA	<i>Plan, Do, Check, Action</i>
RGO	Razão Gás Óleo
RPM	Rotações por minuto
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>
SICAD	Sistema Inteligente para Diagnóstico de Cartas Dinamométricas
SIP	Sistema de Informações da Produção
SPE	<i>Society of Petroleum Engineers</i>
TIAC	Temperatura inicial de aparecimento de cristais de parafina

Capítulo 1

Introdução

A vida produtiva de um campo de petróleo conduz ao declínio da produção individual dos poços e ao esgotamento das jazidas petrolíferas. Lamentavelmente, nem todas as bacias apresentam poços surgentes e de produtividade excepcional, acarretando, na maioria dos casos, grandes esforços para a manutenção dos custos de produção em patamares aceitáveis e para a manutenção ou, sempre que possível, aumento da lucratividade.

Manter a viabilidade de uma empresa integrada, em um mercado extremamente competitivo, em um cenário de dificuldades econômicas e com preços muitas vezes declinantes do petróleo, é um desafio que se impõe como uma questão fundamental para a sobrevivência de uma empresa.

Este trabalho apresenta um estudo específico de um mecanismo de elevação de petróleo, o BCP – Bombeio¹ de Cavidades Progressivas –, para o qual procurou-se desenvolver uma proposta de sistema de gerenciamento de campo simples, de baixo custo e fácil implementação, utilizando basicamente informações disponíveis em bancos de dados.

As premissas básicas deste sistema são as seguintes:

1. Acompanhar o processo de produção de poços equipados com BCP.
2. Reduzir o índice de falhas nestes poços, responsáveis por perdas de produção.
3. Aumentar a produção pela melhoria da continuidade operacional dos poços.
4. Reduzir o consumo de energia elétrica, pela identificação de poços improdutivos.
5. Orientar o trabalho das equipes disponíveis, cada vez mais reduzidas.
6. Manter ou melhorar as condições de segurança e preservação do meio ambiente.

Assim, baseado no conhecimento especializado adquirido em mais de dez anos no acompanhamento de poços equipados com BCP e de posse das informações contidas no banco de dados institucional, decidiu-se pela utilização de técnicas de inteligência artificial para construção de um sistema inteligente de controle de poços, de modo a facilitar a otimização da operação e produção deste método de elevação de petróleo.

Inicialmente foi realizada uma extensa revisão bibliográfica para detalhar as características do BCP – suas principais vantagens e limitações. A partir destas informações e conhecendo adequadamente o método de elevação, foram propostos procedimentos para assegurar a sua correta operação, dentro das especificações dos equipamentos. Finalmente, foi estudada a viabilidade de desenvolvimento de um sistema de acompanhamento e controle de poços e foi feita a implementação de um programa em computador, denominado **CONTROL: BCP**, para teste dos conceitos básicos que serão propostos neste trabalho.

¹ Foi adotada a terminologia *bombeio*, assim como *surgência*, com base no jargão técnico da área, consagrado pelo uso e apresentado em diversos trabalhos publicados, inclusive pelo *Petróleo – Dicionário Técnico Inglês-Português Português-Inglês*, do Instituto Brasileiro do Petróleo, pág. 77, 146, 182, 233, 311, por exemplo.

1.1 Objetivo

O objetivo principal deste trabalho é propor o desenvolvimento de um sistema inteligente que visa a detectar precocemente desvios no comportamento dos poços e em suas condições de operação. Baseado no conhecimento técnico na operação de poços com BCP, obtido por especialistas e recomendado pelos fabricantes, e a partir dos dados de operação, o sistema procura antecipar-se à ocorrência de falhas e conseqüentes danos aos equipamentos. Estas falhas provocam perdas de produção, muitas vezes acarretando intervenções de sonda para substituição dos equipamentos de subsuperfície, onerando os custos de produção dos campos de petróleo.

Com o avanço dos recursos de informática, considera-se que é possível aperfeiçoar o processo de análise dos dados, facilitando a tomada de decisões e acelerando a implementação de ações corretivas, se preciso até mesmo em tempo real – desde que justificável economicamente –, embora na maioria das vezes isto não seja necessário.

A filosofia básica deste trabalho é encarar o processo de produção de poços equipados com BCP como um sistema de produção como outro qualquer, no qual as não conformidades são percebidas como resultados indesejáveis a serem combatidos constantemente, em vez de admitidos como problemas inevitáveis, inerentes ao sistema. Para nortear a abordagem deste sistema, foram pesquisados conceitos de Gerenciamento da Produção, em conformidade com a filosofia do Controle da Qualidade Total.

Em suma, deseja-se obter a otimização do funcionamento BCP *sem onerar ainda mais os seus custos*, de modo a aproveitar melhor os recursos atualmente disponíveis, direcionando os trabalhos das equipes de maneira mais racional, respeitando os limites de operação dos equipamentos e evitando falhas precoces, para prolongar a vida útil dos equipamentos e poder obter melhores resultados.

1.2 Justificativa

Após a grave crise mundial provocada pelos dois grandes choques de preços do petróleo, quando a cotação internacional do barril de petróleo saltou de US\$ 2,90, em 1973, para US\$ 11,65 e, entre 1979 e 1981, de US\$ 13,00 para US\$ 34,00 (Yergin, 1990), os países dependentes de importações de petróleo, como o Brasil, empreenderam imensos esforços no sentido de descobrir e colocar novos campos produtores em operação o mais rápido possível. Assim, com as elevadas cotações do petróleo da época, foram viabilizados investimentos vultuosos para explorar petróleo em campos situados, por exemplo, no Mar do Norte, na Bacia de Campos (em águas profundas) e no Canadá (produtores de óleos viscosos), dentre outros.

Ultrapassada a crise de elevação de preços, na década de 1990 a situação inverteu-se e a cotação internacional do petróleo diminuiu progressivamente (Figura 1). Isto vem colocando em risco a estabilidade da indústria petrolífera no mundo inteiro e os investimentos realizados com tanto esforço, uma vez que nem todos os campos produtores comportam preços de venda da ordem de US\$ 10,00 por barril.

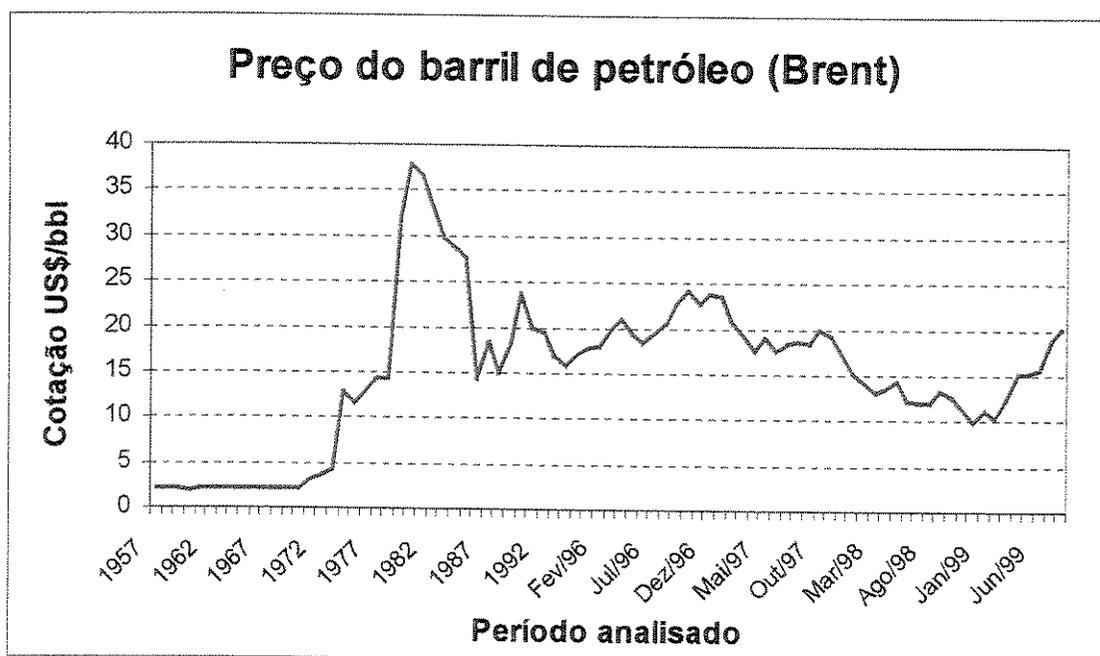


Figura 1 - Preço médio mensal do barril de petróleo (valores nominais)
(*World crude prices*, JPT v. 49, n. 1; v. 50, n. 2; v. 51, n. 2; v. 50, n. 10)

A estratégia de adaptação das empresas às turbulências provocadas pelas reduções de preços priorizou nos últimos anos (Dutra, 1998):

- a redução de custos através da diminuição de pessoal;
- o desenvolvimento tecnológico para exploração, produção e recuperação de jazidas, elevando o índice de sucesso exploratório;
- a reposição das reservas de petróleo.

Normalmente, a primeira providência adotada nos casos de redução de faturamento de uma empresa é sempre a redução/rotatividade de pessoal. Em outras palavras: "quando os preços do barril de petróleo sobem, a regra é o aumento da produção, através da pesquisa e desenvolvimento. Quando os preços caem, procura-se reduzir os custos operacionais pela redução de pessoal, em vez de otimizar a produção atual. Significativas reduções de custos e aumento da produtividade dos poços podem ser obtidos pela utilização de sistemas inteligentes que combinam informações em tempo real de sensores na cabeça do poço com o conhecimento das características do poço e das operações de produção pelas pessoas. A abordagem proativa para o declínio de preços é reduzir os custos operacionais. O componente de custos operacionais que pode ser obtido com esta tecnologia é o aumento do tempo de produção dos poços e a otimização da viabilidade do poço" (McLean, 1998).

Ao mesmo tempo, no Brasil, importantes mudanças na legislação demonstram uma nítida disposição do Governo em realizar uma completa reestruturação da indústria do petróleo no país (Dutra, 1998):

- Em novembro de 1995, a Emenda Constitucional n.º 09 alterou o Artigo 177 da Constituição Federal, conferindo mais poderes à União para exercer o controle sobre as atividades relacionadas ao petróleo, muitas delas exercidas exclusivamente pela Petrobras, até então.

- Em agosto de 1997, a lei 9478 criou o mecanismo de concessão do direito de exploração e produção e instituiu o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo - ANP.
- Em janeiro de 1998, após o Decreto n.º 2455, entrou em ação a Agência Nacional do Petróleo.

Pode-se afirmar que está sendo iniciada uma nova etapa na indústria petrolífera brasileira. Existe uma expectativa de que outras medidas de grande impacto ainda estão por vir. A Petrobras passará a enfrentar a concorrência de empresas nacionais e internacionais, em atividades em que possuía mercado exclusivo, até recentemente.

Assim, neste cenário de mudanças, incerteza e instabilidade, torna-se cada vez mais importante encontrar meios de se racionalizar os custos de produção, através da adoção de medidas de baixo custo e que tenham o maior impacto possível no binômio: elevação de receita e diminuição de custos. É de fundamental importância promover esforços no sentido de obter um aumento de produtividade dos campos de petróleo, para assegurar a competitividade da empresa.

Para maximizar a lucratividade dos campos, aparece o gerenciamento da produção, neste estudo, aplicado ao BCP.

Capítulo 2

Gerenciamento da produção

2.1 Introdução

Este capítulo tem a finalidade de apresentar os conceitos gerais associados ao gerenciamento da produção, ressaltando-se a importância do controle dos sistemas produtivos para que se possa trabalhar eficientemente. Estes conceitos são necessários para compreensão dos procedimentos propostos neste trabalho.

A motivação para a realização deste estudo partiu da constatação de que todas as empresas produtoras de bens ou serviços têm uma coisa em comum: a *administração da produção*, que envolve essencialmente as atividades de planejamento e controle dos processos para produzir os bens e serviços desejados (Machline et alli, 1972).

Um *sistema de produção* consiste em insumos, processos e produtos (Megginson, 1998); os *insumos* incluem recursos humanos, materiais e financeiros. Os *processos* envolvem a transformação destes insumos na produção. As operações são estruturadas em uma seqüência lógica adequada para produzir bens e serviços da maneira eficaz. Uma vez iniciada, a produção tende a ser relativamente fácil de continuar a ser feita e a ter uma redução de custo por unidade.

Na indústria do petróleo não é diferente. Capital, operadores, equipamentos, sistemas de produção, escoamento, tratamento e coleta, mantém os campos de petróleo em um complexo processo de produção contínua, gerando resultados por longos períodos de tempo.

A Figura 2 representa o processo de operação do BCP, através do diagrama de causa e efeito (Ishikawa, 1985), relacionando os resultados deste processo com suas causas.

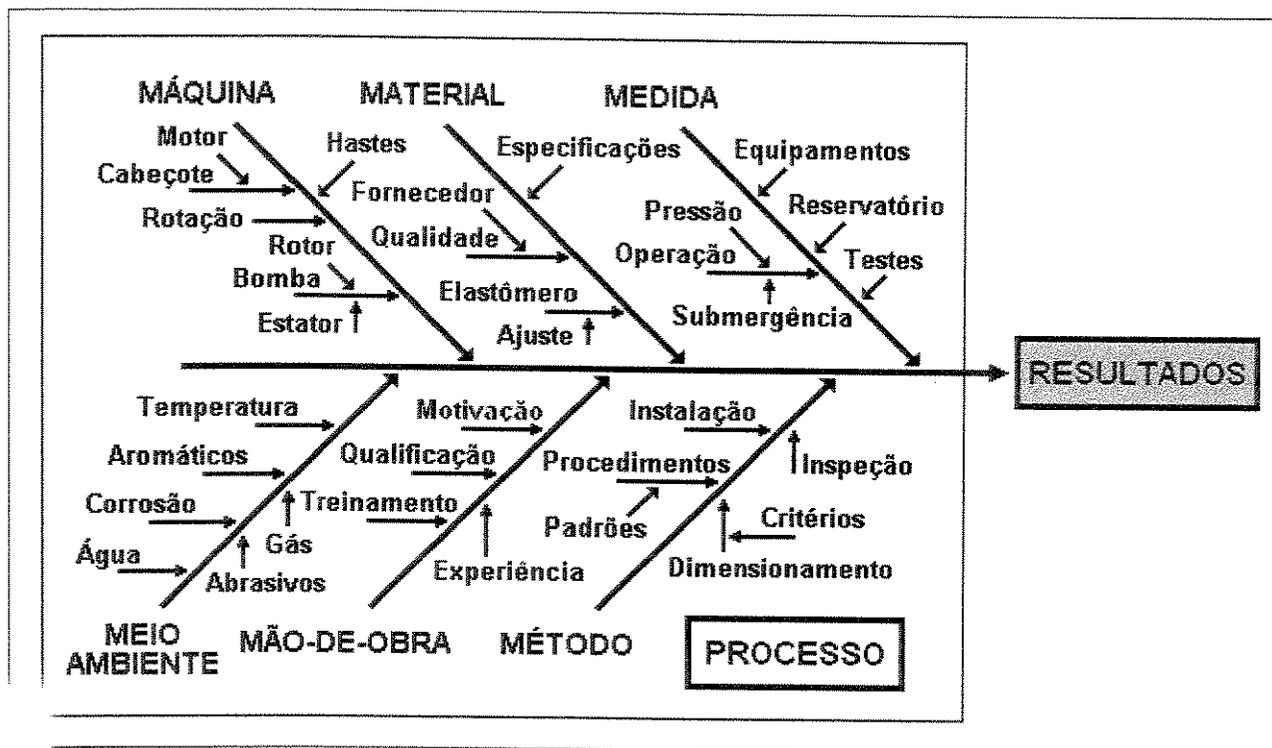


Figura 2 - Diagrama de causa e efeito (diagrama Ishikawa)

Durante a produção de um campo de petróleo, a partir da entrada de cada poço em operação, são desenvolvidos permanentes esforços no sentido de manter o seu funcionamento de maneira ininterrupta. Havendo redução ou parada da produção, o foco concentra-se na imediata identificação e solução de problemas, que provocam prejuízos indesejáveis.

É necessário estar sempre alerta para a possibilidade de ocorrência de falhas nos processos produtivos, uma vez que os erros fazem parte da vida, onde nada é perfeito. Porém, admitir esta

realidade não significa que não se possa trabalhar para minimizar a ocorrência de falhas. Pelo contrário, para a hipótese de ocorrência de um problema, deve-se contar com procedimentos apropriados para detectá-lo, analisá-lo e bloquear a sua causa fundamental. Para prevenir a ocorrência de falhas é preciso, ainda, conhecer perfeitamente o funcionamento de todo o processo. Algumas maneiras para aumentar a confiabilidade do sistema e reduzir suas falhas são:

- eliminar no projeto os pontos de falhas potenciais na operação;
- prover as operações de recursos redundantes (questionável, pois eleva os custos);
- tornar as atividades à prova de falhas (o que nem sempre é possível);
- manter as instalações físicas em bom estado.

De acordo com a filosofia do Controle de Qualidade Total (Campos, 1992), é possível melhorar cada vez mais a produtividade, visando a assegurar a competitividade da empresa. Para isto, é preciso romper com o passado, abandonando práticas gerenciais ultrapassadas, com a consciência de que a qualidade e a produtividade dependem do resultado de cada procedimento.

Ainda está presente na memória de todos o exemplo do Japão, um país carente de recursos naturais, que se tornou reconhecido mundialmente por fabricar produtos de alta qualidade a preços baixos. Os princípios básicos adotados neste país, que lhe possibilitaram obter uma vantagem competitiva são os seguintes (Maximiano, 1997):

- eliminação de desperdícios: produzir com os mínimos recursos necessários (produção enxuta);
- a fabricação com qualidade: produzir sem defeitos (fazer certo desde a primeira vez).

Assim, conclui-se que para aumentar a produtividade, é necessário identificar e eliminar as fontes de falhas e desperdícios. Quanto menor a quantidade de refugos e retrabalho – ou, em outras palavras, de perdas –, mais eficiente será o sistema produtivo.

2.2 Estruturação do processo de resolução de problemas

Para os objetivos deste estudo, um problema é definido como a diferença observada entre o desempenho esperado e um desempenho real inferior (Figura 3), obtido em um processo.

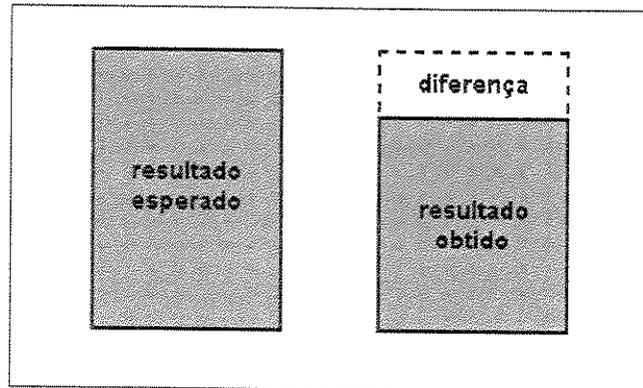


Figura 3 - Comparação entre o planejado e o executado

Existem técnicas para auxiliar na resolução de problemas, com o objetivo de estruturar o processo decisório e aumentar o seu grau de eficiência, em uma seqüência lógica de ações para chegar a uma decisão adequada.

O processo de resolução de problemas pode ser decomposto em quatro fases (Maximiano, 1994), conforme mostra a Figura 4:

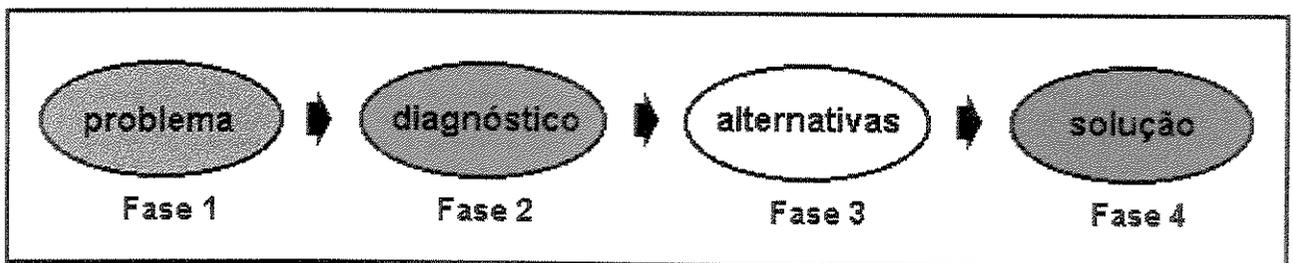


Figura 4 - As fases do processo de resolução de problemas

Fase 1: Identificação do problema

O processo de resolução de problemas começa com a detecção da situação indesejada. Há um objetivo a ser atingido e surge um problema, acarretando uma ação corretiva.

Fase 2: Diagnóstico do problema

A partir da constatação da existência de um problema, os fatos devem ser estudados. O responsável analisa a situação para compreender o que está acontecendo ou que está para acontecer. Ocorrendo uma falha sistemática de qualidade em um processo de produção, é preciso buscar todos os fatos a respeito do problema e de suas causas.

Fase 3: Geração e análise de alternativas de solução

Esta fase consiste em criar formas de enfrentar o problema. Para resolver o problema, deve-se imaginar maneiras de eliminar as causas e corrigir os seus efeitos.

Fase 4: Escolha e colocação em prática das alternativas

A partir das alternativas disponíveis, é selecionada uma para ser colocada em prática. Em um processo de resolução de problemas e tomada de decisões, estas fases podem ser seguidas instintivamente ou de maneira estruturada. Grande parte dos problemas enfrentados são rotineiros ou repetitivos. São os desafios e tarefas, que se renovam todos os dias. Tendo que ser tomadas repetidamente, as decisões que resolvem estes problemas devem gerar políticas, rotinas e procedimentos, que as pessoas transformam em hábitos incorporados ao trabalho.

2.3 Sistemas de controle

O acompanhamento e controle da produção tem a finalidade de assegurar, através da coleta e análise de dados, que o planejamento seja executado (Tubino, 1997). Para desenvolver um sistema de controle é necessário prever os procedimentos que funcionarão em cada caso:

- definição dos procedimentos e dispositivos para registro do desempenho esperado;
- definição dos procedimentos e dispositivos para registro do desempenho real;
- definição dos procedimentos para transmissão da informação a quem tomará decisões, em função do resultado da comparação entre o desempenho esperado e o desempenho real.

O primeiro requisito para obter um bom funcionamento de um sistema de controle é o foco nos pontos estratégicos, onde há maior probabilidade de ocorrência de desvios em relação ao esperado, ou em que os desvios podem provocar maiores problemas. Uma forma de localizar esses pontos é identificar os elementos mais significativos usando o *princípio de Pareto* (Figura 5), que surge da constatação de que, com frequência, apenas uma pequena percentagem das atividades, recursos, indivíduos ou objetos causam a maior parte dos problemas.

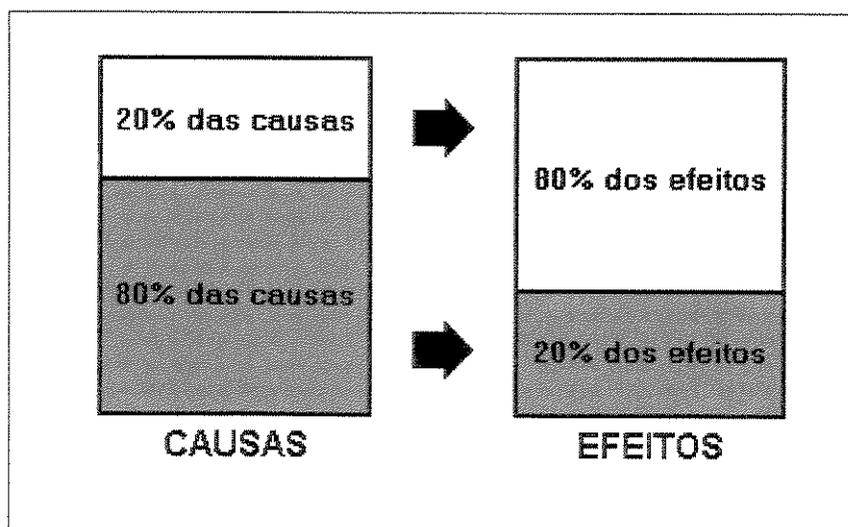


Figura 5 - Princípio de Pareto: 20% das causas provocam 80% dos efeitos

O segundo requisito é a precisão, rapidez e objetividade das informações geradas pelo sistema. A informação sobre o acompanhamento das atividades deve ter uma precisão suficiente para permitir uma ação corretiva adequada. Em seguida, deve ser encaminhada ao responsável com a rapidez necessária, para que a respectiva ação possa ser implementada a tempo de produzir os efeitos desejados, antes que seja tarde demais. E finalmente, o sistema de controle deve produzir informações claras sobre o desempenho, indicando ainda qual o desvio em relação ao esperado e, se possível, a ação a ser implementada.

O terceiro requisito é o benefício econômico do controle. Se o custo de um sistema de controle ultrapassar os benefícios proporcionados, então não vale a pena implementá-lo. Assim, seus custos devem ser minimizados para que as atividades sejam controladas dentro de custos compatíveis.

Como os sistemas de controle têm a finalidade de assegurar a realização de objetivos, é importante destacar a sua importância para as pessoas que farão o sistema funcionar e que fornecerão as informações necessárias ao seu funcionamento. Para evitar que os indivíduos resistam à adoção de controles, é necessário envolvê-los na sua implantação de modo que:

- compreendam porque o controle está sendo implantado;
- percebam o controle como importante para seu trabalho ou sua segurança;
- percebam o controle como um instrumento para sua valorização profissional.

2.3.1 O processo de controle

O controle pode ser definido como a função de acompanhar e verificar se objetivos são atingidos, para assegurar a sua realização. Suas principais etapas são (Campos, 1992):

1) Estabelecimento de uma diretriz de controle

- definição da meta: faixa de valores desejados para o item de controle;
- definição do método: procedimentos e meios necessários para atingir a meta;

2) Manutenção do nível de controle sempre que ocorrerem desvios

- atuar no resultado, para manter o funcionamento do processo;
- atuar na causa, para prevenir o aparecimento do desvio;

3) Alteração da diretriz

- alteração da meta;
- alteração do método.

2.3.2 Ciclo PDCA

O processo de controle pode ser representado pelo chamado ciclo *PDCA*² (Campos, 1992), apresentado na Figura 6.

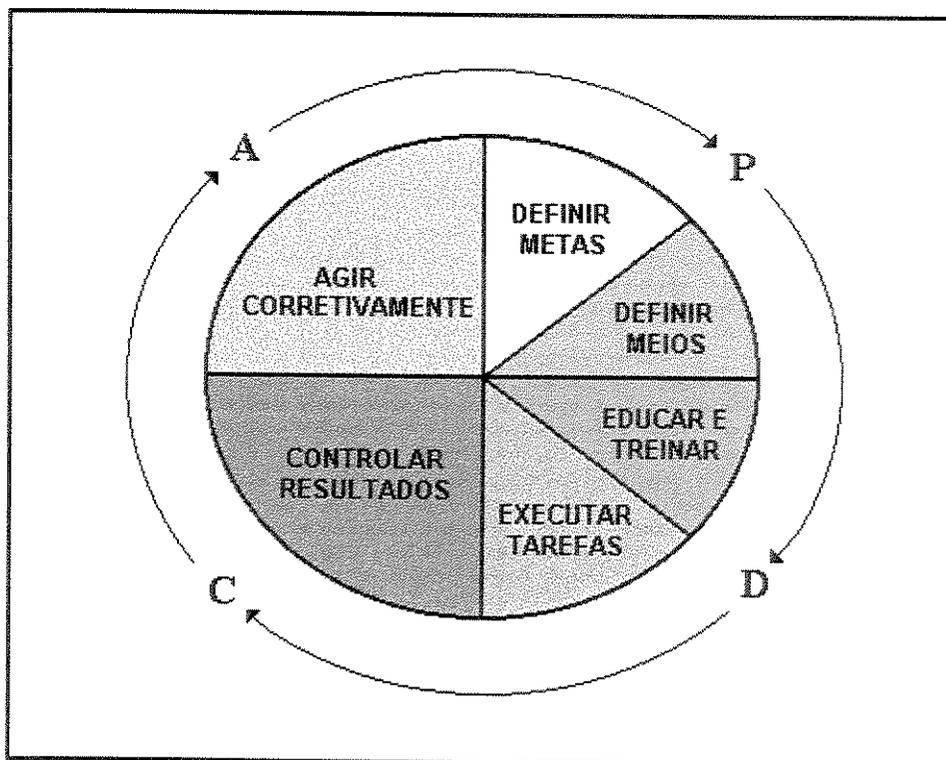


Figura 6 - Ciclo PDCA do controle de processos (Campos, 1992)

² Do Inglês *Plan, Do, Check, Action*.

Cada etapa tem o seguinte significado:

1. Planejamento (P):

- estabelecimento de metas sobre os itens de controle;
- estabelecimento dos meios para atingir as metas propostas;

2. Execução (D):

- treinamento na execução das tarefas previstas no planejamento;
- executar e medir as tarefas conforme os métodos definidos;

3. Verificação (C):

- comparar os resultados obtidos com a meta planejada;

4. Ação corretiva (A):

- atuar no sentido de obter correções definitivas dos problemas.

2.3.3 Processo de medição

Uma etapa especialmente importante no processo de controle é a medição. Para gerenciar um sistema é necessário medir os seus efeitos. Pode-se afirmar que o que não é medido não é controlado (Campos, 1992).

Tomar a decisão de quando medir significa escolher o momento apropriado para se fazer a coleta de informações para controle da atividade: antes, durante ou depois da execução das operações (Figura 7).

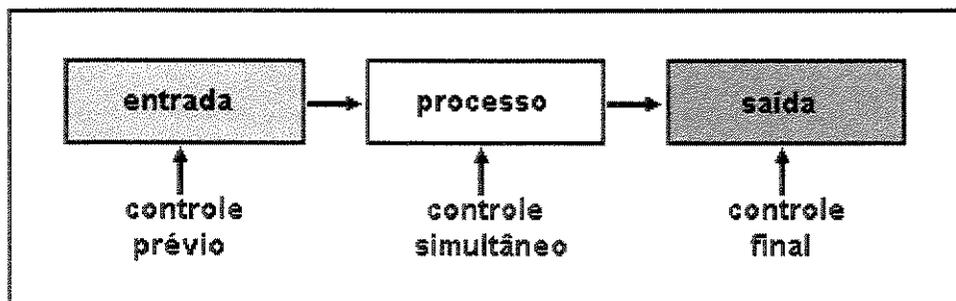


Figura 7 - Localização dos pontos de medição

O mais comum talvez seja efetuar medições nas etapas finais de execução das atividades. A maior deficiência desta sistemática é que, ao ser obtida a informação, o processo já foi concluído. Em caso de problemas, será tarde demais para implementar qualquer ação preventiva, só restando corrigir o que saiu errado e contabilizar as perdas decorrentes.

Na produção de petróleo é muito freqüente efetuar prioritariamente o controle sobre a saída do processo, ou seja, a medição da produção realizada e das perdas de produção³, necessários para o cálculo das receitas e dos custos operacionais. Somente após a percepção de ocorrência de variações em relação ao esperado, são desenvolvidos esforços para localizar a origem das perdas. Agindo desta forma, entretanto, os problemas inevitavelmente tornam-se parte da rotina do dia-a-dia e as perdas de produção tornam-se desnecessariamente elevadas, por serem detectadas somente após o resultado final. Pela proposta deste trabalho, a ênfase passa a ser deslocada para a obtenção de um controle simultâneo sobre o processo produtivo, de maneira a obter uma maior prevenção sobre as perturbações que provocam falhas e corrigi-las antes que comprometam os resultados desejados.

Obviamente, a medição final continua sendo realizada, porém com o sentido de aferição do resultado de todo o trabalho.

Em suma, é mais vantajoso realizar procedimentos sistemáticos de verificação durante a execução dos processos e implementar imediatamente as ações preventivas necessárias, do que atuar somente no final do processo produtivo, quando as falhas já ocorreram e o resultado ficou comprometido.

³ O conceito de perdas de produção de petróleo refere-se a lucros cessantes, devido ao atraso na realização da receita.

2.3.4 Avaliação do processo produtivo e ação corretiva

A última etapa do processo é a implementação de ações corretivas, que dependem da comparação entre o desempenho real e o planejado, do tipo de atividade controlada e da velocidade de transmissão da informação.

As informações coletadas devem ser comparadas com os padrões preestabelecidos, mostrando se há variações dos resultados obtidos em relação aos desejados, para decidir quais ações corretivas necessitam ser implementadas. Estas variações podem indicar:

- resultado igual ao esperado;
- resultado abaixo do esperado;
- resultado acima do esperado.

A partir disto, é necessário concentrar a atenção nos itens mais importantes e distinguir as variações com maior impacto sobre as atividades que estão sendo controladas.

Algumas atividades controladas exigem uma ação corretiva imediata, em outras o ciclo de informação e controle é mais longo e a correção só pode ser feita mais adiante.

Em suma, para elaboração e desenvolvimento de um sistema de gerenciamento e controle da produção, voltado para que se possa produzir eficientemente bens e serviços, deve-se levar em conta todos os aspectos do processo produtivo.

Capítulo 3

Gerenciamento da elevação artificial de petróleo

3.1 Apresentação

Este capítulo descreve os conceitos básicos necessários para compreensão do gerenciamento da elevação artificial de poços de petróleo, a partir da escolha do método até o acompanhamento da funcionamento de poços operando com BCP.

Os métodos de elevação artificial são mecanismos utilizados durante a vida produtiva dos poços para complementar a energia necessária para elevar o petróleo do subsolo até as instalações na superfície, normalmente a partir do momento em que o reservatório não possui mais energia suficiente para tal.

Complementando esta definição, o objetivo essencial de um sistema de elevação artificial é ainda o de *manter reduzido o nível de pressão no fundo do poço* (Brown, 1980), para que o reservatório possa produzir.

Entre os fatores indispensáveis a serem considerados para a seleção do método de elevação artificial encontram-se o índice de produtividade (IP) do poço e a pressão estática (P_e) do reservatório (Neely et alli, 1981).

As funções primárias do Engenheiro de Produção podem ser definidas como sendo avaliar o desempenho do poço e, de posse destas informações, melhorar o desempenho do poço através da análise do sistema de fluxo, maximizando a sua produtividade da maneira mais lucrativa (Economides 1994).

O processo de gerenciamento da elevação artificial pode ser estruturado em cinco passos (Bucaram e Patterson, 1994):

- seleção do método de elevação artificial;
- avaliação de fatores de produção e das falhas, para prever meios de proteção;
- monitoramento dos dados de produção: vazões, BSW, pressões, nível dinâmico;
- monitoramento do desempenho dos equipamentos;
- avaliação das falhas dos equipamentos.

A primeira etapa no gerenciamento da elevação artificial é, inevitavelmente, a escolha e o dimensionamento adequados do método de elevação artificial, que devem equilibrar a capacidade dos equipamentos a serem instalados com os limites de produção de cada poço, para obter a maior eficiência possível. Deve proporcionar, ainda, flexibilidade de ajuste a mudanças nas condições operacionais, que normalmente ocorrem durante a vida produtiva do poço, tornando a sua escolha e o seu dimensionamento funções das condições de cada momento.

Para selecionar um método adequado, projetar sua instalação e manter a produtividade dos poços, enfrentando as diversas condições apresentadas, é necessário conhecer as condições do campo e levar em consideração uma série de fatores (Donnelly, 1985), tais como:

- características do reservatório: porosidade, permeabilidade, presença de areia, pressão de saturação, pressão e temperatura da formação;
- mecanismo de recuperação do reservatório: influxo de água, gás em solução ou capa de gás; necessário para prever alterações de comportamento ao longo da vida do poço;

- propriedades dos fluidos: densidade, viscosidade, fator de encolhimento, pressão de saturação, teor de parafina, teor de areia, composição química (tendência a formação de incrustações, corrosividade, deposição de parafinas/asfaltenos), temperatura inicial de aparecimento de cristais de parafina (TIAC);
- características do poço: curva IPR, curvas de previsão de produção, RGO e BSW, diâmetro do revestimento e profundidade do poço;
- fontes de energia disponíveis: energia elétrica, gás ou combustível;
- dados do campo: localização e acesso, número de poços e recursos existentes;
- restrições legais: arrendamento, normas ambientais e regulamentação da produção;
- avaliação econômica do projeto.

Diversos métodos são disponíveis atualmente. Os métodos bombeados, que são: bombeio mecânico (BM), bombeio centrífugo submerso (BCS), bombeio de cavidades progressivas (BCP), bombeio hidráulico (BH). E os métodos pneumáticos são: *gas-lift* contínuo (GLC) e intermitente (GLI), *pig-lift* (PIG), dentre outros. A Figura 8 descreve um exemplo de sistema de elevação artificial e seu efeito sobre a pressão.

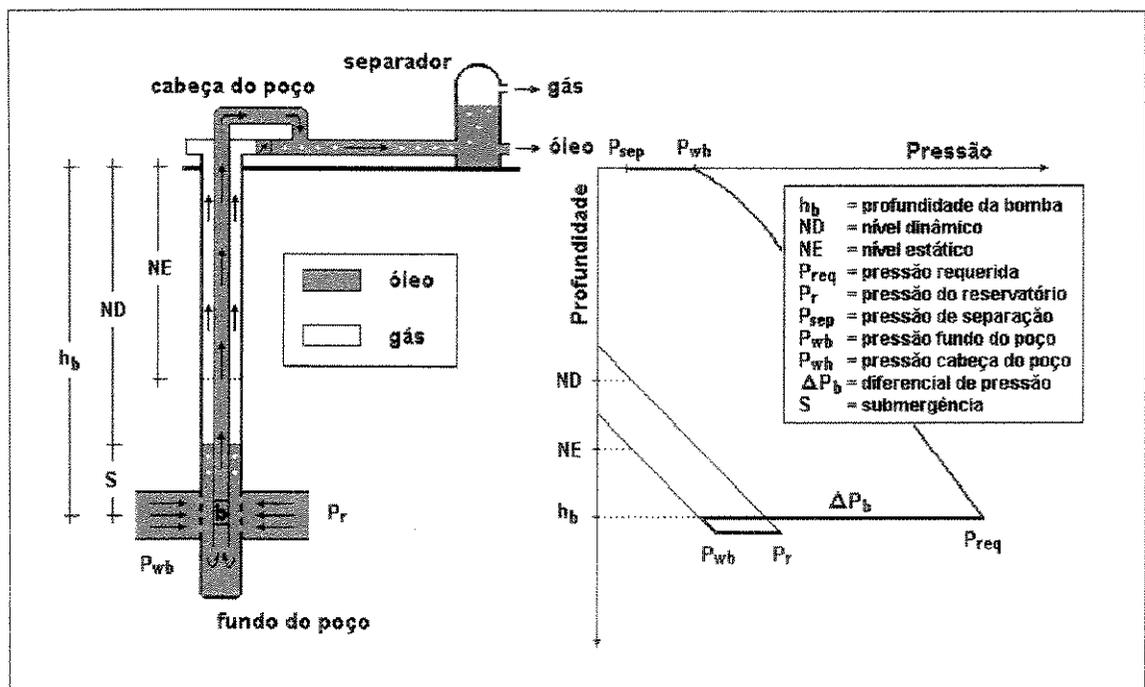


Figura 8 - Elevação artificial: diagrama esquemático de pressões

3.2 Bombeio de cavidades progressivas (BCP)

O BCP foi concebido no final da década de 1920 por René Moineau (Revard, 1995), com a intenção de reproduzir mecanicamente um movimento análogo à peristalse do sistema digestivo do organismo humano (Moineau, 1935). Devido às suas cavidades seladas – cápsulas –, este novo mecanismo foi denominado originalmente por seu inventor como *capsulismo* (Moineau, 1935). Mais informações sobre o seu princípio de funcionamento, podem ser encontradas no Anexo II.

O princípio de Moineau tem sido utilizado em uma ampla variedade de aplicações. Na indústria do petróleo, sua utilização seguiu basicamente a seguinte evolução (Revard, 1995):

- a partir da década de 1940: como bomba de transferência de superfície;
- a partir da década de 1950: para acionamento hidráulico de brocas de perfuração de poços;
- a partir da década de 1980: como método de elevação artificial.

A utilização comercial do BCP como método de elevação artificial de petróleo surgiu como uma alternativa para bombear óleos pesados e viscosos (viscosidade acima de 500 cp), em poços rasos (profundidade até 600 m), a vazões relativamente baixas (1 a 70 m³/d), onde outros métodos utilizados, como o BM, apresentam problemas (Dunn, 1995).

Com o passar do tempo, em função do sucesso obtido na utilização do mecanismo e dos progressos alcançados no desenvolvimento de novos equipamentos, estão sendo ampliadas as fronteiras deste método, possibilitando atender a amplas faixas de vazão e pressão, competindo favoravelmente, em diversas situações, com outros métodos de elevação. Sua utilização cresceu expressivamente durante a década de 1990 devido ao desenvolvimento de novos equipamentos, ampliando a sua faixa de utilização. Existe uma expectativa de que este crescimento mantenha-se após a virada do século, devido à ampliação da sua capacidade de vazão e de altura de elevação (JPT, Maio 1999).

3.2.1 Descrição do BCP

O BCP consiste em uma bomba do tipo deslocamento positivo, composto de um rotor metálico com a forma de um parafuso sem fim e de um estator. As folgas existentes entre o rotor e o estator formam os volumes das cavidades. A rotação do rotor produz o deslocamento dos fluidos dentro das cavidades.

A Figura 9 apresenta uma visão geral do sistema BCP instalado em um poço de petróleo:

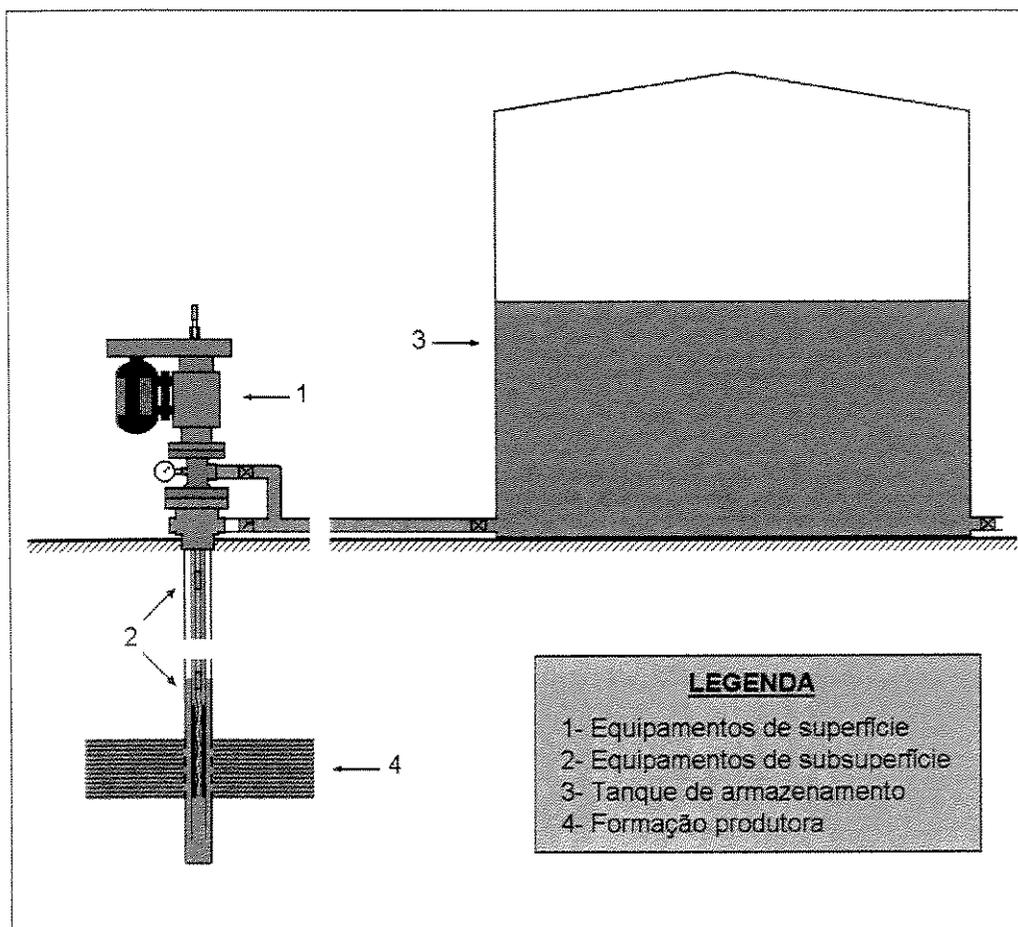


Figura 9 - Visão geral do sistema BCP

3.2.2 Principais componentes

Basicamente, o BCP é constituído de quatro partes principais (Figura 10):

- cabeça de acionamento;
- coluna de hastes e de tubos;
- bomba de fundo (rotor e estator);
- outros equipamentos.

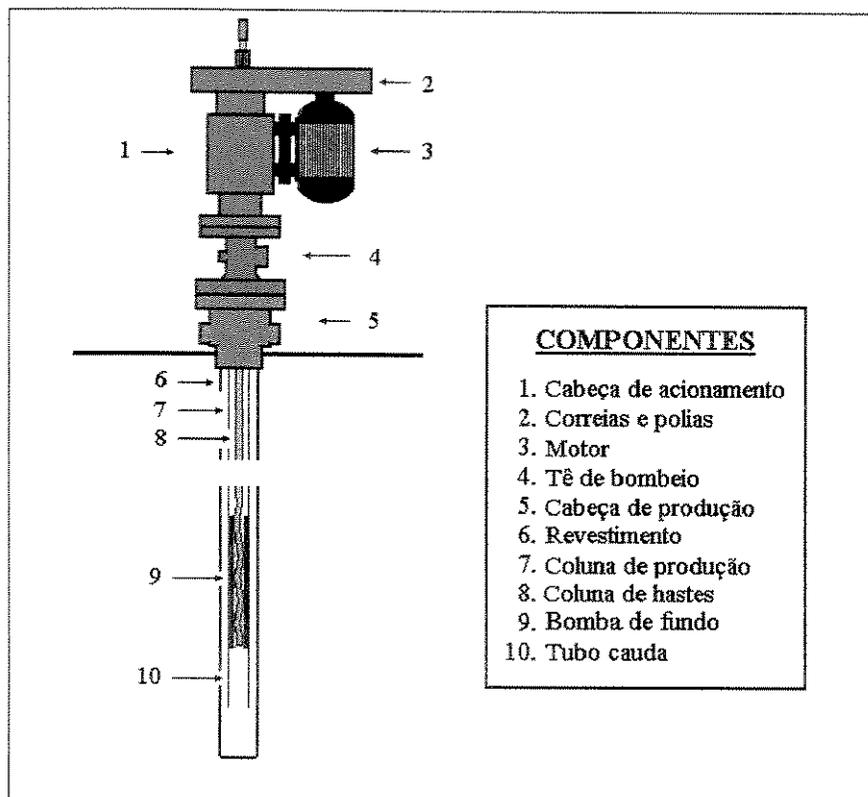


Figura 10 - Configuração básica do BCP

Basicamente, a cabeça de acionamento converte energia proveniente de um motor elétrico ou de combustão interna em movimento rotativo, fornecendo torque à coluna de hastes. Esta, por sua vez, transmite o movimento de rotação à bomba de fundo. E o giro do rotor movimenta os fluidos até a superfície, de forma não pulsante, na vazão desejada, mantendo uma pressão reduzida sobre a formação produtora.

3.2.2.1 Cabeça de acionamento

Também denominada cabeçote, tem a função de fornecer a energia mecânica necessária para movimentar a bomba, na rotação e no torque desejados, bem como sustentar o peso da coluna de hastes carregada de fluidos.

Os principais componentes da cabeça de acionamento são:

- motor: normalmente elétrico ou a combustão interna (em áreas remotas, não eletrificadas);
- redutor: quando utilizado, tem o objetivo de reduzir a rotação e elevar o torque; entretanto, em muito casos, pode ser dispensável;
- conjunto de polias e correias (polias motora e de acionamento): proporciona a regulagem da rotação da bomba;
- caixa de gaxetas: ao mesmo tempo em que veda quanto a vazamentos de petróleo, permite a lubrificação da haste polida;
- haste polida: submetida aos maiores esforços de tração, torção e flexão, sustenta o peso e transmite o movimento à coluna de hastes;
- sistema de freio anti-rotacional que, por segurança, impede a reversão;
- sistema de rolamentos e lubrificação;

3.2.2.2 Colunas de hastes e de tubos

(i) Coluna de hastes

Uma questão fundamental no sistema BCP é como fazer girar a bomba instalada no fundo do poço. Atualmente, o mais usual é produzir o movimento de rotação na superfície através da cabeça de acionamento e transmiti-lo mecanicamente até a bomba, pela coluna de hastes.

Em geral, são empregadas as mesmas hastes de bombeio fabricadas originalmente para funcionarem com bombeio mecânico, padronizadas pela norma API SPEC 11B (1990). Mais adiante serão comentadas algumas alternativas à utilização de hastes de bombeio. Para os propósitos deste estudo, as hastes de bombeio serão classificadas de duas formas:

a) Quanto ao tipo de luva:

- *fullsize* (convencional);
- *slimhole* (delgada).

As hastes do tipo *fullsize* possuem luvas de maior diâmetro. As hastes com luvas delgadas (*slimhole*) podem ser utilizadas em tubos de menor diâmetro, como pode-se observar na Tabela 1, uma interessante opção a ser considerada em diversas situações encontradas no projeto de dimensionamento do poço.

Tabela 1 - Comparação entre as luvas *fullsize* e *slimhole*

ESPAÇAMENTO ENTRE HASTES E TUBOS						
HASTES FULL-SIZE						
Diâmetros de hastes (d_h)			Diâmetros de tubos (d_t)			Espaço disponível
Nominal	Luva		Nominal	Interno		
pol.	pol.	cm	pol.	cm	cm	
5/8	1,500	3,810	2 3/8	1,995	5,067	1,257
3/4	1,625	4,128	2 3/8	1,995	5,067	0,940
3/4	1,625	4,128	2 7/8	2,441	6,200	2,073
7/8	1,8125	4,604	2 7/8	2,441	6,200	1,596
1	2,1875	5,556	3 1/2	2,992	7,600	2,043
1 1/8	2,375	6,033	3 1/2	2,992	7,600	1,567
HASTES SLIM-HOLE						
5/8	1,250	3,175	2 3/8	1,995	5,067	1,892
3/4	1,500	3,810	2 3/8	1,995	5,067	1,257
7/8	1,625	4,128	2 7/8	2,441	6,200	2,073
1	2,000	5,080	3 1/2	2,992	7,600	2,520

b) Quanto a resistência do aço:

- grau C: resistência a tração 90000 psi (620,5 MPa);
- grau D: resistência a tração 115000 psi (792,9 MPa);
- grau K: resistência a tração 85000 psi. (586,1 MPa).

As hastes comumente utilizadas são as de grau C, que apresentam resistência satisfatória, apesar da baixa resistência a corrosão. Havendo contato com fluidos corrosivos, é recomendável a utilização de hastes de grau K, mais resistentes a agentes agressivos.

Havendo esforços elevados e desejando-se utilizar menores diâmetros, pode-se preferir hastes de grau D, que, no entanto, são menos resistentes a corrosão.

Em caso de poços desviados, podem ser instalados centralizadores de hastes, que posicionam melhor as hastes no centro dos tubos, reduzindo o atrito entre a parede do tubo e as luvas das hastes, que sempre acarreta problemas.

É importante salientar que o giro da bomba é no mesmo sentido do enroscamento das hastes (sentido horário). Sendo assim, deve ser evitada a inversão da rotação da coluna de hastes, em particular no momento da primeira ligação e no desligamento da bomba (reversão).

(ii) Coluna de tubos

Também denominada coluna de produção ou *tubing*, assim como em outros métodos de elevação, tem como função principal conduzir os fluidos do fundo do poço até a superfície.

O diâmetro da coluna de produção é limitado externamente pelo diâmetro do revestimento e internamente pela dimensão das luvas das hastes e pelo tamanho da bomba.

Normalmente, a coluna de produção apresenta o mesmo diâmetro em toda a sua extensão, porém nos casos das bombas de maior diâmetro (3 1/2" ou maiores) é necessário que o primeiro tubo instalado acima da bomba seja de 3 1/2", para reduzir os esforços de flexão na coluna de hastes e, conseqüentemente, a sua fadiga, provocados pela excentricidade do eixo do rotor.

São geralmente utilizados tubos nos diâmetros nominais 2 3/8", 2 7/8" e 3 1/2", conforme indicado na Tabela 2, a seguir.

Tabela 2 - Tubos comumente utilizados

TIPOS DE LUVAS E TORQUE RECOMENDADO					
Diâmetro pol.	Luvax	Grau	Torque recomendado (lbf.pé)		
			Mínimo	Ótimo	Máximo
2 3/8"	4,70	H-40	740	990	1240
	4,70	J-55	970	1290	1610
	4,70	C-75	1280	1700	2130
	5,95	C-75	1590	2120	2650
	4,70	N-80	1350	1800	2250
	5,95	N-80	1680	2240	2800
	4,70	P-105	1700	2270	2840
	5,95	P-105	2120	2830	1540
2 7/8"	6,50	H-40	940	1250	1560
	6,50	J-55	1240	1650	2060
	6,50	C-75	1630	2170	2710
	8,70	C-75	2140	2850	3560
	6,50	N-80	1730	2300	2880
	8,70	N-80	2270	3020	3780
	6,50	P-105	2180	2910	3640
	8,70	P-105	3860	3810	4760
3 1/2"	9,30	H-40	1300	1730	2160
	9,30	J-55	1710	2280	2850
	9,30	C-75	2260	3010	3760
	12,70	C-75	3030	4040	5050
	9,30	N-80	2400	3200	4000
	12,70	N-80	3220	4290	5360
	9,30	P-105	3040	4050	5060
	12,95	P-105	4070	5430	6790

É comum a instalação de um ou mais tubos abaixo da bomba (denominados de cauda), com o objetivo de aprofundar a admissão da coluna e favorecer a separação de gás, bem como para proteger a bomba, durante a instalação.

O giro da coluna de hastes provoca uma resultante contrária na coluna de tubos, no sentido anti-horário. Por isto, é de fundamental importância a aplicação do torque adequado (máximo possível) durante instalação da coluna de tubos, para impedir a ocorrência de seu desenroscamento durante a operação do poço.

Os tubos são submetidos, ainda, a esforços de pressão transversal e tração, devendo ser capazes de suportar o peso dos fluidos transportados, além do seu peso próprio.

3.2.2.3 Bomba de fundo

Componente fundamental do sistema, recebe energia mecânica da coluna de hastes e produz o movimento das cavidades em seu interior, por isto a denominação bomba de cavidades progressivas. Conduz os fluidos da admissão para o recalque, fornecendo a pressão necessária para que o petróleo chegue até o ponto de coleta na superfície. A bomba é relativamente simples, conforme mostra a Figura 11, constituída de duas partes principais, uma móvel e uma fixa:

- rotor
- estator

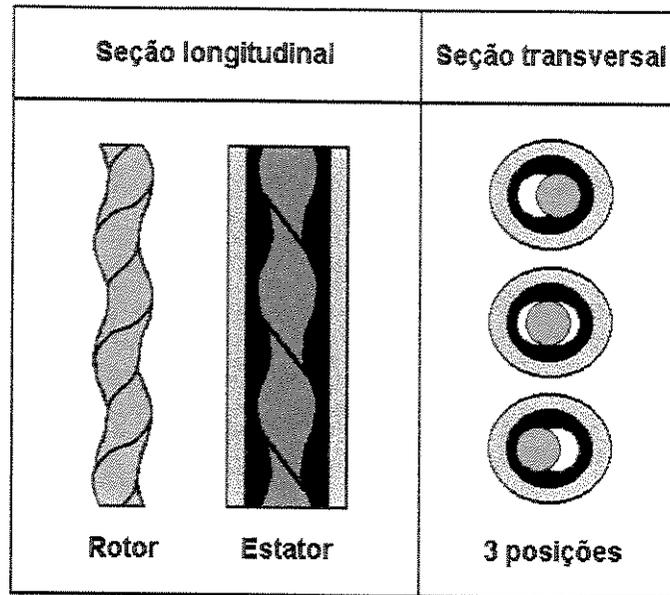


Figura 11 - Bomba: cortes longitudinal e transversal

O rotor constitui a parte móvel da bomba, normalmente acoplado à coluna de hastes, de quem recebe o torque produzido pelo motor (a menos das perdas).

É fabricado em aço revestido por uma camada de cromo, que proporciona resistência a abrasão e corrosão, bem como reduz o atrito com a borracha⁴.

O estator é a parte fixa da bomba, acoplada à coluna de tubos. Consiste de um tubo de aço comum, inclusive reaproveitável, revestido internamente com um elastômero de borracha, aderido firmemente à parede do tubo.

O elastômero é moldado com o formato de hélice de passo duplo. No processo de fabricação, a borracha é injetada, na pressão e temperatura apropriadas, no espaço anular entre o molde e o tubo, recoberto por uma camada de adesivo próprio para metal-borracha. Após o processo de resfriamento, o molde é facilmente removido, devido ao encolhimento do elastômero.

A seguir, serão apresentados algumas das principais classificações das bombas fabricadas atualmente.

a) Quanto ao tipo de assentamento

- bombas tubulares;
- bombas insertáveis.

As bombas tubulares ficam enroscadas na coluna de tubos e só podem ser substituídas após a remoção de todos os tubos. São as mais utilizadas e atendem a uma ampla faixa de vazão e pressão.

Por serem instaladas enroscadas à coluna de hastes e apenas encaixadas na coluna de tubos, as bombas insertáveis simplificam sensivelmente o processo de instalação e desinstalação, levando bem menos tempo para serem substituídas (reduzindo os custos das intervenções), pois não é necessário remover a coluna de tubos.

Entretanto, como a bomba necessita passar por dentro da coluna de tubos para ser instalada, seu diâmetro externo fica limitado pelo diâmetro interno do tubo. Por isto, a sua fabricação fica restrita apenas às menores faixas de vazão.

b) Quanto à folga entre rotor e estator

O mesmo rotor pode ser fabricados em três tamanhos diferentes, proporcionando opções de ajuste entre rotor e estator, de maneira a enfrentar diferentes condições de dilatação do elastômero. Como mostra a Figura 12, podem ser classificados em:

- *standard*
- *oversize*
- *undersize*

⁴ Desde que devidamente lubrificado pelos líquidos produzidos

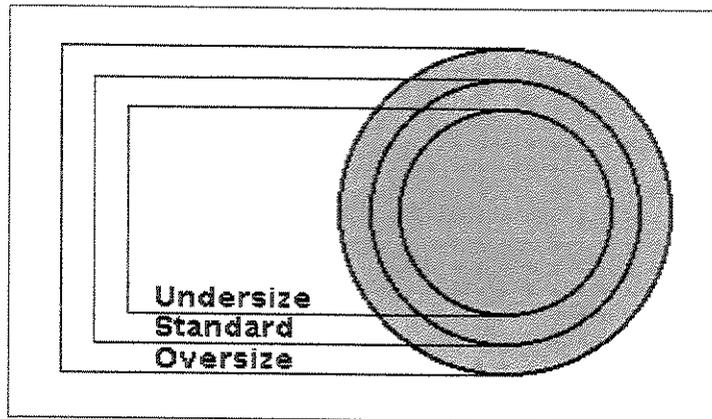


Figura 12 - Ajuste do rotor

O mais utilizado hoje em dia é o tamanho *standard*, que atende às condições observadas na maioria dos poços, no entanto é recomendável testar ajustes diferentes (Revard, 1995).

O *oversize* visa a obter um maior ajuste entre o rotor e o estator. Indicado para trabalhar com líquidos de menor viscosidade e/ou a uma menor temperatura (menor dilatação), de modo a reduzir o escorregamento na bomba.

E o *undersize* proporciona o menor ajuste do rotor. Indicado para trabalhar com líquidos mais viscosos, de menor escorregamento e/ou a uma temperatura mais elevada, por permitir maior dilatação do elastômero. Tem sido empregado também para compensar o inchamento provocado pela presença de hidrocarbonetos aromáticos.

c) Quanto ao tipo de elastômero do estator

As principais características desejadas do elastômero são:

- Resistência mecânica e elasticidade;
- Resistência a abrasão;
- Resistência à temperatura de operação no fundo do poço;
- Resistência aos fluidos produzidos, em especial ao petróleo e ao gás;

- Aderência ao tubo, de acordo com os esforços submetidos.

De acordo com as condições do projeto (temperatura, pressão) e das substâncias produzidas, a composição do elastômero varia, de maneira a proporcionar a durabilidade desejada e, conseqüentemente, garantir o êxito da aplicação.

Atualmente, os estatores fabricados com elastômeros de borracha nitrílica são os mais utilizados por apresentarem as características desejadas de resistência mecânica e flexibilidade, com baixos custos de fabricação. Atendem à maioria dos casos, entretanto não resistem à presença de determinados componentes no petróleo, sofrendo graves deformações em pouco tempo de instalação, ficando completamente inutilizados.

De acordo com a composição química do óleo, se houver presença excessiva de hidrocarbonetos aromáticos ou gás sulfídrico, é necessário que o estator seja confeccionado com elastômero em borracha especial, resistente a estas substâncias. Da mesma forma, se a temperatura no fundo do poço for excessiva, como ocorre, por exemplo, com os poços profundos.

A Tabela 3, a seguir, mostra alguns dos principais tipos de elastômeros fabricados no Brasil e suas principais características:

Tabela 3 - Elastômeros: compostos utilizados

ESTATOR			
TIPO DE ELASTÔMERO	TEMPERATURA MÁXIMA (°C)	TEOR DE H₂S (%)	TEOR DE AROMÁTICOS (%)
Borracha nitrílica	100	5	5
Nitrílica hidrogenada	150	10	5
Viton	150	8	10

d) Quanto à camada de cromo do rotor

A camada de cromo do rotor aumenta a resistência a abrasão e corrosão da bomba e favorece o deslizamento do rotor no interior do estator. Quanto maior a sua espessura, maior a sua durabilidade. A Tabela 4 apresenta alguns tipos fabricados no Brasil:

Tabela 4 - Espessura de cromo

CAMADA DE CROMO DO ROTOR	
Tipo	Espessura
Normal	0,12 mm
Especial	0,30 mm

e) Quanto ao número de lóbulos da bomba

O tipo comumente encontrado de BCP possui um único lóbulo. Mais recentemente passaram a ser fabricadas comercialmente bombas com múltiplos lóbulos (Cholet, 1998), além do tipo convencional de um único lóbulo. A Figura 13 proporciona a visualização de algumas configurações:

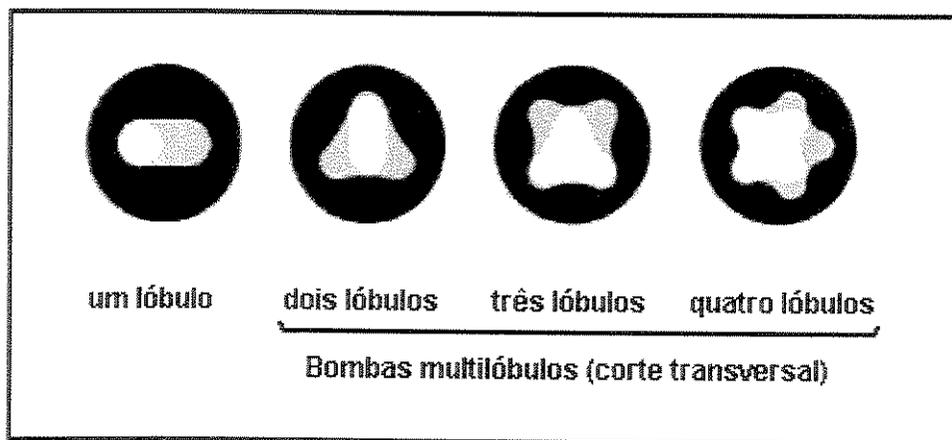


Figura 13 - Bombas multilobuladas

Trata-se de uma opção a ser considerada, pois o incremento do número de lóbulos proporciona algumas vantagens, conforme apresentado por Cholet (1998):

- maior vazão para um mesmo diâmetro, devido ao maior volume das cavidades;
- quanto maior o número de lóbulos, menor a excentricidade do rotor, reduzindo a vibração da bomba;
- menor pressão sobre cada cavidade, devido ao aumento do número de linhas de contato separando as cavidades;
- menor rotação, para obter uma mesma vazão.

3.2.2.4 Outros equipamentos

Serão mencionados alguns dos equipamentos utilizados atualmente no Brasil:

(i) Quadro elétrico

Proporciona o fornecimento de energia elétrica ao motor, com a necessária proteção contra oscilações de tensão e controle (acionamento e desligamento).

A depender do grau de proteção desejado e da receita fornecida pelo poço, sua configuração pode variar conforme o número de funções desejado, do mais simples até os mais completos.

Principais componentes do quadro elétrico:

- botoeira liga/desliga, com partida automática retardada
- relê térmico
- elemento fusível
- relê de falta de fase
- temporizador (*timer*)

(ii) Variador de velocidade

Dispositivo eletrônico que permite alterar as condições de bombeio do poço, através da mudança da rotação do motor. Determinados tipos dispensam a instalação de quadro elétrico e permitem o acoplamento de dispositivos automáticos para monitoramento e controle contínuo do poço.

3.2.3 Comparação entre BCP e BM/BCS

Que vantagens o BCP apresenta sobre os demais métodos de elevação para ser inserido em um mercado dominado há décadas por outros sistemas? Alguns autores chegam a afirmar que o BM deve ser a consideração padrão para campos terrestres (Clegg et alli, 1993). Para se preferir o BCP, a resposta deve convergir para uma das características abaixo:

- razões técnicas: o BCP opera tão bem ou melhor que outros sistemas;
- razões econômicas: o BCP proporciona menores custos globais de operação.

A seguir, serão apresentados alguns estudos comparativos publicados.

Estudos publicados (Saveth et alli, 1987 e Saveth, 1993), comparam os custos do BCP com os de seus concorrentes mais diretos, BM e BCS, apontando para uma economia em torno de 40% proporcionada pelo BCP em relação a esses métodos, em diferentes condições analisadas. Esta economia é obtida, entre outras coisas, pela menor potência necessária para elevar a coluna de fluido, gerando um menor consumo de energia elétrica em todos os casos estudados.

Após três anos de estudos na Europa, os resultados publicados (Gaymard et alli, 1988) indicam que o BCP mostrou-se apropriado para manusear óleos viscosos (melhor desempenho) e com sólidos em suspensão (maior durabilidade), apresentando um consumo de energia de 50 a 60% do BM e menores custos operacionais, além de menor investimento inicial.

O BCP tem sido utilizado com sucesso para a remoção de água em poços produtores de gás (Klein, 1991). Nestes poços, o BCP bombeia água com alto teor de finos, como carvão e areia de fraturamento, bem como algum gás. Medições realizadas em seis poços encontraram uma economia de energia elétrica de até 45%, em relação ao BM. É recomendada a utilização de algum tipo de controle de *pump-off* em poços que variem muito a vazão de produção e onde o nível dinâmico seja mantido próximo à admissão da bomba.

Estudos realizados em poços com elevado BSW e vazões variando de 95 a 160 m³/d e profundidade de 1200 a 1500 m (Wright e Adair, 1993) apontaram o BCP com uma eficiência mecânica e elétrica superior ao BM (13% a mais) e ao BCS (50%). Recomendaram a análise de novos elastômeros em poços com elevado BSW e presença de H₂S.

Estudos publicados pelo C-FER (*Centre for Engineering Research Inc.*), realizados com óleos pesados do Canadá, apontam o BCP como praticamente o único sistema apropriado a trabalhar com este tipo de petróleo (Dunn et alli, 1995). É recomendada a utilização de centralizadores de hastes nas regiões dos poços onde houver grande curvatura, para reduzir o desgaste provocado pelo atrito entre as hastes e os tubos. A seleção e o dimensionamento da bomba são apontados como críticos para a sua durabilidade. E alertam que muitas dificuldades observadas na aplicação do BCP vêm da falta de experiência operacional, agravada pela falta de padrões internacionais e de informações técnicas sobre o método, aspectos que justificam a utilização de sistemas inteligentes.

No Brasil, foram comparados os custos de produção de poços equipados com BCP e BM em um campo de Sergipe (Rodrigues, 1988). Os resultados foram favoráveis para o BM, devido à baixa continuidade operacional observada no BCP, o que elevou os custos de manutenção, por causa das freqüentes intervenções de sonda para substituição da bomba de fundo.

Mais adiante, foi realizado outro estudo comparativo do BCP em relação ao BM e ao BCS, sob dois aspectos: eficiência volumétrica⁵ da bomba e custos (Gibaldi et alli, 1994). Com base em dados de poços deste mesmo Estado, o BCP apresenta uma eficiência volumétrica significativamente superior: cerca de 60% para o BCP, contra 37% para o BM. Foi realizada uma avaliação econômica, para uma taxa de atratividade de 15% a. a., cujos resultados obtidos desta vez foram expressivamente favoráveis ao BCP, que apresentou custos mais reduzidos entre 21,5% a 59,5%, para diversas situações analisadas, conforme apresenta a Tabela 5, a seguir:

⁵ Eficiência volumétrica = produção bruta de líquido do poço / vazão nominal da bomba (Corrêa, 1989).

Tabela 5 - Comparação de custos entre BM e BCP (Gibaldi et alli, 1994)

	5 m ³ /d, 600 m		20 m ³ /d, 600 m		5 m ³ /d, 1000 m		20 m ³ /d, 1000 m	
	US\$	Dif.	US\$	Dif.	US\$	Dif.	US\$	Dif.
BM	41.932,00	%	53.295,00	%	67.402,00	%	73.843,00	%
BCP	34.510,00	21,5	39.127,00	36,2	42.247,00	59,5	55.013,00	34,2

Mais recentemente, um levantamento realizado no Rio Grande do Norte (Costa, 1996) comparou o desempenho de um grupo de poços operando com BCP e BM e ainda encontrou os mesmos problemas operacionais com o BCP. Os resultados são apresentados na Tabela 6, a seguir:

Tabela 6 - Comparação de custos⁶ entre BM e BCP (Costa, 1996)

Item	Vantagem para	Valor (US\$)
Aquisição	BCP	11.800,00
Instalação e transporte	BCP	800,00
Investimento inicial	BCP	12.600,00
Manutenção eq. Superfície	BCP	448,00/ano
Manutenção eq. Fundo	BM	2.433,00/ano
Energia	BCP	172,00/ano
Custo operacional (variável)	BM	1.813,00/ano
VPL	BM	60.000,00

Analisando a tabela, constata-se que o BM foi superior ao BCP, no cômputo geral. No entanto, pode-se observar que este resultado, mais uma vez, foi determinado por um desempenho inferior do BCP no item manutenção dos equipamentos de fundo. Nos demais itens, o BCP apresentou menores custos. Isto leva a imaginar a existência de problemas por baixa continuidade operacional deste método de elevação, elevando os custos devido a freqüentes intervenções de sonda para substituição da bomba de fundo. Estes resultados levaram à recomendação de que, neste campo, prefira-se equipar todos os novos poços com BM, em detrimento do BCP.

⁶ Os valores foram convertidos para dólares com base em uma cotação aproximada de 1,00 US\$/R\$, da época.

Possivelmente as conclusões deste estudo seriam diferentes se o BCP tivesse apresentado um desempenho operacional próximo ao BM, proporcionando um resultado geral mais satisfatório.

Em suma, diferentes estudos realizados nos últimos anos no Brasil e no exterior, com equipamentos de diversos modelos, marcas e procedências, operando sob variadas condições, convergem para os seguintes aspectos:

- o BCP apresenta custos de investimentos iniciais relativamente inferiores;
- o BCP apresenta maior eficiência energética, resultando em um menor consumo de energia;
- o BCP apresenta custos potencialmente menores, em comparação com os demais métodos bombeados;
- na prática, entretanto, muitas vezes as expectativas de redução de custos não se confirmam, fundamentalmente devido à obtenção de uma baixa continuidade operacional com os poços;

Para evitar este tipo de problema, é essencial conhecer as condições de operação dos poços e seu efeito sobre os equipamentos. Assim como em qualquer outro método de elevação, para otimizar a eficiência e a durabilidade do sistema, é preciso que se tenha a segurança de projetar, instalar e operar o BCP de maneira adequada.

3.2.4 Principais características do BCP

Diversos trabalhos publicados, como os de Saveth (1989), Klein (1991), Clegg et alli (1993), Dunn et alli (1995) e Revard (1995), apontam as seguintes características do BCP:

- habilidade para bombear óleos viscosos;
- permite trabalhar com elevadas concentrações de areia;
- sob condições apropriadas, pode trabalhar com gás livre;
- acarreta menor investimento inicial, em comparação com outros métodos;
- apresenta simplicidade de instalação e de operação;
- requer mínima manutenção;
- apresenta maior eficiência volumétrica;
- opera com motores de menor potência, gerando menor consumo de energia;
- possui boa flexibilidade operacional, ajustando-se a variáveis condições de operação;
- unidade de acionamento de superfície de pequenas dimensões e baixo risco ambiental.

Entretanto, é importante salientar que a indevida exposição da bomba a determinadas condições pode provocar danos irreversíveis aos seus componentes, em particular, ao elastômero do estator. Por este motivo, devem ser respeitadas as suas limitações:

- volume máximo produzido (diâmetro, rotação);
- altura máxima de elevação (diferencial de pressão sobre a bomba);
- temperatura máxima de operação;
- teor admissível de hidrocarbonetos aromáticos e de H₂S (Revard,1995);
- gás passando pela bomba (Klein, 1991);
- bombeamento a seco (Dunn, 1995);
- atrito e fadiga das hastes de bombeio mecânico em poços desviados;

É importante ressaltar que a falta de procedimentos operacionais específicos para o método, bem como de um projeto de dimensionamento apropriado para cada situação, podem comprometer a vida útil dos equipamentos e o resultado é a ocorrência de falhas precoces e repetidas, com a conseqüente redução da produção e elevação das perdas.

Outra questão importante diz respeito ao acionamento da bomba. A maioria dos poços operam atualmente com hastes de bombeio mecânico para acionamento da bomba de fundo. A utilização de hastes apresenta os seguintes inconvenientes:

- atrito das luvas das hastes com parede dos tubos se houver desvios ou *dog legs*;
- o atrito é agravado pela presença de areia ou fluidos corrosivos, como água salgada;
- este atrito provoca falhas, como hastes partidas e tubos furados;
- fadiga do corpo das hastes se houver desvios ou *dog legs*;
- não são adequadas para instalação em poços marítimos;
- provoca a diminuição da área aberta ao fluxo, aumentando as perdas por atrito;
- a resistência das hastes pode limitar a profundidade máxima de instalação da bomba.

Alguns autores, como Wiltse e Weir (1995) atribuem às hastes a principal razão do insucesso do BCP, em determinadas áreas. Devido aos inconvenientes, têm sido estudadas outras formas de acionar a bomba de fundo, tais como:

- haste contínua, semelhante a um arame espesso, com o comprimento do poço;
- BCP com acionamento elétrico de fundo: trata-se de uma BCP com um motor elétrico acoplado, que dispensa a utilização de hastes;
- BCP com acionamento hidráulico: neste caso, é bombeado líquido para dentro do poço, que faz girar a bomba.

Com exceção do acionamento hidráulico, os demais sistemas são oferecidos comercialmente e atualmente operam com sucesso em diversas situações. O BCP com acionamento elétrico submerso, denominado no Brasil de BCPS tem potencial para vir a tornar-se uma boa solução para bombeamento de poços de elevadas vazões, em particular em poços marítimos ou desviados, tendo sido publicadas aplicações com sucesso (Zabel, 1996), porém é necessário ter atenção para algumas limitações:

- o motor elétrico submerso provoca aquecimento dos fluidos bombeados e o estator não suporta elevadas temperaturas;
- a excentricidade do rotor em relação ao motor exige um acoplamento adequado;
- é necessário promover a separação gás/líquido, de maneira que não entre gás na bomba;
- como em qualquer BCP, é indispensável controlar a submersão da bomba;

O sucesso de um método de elevação como o BCP depende essencialmente da sua adequação ao uso e do acompanhamento e controle das suas condições de operação. Somente a adoção de adequados procedimentos de controle operacional pode garantir um desempenho satisfatório do BCP, como método de elevação artificial de petróleo.

3.2.5 Avaliação dos fatores de projeto

Para que se possa proporcionar os mecanismos adequados para proteção de falhas, é necessário comentar a respeito de algumas peculiaridades do BCP, fundamentais para o sucesso do método e que devem ser levadas em consideração no projeto do poço. São as seguintes:

- Presença de hidrocarbonetos aromáticos
- Presença de areia ou outros abrasivos
- Presença de gás na bomba
- Temperatura de operação

3.2.5.1 Presença de hidrocarbonetos aromáticos

A presença de hidrocarbonetos aromáticos no petróleo pode provocar um ataque químico ao elastômero do estator. Em decorrência deste ataque químico, a borracha (elastômero) sofre inchamento e deformação, diminuindo a folga entre o rotor e o estator, podendo causar danos ao estator, paralisando a produção do poço. A concentração máxima de hidrocarbonetos aromáticos depende do tipo de composto utilizado na confecção do elastômero.

Assim, em caso de suspeita de teor excessivo de aromáticos, é necessário realizar uma análise química específica e utilizar a bomba mais apropriada:

- com elastômero mais resistente a presença de aromáticos e/ou
- com menor ajuste entre rotor/estator (por exemplo, rotor *undersize*);
- em casos extremos, substituir por outro método (BCP não é recomendado).

3.2.5.2 Presença de gás

Como em qualquer método bombeado (Economides, 1994), a presença de gás livre na bomba é nociva ao BCP. Isto não significa que não possa ser utilizado em poços que produzem com elevada RGO. Entretanto, para obter uma boa eficiência do mecanismo, neste caso é necessário promover a separação do gás livre antes do petróleo ser admitido na bomba, pois ele reduz a sua eficiência volumétrica e diminui a lubrificação entre o rotor e o estator, provocando o seu superaquecimento e até mesmo a queima do elastômero.

A separação é obtida de maneira satisfatória se for adotado o princípio da âncora natural, em que a admissão da bomba é posicionada abaixo da base dos canhoneados, para que o líquido seja succionado e o gás ventilado pelo espaço anular até a superfície, como mostra a Figura 14, a seguir:

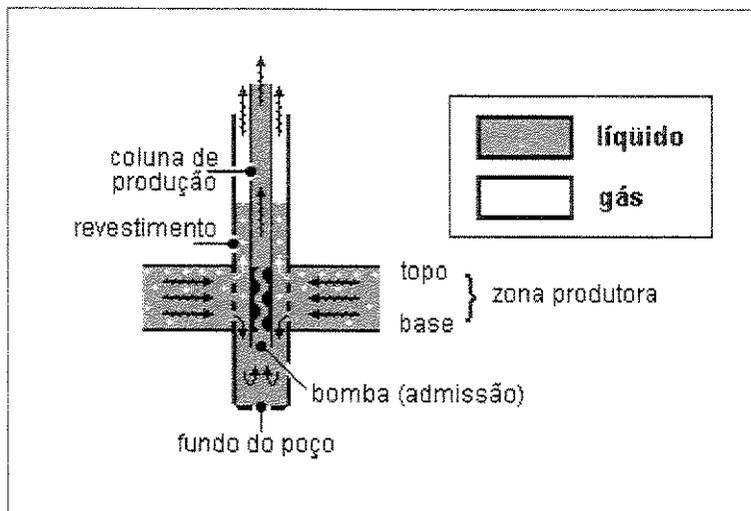


Figura 14 - Âncora natural de gás

3.2.5.3 Temperatura de operação

Outro aspecto importante a ser observado antes de se instalar BCP em um poço é a temperatura de operação no fundo do poço. O elastômero do estator não suporta elevadas temperaturas, uma vez que cada tipo de borracha suporta uma temperatura máxima. Pesquisas vêm sendo realizadas para o desenvolvimento de novos compostos que suportem temperaturas mais elevadas. Neste momento, o BCP é contra-indicado para operar, por exemplo, em poços sob efeito de injeção de vapor, onde é preferível operar com bombeio mecânico.

A combinação da viscosidade do óleo com a temperatura de operação deve ser levada em consideração para determinar o ajuste mais adequado entre o rotor e o estator.

3.2.5.4 Presença de areia e outros abrasivos

É importante destacar que uma das principais vantagens do BCP é, de um modo geral, trabalhar bem em presença de abrasivos, devido à capacidade de deformação do elastômero e por não haver contato metal/metal na bomba, mas sim entre borracha/metal. Entretanto, é necessário

não haver contato metal/metal na bomba, mas sim entre borracha/metal. Entretanto, é necessário salientar que, embora a bomba seja lubrificada pelo petróleo, a passagem de sólidos pela bomba provoca um atrito entre o rotor e o estator e que, quanto maior a sua rotação, menor será a vida útil da bomba (Dunn, 1995). Por isto, no caso da produção excessiva de abrasivos, é recomendável trabalhar com uma bomba de maior capacidade volumétrica, para obter a vazão desejada com uma menor rotação.

Capítulo 4

Sistema Inteligente para Controle de Poços com BCP

4.1 Introdução

Este capítulo é dedicado à descrição do sistema inteligente que está sendo proposto para gerenciamento e controle de poços equipados com BCP. Denominado *CONTROL: BCP* – Sistema Inteligente para Controle de Poços com BCP. O objetivo principal deste sistema é incrementar o desempenho deste método de elevação através da obtenção de maior controle sobre o funcionamento dos poços. A partir das informações armazenadas em um banco de dados e de conhecimento especialista, o sistema realiza os cálculos e as verificações necessários para determinar se os limites dos equipamentos estão sendo respeitados para as diferentes situações observadas. Para testar os conceitos utilizados, foi desenvolvido um protótipo.

Sistemas especialistas são programas de computador desenvolvidos para resolver problemas complexos que geralmente são solucionados por especialistas humanos (Rich, 1994). Para isso, precisam acessar uma base de conhecimentos representativa do domínio da aplicação.

Algumas das principais vantagens apontadas por Waterman (1986):

- elevado nível de habilidade, ajudando a resolver problemas;
- capacidade de modelagem preditiva ;
- armazenamento da memória técnica institucional;
- facilidade de treinamento.

No caso da produção de poços de petróleo, a necessidade de utilização de um sistema de gerenciamento e controle surge da constatação de que as condições de operação não permanecem estáticas ao longo do tempo. Na realidade, essas condições variam constantemente durante a vida produtiva do poço. Por este motivo, é necessário realizar um acompanhamento periódico das condições de operação e de reservatório, redimensionando o poço quando necessário e promovendo os ajustes necessários.

4.2 Revisão bibliográfica

Diversos trabalhos vêm sendo desenvolvidos na indústria do petróleo, utilizando sistemas inteligentes como ferramenta para otimização de processos. Em particular, entre os trabalhos publicados relacionados a elevação artificial, podem ser mencionados:

- foi apresentado na 63th *Annual Technical Conference and Exhibition of SPE* o trabalho *OPUS: An expert advisor for artificial lift* (Valentin e Hoffman, 1988), um sistema especialista que utiliza uma base de dados, um mecanismo de inferência e módulos interativos, composto de duas partes: representação do conhecimento e avaliação técnica e econômica;
- foi apresentado na 6th *SPE Petroleum Computer Conference* o trabalho *Use of advanced pattern-recognition and knowledge-based system in analyzing dynamometer cards*, um

sistema baseado em regras que realiza diagnósticos de problemas com o Bombeio Mecânico e sugere ações corretivas (Schirmer, Gay e Toutain, 1991);

- foi apresentado na 68th *SPE Annual Technical Conference and Exhibition* o trabalho *Intelligent diagnosis of rod pumping problems* (Alegre, Morooka e Rocha, 1993), em que é descrito o SICAD – Sistema Inteligente para Diagnóstico de Cartas Dinamométricas, cujo objetivo é identificar falhas através do reconhecimento de determinados padrões anormais em cartas dinamométricas⁸, baseado em redes neurais especialmente treinadas;
- foi apresentada na UNICAMP – Universidade Estadual de Campinas – a dissertação de Mestrado *Sistema Inteligente para aplicação de soluções para o Bombeamento Mecânico de petróleo* (Corrêa, 1995), que engloba o tratamento de informações armazenadas em banco de dados, identificação e análise de sintomas e proposta de ações corretivas.
- foi publicado nos anais do *Western Regional Meeting*, em Anchorage, Alasca, o artigo *An expert system for analyzing well performance* (Hutchins, Burton e Macintosh, 1996), no qual é descrito o sistema denominado *Well Performance System*, para gerenciamento da produção diária de poços produtores de petróleo, a partir de informações armazenadas no banco de dados *SCADA – Supervisory Control and Data Acquisition*;
- foi publicado na revista *IEEE Spectrum* o artigo *Smart oil recovery*, o qual apresenta uma visão geral das pesquisas então desenvolvidas pelo Laboratório de Inteligência Artificial da UNICAMP, em acordo de cooperação técnica com a PETROBRAS – Petróleo Brasileiro S.A., das quais foram mencionadas: controle de perfuração de poços utilizando sistemas especialistas; supervisionamento do Bombeio Mecânico; e

⁸ Utilizadas no Bombeio Mecânico, registram as cargas suportadas pela haste polida em um ciclo de bombeamento.

- automação de plantas de processamento da produção, com utilização de redes neurais e conjuntos nebulosos (Rocha, Morooka e Alegre, 1996);
- foi divulgado na 1996 *SPE Annual Technical Conference and Exhibition* o estudo *Automatic downhole card generation and classification* (Barreto, Tygel, Rocha e Morooka, 1996), descrevendo o desenvolvimento de um sistema inteligente que, a partir da carta dinamométrica obtida na superfície, realiza as correções para obter a carta real, na profundidade da bomba, e a compara com um conjunto de padrões associados a anormalidades, utilizando redes neurais;
 - foi defendida na UNICAMP a tese de Doutorado *Sistema Inteligente para elevação de poços e controle de processos petrolíferos* (Patrício, 1996), baseada em conceitos de inteligência artificial, como lógica nebulosa e redes neurais, propondo o SIEP - Sistema Inteligente para Elevação de Poços e Controle de Processos Petrolíferos, para gerenciamento integrado de poços e planta de processo;
 - foi apresentado no 2nd *SPE Applied Technology Workshop on Progressing Cavity Pumps* o trabalho *Analysis and optimization of Progressing Cavity Pump systems by Total Well Management*, sobre um sistema de gerenciamento integrado que analisa o desempenho do BCP, a coluna de hastes, a cabeça de acionamento e o motor, buscando ainda a otimização da interação do poço com o reservatório (McCoy, 1996);
 - foi publicado na revista JPT o artigo *Production management of Electric Submersible Pumps using expert system technology*, a respeito de um sistema especialista desenvolvido e implementado pela *ARCO Alaska Inc.* para controle de BCS; trata-se de uma ferramenta computacional para análise e diagnóstico de situações anormais, combinando informação de sensores em tempo real com uma base de conhecimento especialista (McLean et alli, 1998);
 - em Março de 1999, a revista *World Oil* publicou a reportagem *What's new in artificial lift*, apresentando os seguintes produtos específicos para BCP:

- analisador/controlador auto-ajustável, para controle do nível dinâmico. A partir da aquisição de dados em tempo real, como peso da coluna de hastes, pressão na cabeça e no revestimento, rotação da bomba e amperagem do motor, que são transmitidos a uma unidade de controle remoto, o sistema inteligente calcula o nível dinâmico de fluido, analisa continuamente os dados e promove os ajustes necessários;
 - monitor de temperatura do estator. Um sinal é enviado à superfície e comparado com os padrões fornecidos. Através da medição da temperatura de operação, busca-se evitar o bombeamento a seco, indicado pela elevação da temperatura.
- mais recentemente, a revista JPT de Outubro/99 dedicou um capítulo especial a sistemas inteligentes; na área de acompanhamento da produção foram publicados seguintes trabalhos:
 - *Management of well production with real-time expert systems* (McLean, Wilcoxson e Clay). Define uma estratégia geral para otimização, com os seguintes critérios: diagnóstico em tempo real, avisando a ocorrência de problemas nos poços, manutenção da operação dentro dos limites de projeto e otimização do desempenho do campo;
 - *Automated continuous-gas-lift control* (Bergeron, Cooksey e Reppel). Apresenta a utilização de controle eletrônico da injeção de gás (em fase de desenvolvimento de protótipo), cujo objetivo é manter uma taxa de produção constante em cada poço.

4.3 Arquitetura do sistema de controle

O sistema *CONTROL: BCP* manipula um banco de dados preexistentes (base de dados), contendo as informações necessárias para promover a análise de desempenho do poço. A maior parte das informações é proveniente do SIP – Sistema de Informações da Produção, da Petrobras. Contém uma base de conhecimento composta de algoritmos e regras de inferência, com a função de realizar um diagnóstico expedito a respeito de cada poço. A Figura 15, a seguir, proporciona uma visão geral do sistema de controle:

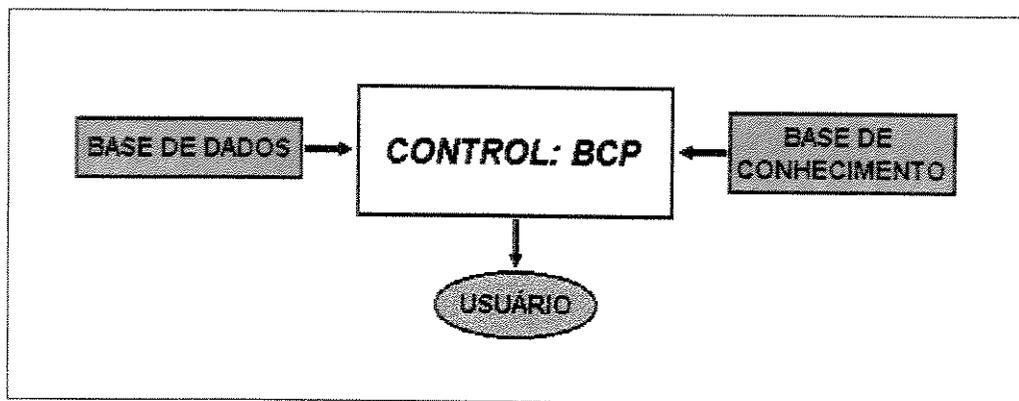


Figura 15 - Visão geral do sistema de controle

A partir da análise dos principais parâmetros operacionais, busca-se identificar a ocorrência determinadas situações indesejáveis, previstas como possíveis de acontecerem, e são emitidas recomendações que auxiliam a equipe de acompanhamento, permitindo que ela possa antecipar-se à ocorrência de danos aos equipamentos.

Para promover o gerenciamento do acompanhamento e controle do BCP, o sistema necessita de informações. A entrada de dados é estruturada em três grupos principais:

1. dados do poço;
2. equipamentos instalados;
3. acompanhamento do poço.

O primeiro grupo – dados do poço – contém informações sobre a formação produtora e a geometria do poço, tais como:

- características do óleo (grau API e viscosidade) e da água (densidade);
- geometria do poço (diâmetro do revestimento, desvio e profundidade operacional⁹ e total do poço);
- dados do reservatório (gradiente geotérmico, zona, topo e base do canhoneio);
- operações realizadas (completação, recompletação, estimulação, injeção de solvente, vapor e óleo quente);

No segundo grupo – equipamentos instalados – as informações são subdivididas em equipamentos de subsuperfície e de superfície.

- equipamentos de subsuperfície: bomba, tipo, rotação, profundidade, acionamento, diâmetros de tubos e hastes (grau e tipo de luvas);
- equipamentos de superfície: cabeça de acionamento (capacidade de carga, motor, rotação) e equipamentos auxiliares (variador de velocidade, temporizador, pressostato);

E no terceiro grupo encontram-se as informações referentes ao monitoramento da operação do poço:

- teste de produção (produção de óleo, BSW, RGO);
- nível dinâmico (nível dinâmico, pressão no revestimento);
- nível estático (nível estático, pressão no revestimento, tempo de fechamento);
- pressão estática (pressão estática, profundidade do registro);
- pressão na cabeça do poço (pressões mínima e máxima);
- teste de pressão¹⁰ da bomba (tempo de duração, pressão inicial e final);

⁹ Refere-se à existência de alguma obstrução ou tamponamento, acima do fundo do poço, limitando a profundidade máxima de assentamento da bomba.

O fluxograma simplificado, que mostra o processamento da informação, é apresentado na Figura 16, a seguir:

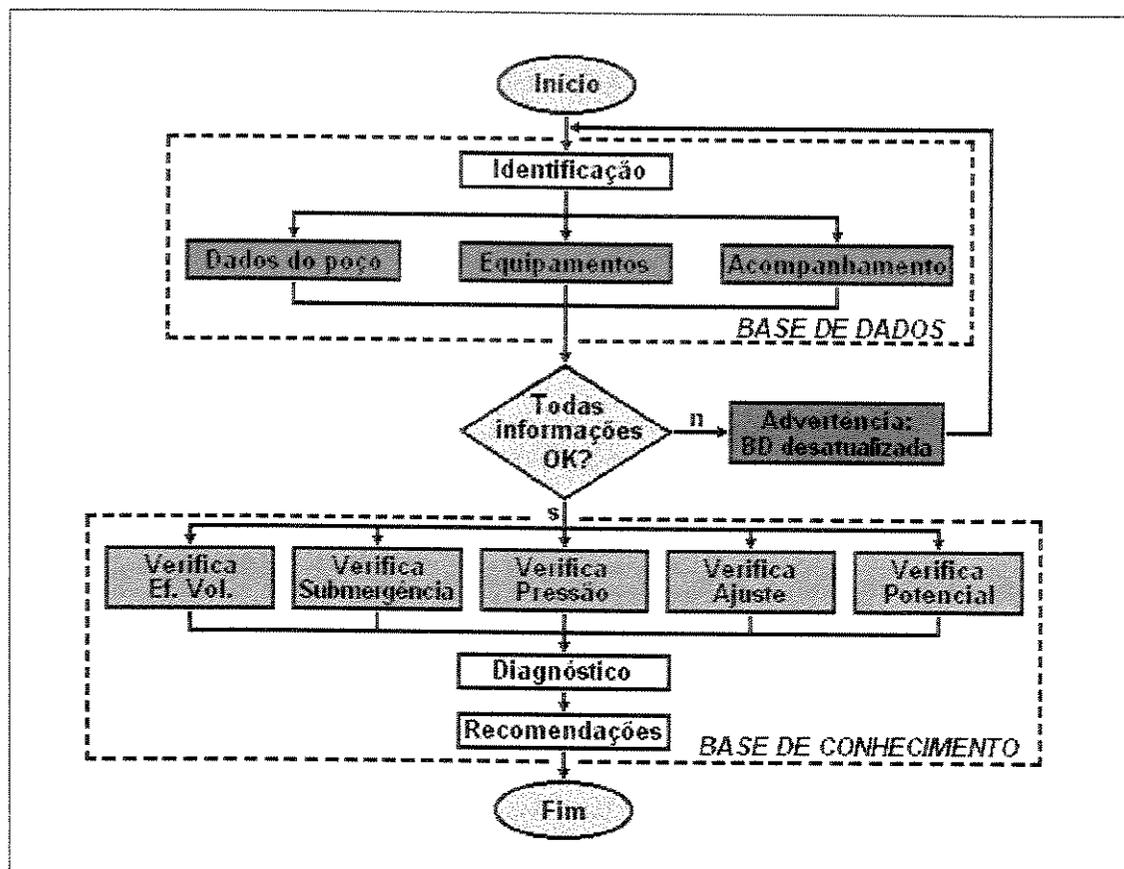


Figura 16 - Arquitetura básica do sistema de controle

Antes de realizar qualquer diagnóstico, o sistema efetua uma verificação preliminar sobre o conteúdo do banco de dados. São feitas as seguintes verificações:

- inicialmente, se o método de elevação atual do poço é BCP;
- em seguida, se o banco de dados possui as informações mínimas necessárias;
- finalmente, se as informações encontram-se atualizadas, com a periodicidade desejada.

¹⁰ Trata-se de um teste de campo para confirmar se o poço está produzindo. Com a bomba em funcionamento, a saída do poço é fechada, enquanto o operador observa se e em quanto tempo a pressão alcança o valor esperado.

Nos dois primeiros casos, o processamento não prossegue, é necessário escolher outro poço. No terceiro caso, são feitas as verificações desejadas, mas uma advertência é emitida, avisando sobre a existência de informações desatualizadas.

4.3.1 Principais parâmetros analisados

O sistema é organizado em módulos estruturados, que promovem as análises necessárias para verificação dos parâmetros desejados. Os módulos foram desenvolvidos a partir de conhecimento especialista, baseado em livros e artigos publicados e validado pela experiência prática de campo.

Baseado em algumas das principais limitações operacionais do BCP, com o objetivo de promover a otimização da operação dos poços, foram selecionados os seguintes parâmetros a serem monitorados e controlados:

- submergência da bomba;
- capacidade de pressão;
- temperatura de operação;
- interferência de gás;
- eficiência volumétrica da bomba;
- *inflow performance relationship* (IPR).

Nas seções que se seguem, será apresentado o controle efetuado sobre cada um destes parâmetros.

4.3.1.1 Submergência da bomba

Para maximizar a produção de um poço de petróleo é necessário manter a menor pressão dinâmica (P_{wb}) possível no fundo do poço (Brown, 1980). Esta deve ser verificada periodicamente e pode ser inferida a partir da medida do nível dinâmico de fluido. A condição crítica de bombeamento a seco (*pump-off*) deve ser bloqueada, por provocar danos aos equipamentos.

Para abordagem do controle deste parâmetro foram utilizados conjuntos nebulosos (*Fuzzy Sets*, Pedrycs e Gomide, 1998). Esta metodologia, aplicada a problemas de controle, é especialmente efetiva quando não se requer grande precisão e os processos possuem parâmetros que podem ser medidos ou avaliados. Tentando reproduzir o senso comum do julgamento humano, emprega variáveis linguísticas organizadas em regras de inferência. Os critérios adotados serão apresentados a seguir.

Modelagem do controlador Fuzzy

Para promover o ajuste da rotação, de acordo com as necessidades, foi desenvolvido um controlador *Fuzzy* com duas entradas e uma saída, conforme apresentado na Figura 17:

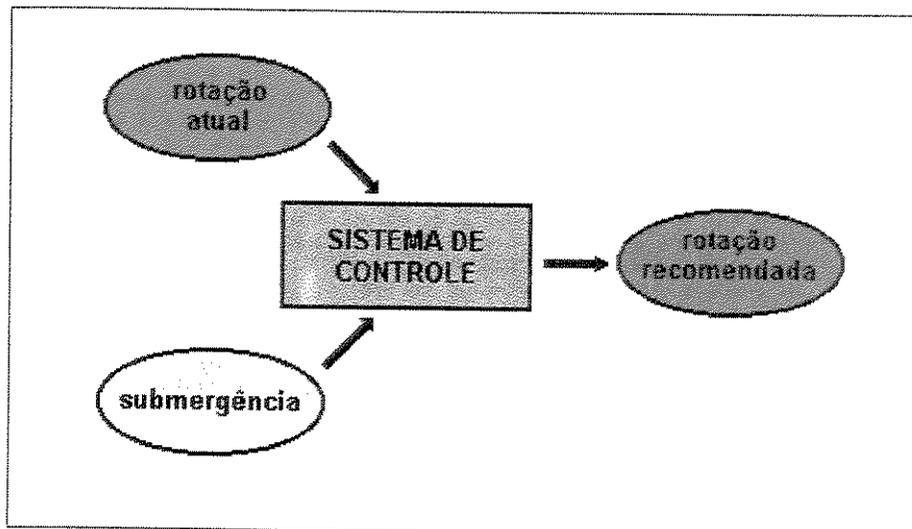


Figura 17 - Modelagem do controle da submergência

Variáveis lingüísticas¹¹

A estrutura de supervisão de um controlador *Fuzzy* provém da organização de sua base de regras. A premissa básica é que é possível especificar a sua estratégia de controle através de uma coleção de regras de inferência *if... then...* (se... então...). Assim, a estratégia de controle é estruturada através de protocolos de controle vinculando cada estado do sistema a uma correspondente ação de controle. Três variáveis lingüísticas foram utilizadas:

- S = submergência;
- R = rotação atual;
- R* = rotação recomendada.

Cada variável lingüística foi dividida em categorias distintas (Figura 18):

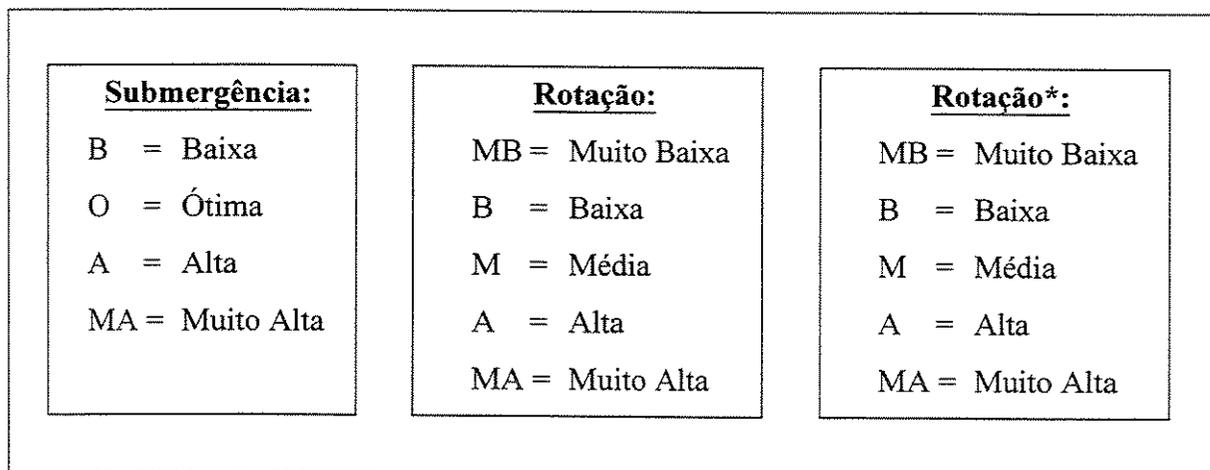


Figura 18 - Variáveis lingüísticas

Ou, utilizando outra notação:

Submergência: S = {B, O, A, MA}

Rotação: R = {MB, B, M, A, MA}

Rotação*: R* = {MB, B, M, A, MA}

¹¹ São variáveis que assumem valores lingüísticos, traduzindo valores numéricos em termos de conjuntos nebulosos

Regras de inferência

A partir da experiência técnica do autor, foi elaborada a base de regras de inferência apresentada na Tabela 7, reproduzindo decisões operacionais.

Tabela 7 - Base de regras de inferência

Se S = B e R = MB então R* = MB	Se S = A e R = MB então R* = B
Se S = B e R = B então R* = MB	Se S = A e R = B então R* = M
Se S = B e R = M então R* = B	Se S = A e R = M então R* = A
Se S = B e R = A então R* = M	Se S = A e R = A então R* = MA
Se S = B e R = MA então R* = A	Se S = A e R = MA então R* = MA
Se S = O e R = MB então R* = MB	Se S = MA e R = MB então R* = B
Se S = O e R = B então R* = B	Se S = MA e R = B então R* = M
Se S = O e R = M então R* = M	Se S = MA e R = M então R* = A
Se S = O e R = A então R* = A	Se S = MA e R = A então R* = MA
Se S = O e R = MA então R* = MA	Se S = MA e R = MA então R* = MA

Mapeamento das variáveis lingüísticas

Para caracterizar as funções de pertinência do processo, foram adotadas funções triangulares e trapezoidais, representadas gráfica e analiticamente da seguinte forma (Figuras 19, 20 e 21):

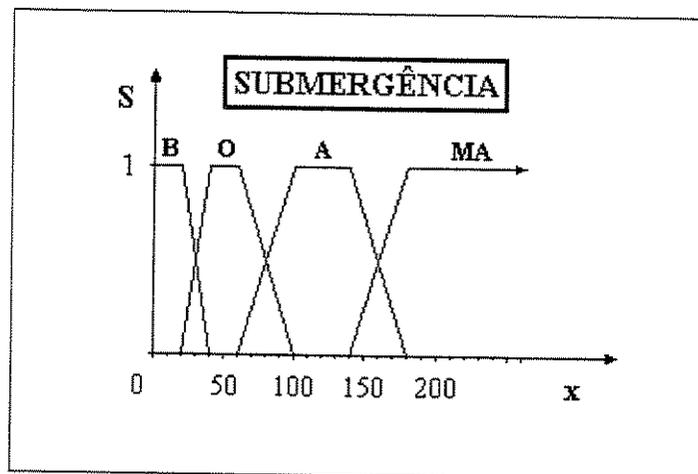


Figura 19 - Mapeamento da variável SUBMERGÊNCIA

Tabela 8 - Representação analítica da variável SUBMERGÊNCIA

$x \in [0, 20]:$	$B = 1$
$x \in [20, 40]:$	$B = (40-x) / 20, \quad O = (x-20) / 20$
$x \in [40, 60]:$	$O = 1$
$x \in [60, 100]:$	$O = (100-x) / 40; \quad A = (x-60) / 40$
$x \in [100, 140]:$	$A = 1$
$x \in [140, 180]:$	$A = (180-x) / 40; \quad MA = (x-140) / 40$
$x > 180:$	$MA = 1$

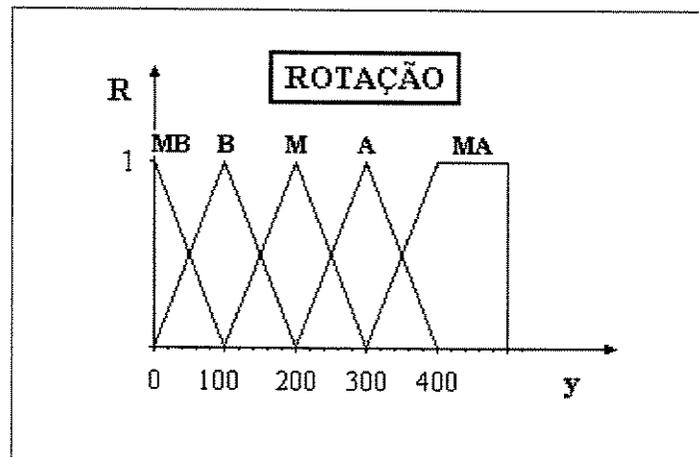


Figura 20 - Mapeamento da variável ROTAÇÃO

Tabela 9 - Representação analítica da variável ROTAÇÃO

$y \in [0, 100]:$	$MB = (100-y) / 100; \quad B = y / 100$
$y \in [100, 200]:$	$B = (200-y) / 100; \quad M = (y-100) / 100$
$y \in [200, 300]:$	$M = (300-y) / 100; \quad A = (y-200) / 100$
$y \in [300, 400]:$	$A = (400-y) / 100; \quad MA = (y-300) / 100$
$y \in [400, 500]:$	$MA = 1$

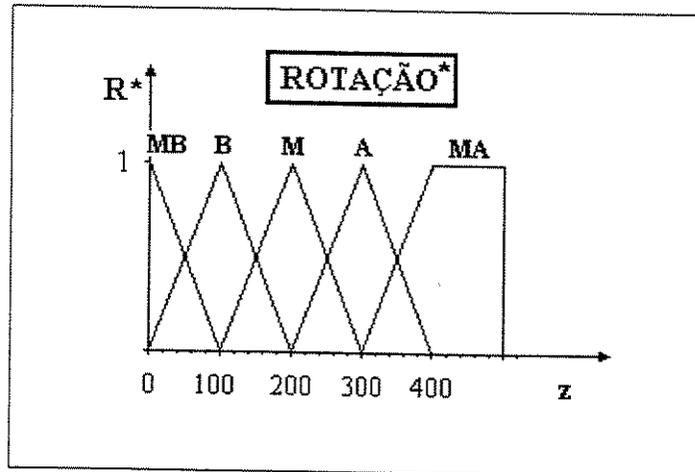


Figura 21 - Mapeamento da variável ROTACÃO*

Tabela 10 - Representação analítica da variável ROTACÃO*

$z \in [0, 100]:$	$MB = (100-z) / 100;$	$B = z / 100$
$z \in [100, 200]:$	$B = (200-z) / 100;$	$M = (z-100) / 100$
$z \in [200, 300]:$	$M = (300-z) / 100;$	$A = (z-200) / 100$
$z \in [300, 400]:$	$A = (400-z) / 100;$	$MA = (z-300) / 100$
$z \in [400, 500]:$	$MA = 1$	

Estas funções analíticas foram programadas no sistema.

*Fuzzification*¹²

Operação de conversão dos valores das variáveis de entrada, ou seja, submergência e rotação, em funções de pertinência (0 a 1), nos termos das correspondentes variáveis lingüísticas.

¹² Do Inglês *fuzzification*, assim como *defuzzification*, sem tradução específica para este caso.

Antes da determinação da resposta do sistema, é necessário proceder à união das regras de inferência ativadas; o critério adotado foi o de Mamdani (Pedrycs e Gomide, 1998).

$$AG = \max(\min(S, R, R^*)) \quad (AG = \text{operação de agregação})$$

Defuzzification

O critério adotado para conversão das funções de pertinência de volta para rotação foi o de centro de área, calculado, de acordo com os formatos das funções de pertinência adotadas (triangulares e trapezoidais), através da seguinte fórmula.

$$RPM^* = z = \frac{\sum z * AG}{\sum AG}$$

Para melhor visualização a Figura 22 apresenta um exemplo de ativação da base de regras:

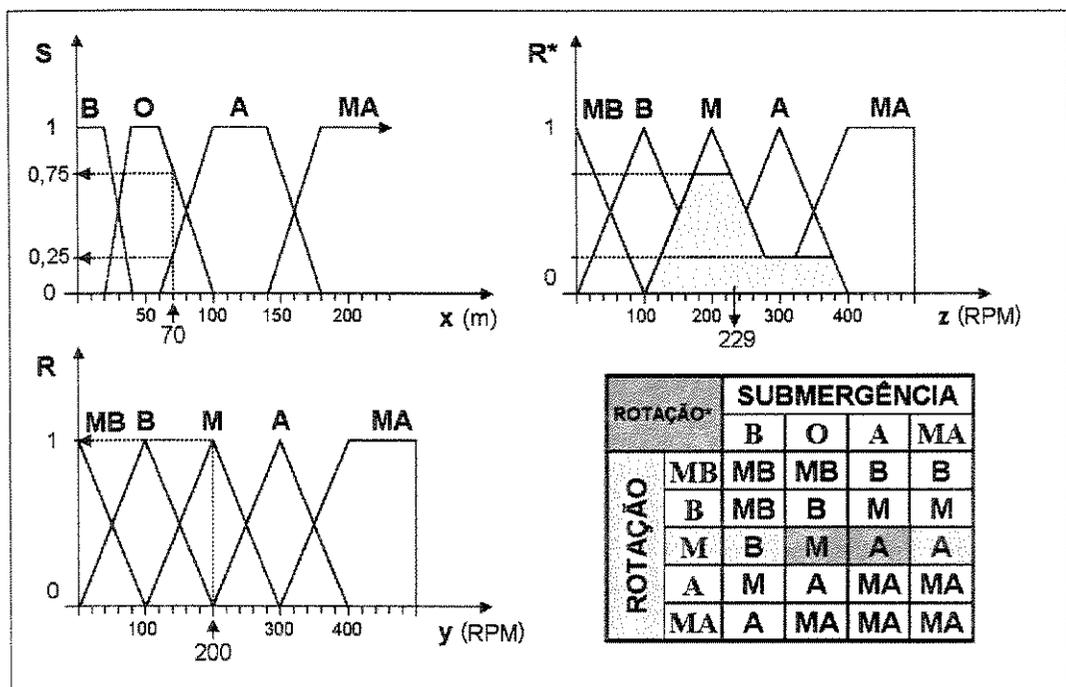


Figura 22 - Exemplo de ativação das regras de inferência

Ajuste da rotação

Em síntese, caso a submersão não esteja dentro dos limites desejados, o sistema calcula e recomenda uma nova rotação da bomba, que deve ser ajustada (reduzida ou aumentada), com o objetivo de manter um adequado nível de submersão. Foram adotados os limites atualmente utilizados para as rotações: máxima de 400 RPM e mínima de 100 RPM. Havendo necessidade de, para ajustar a submersão, ultrapassar estes valores, é recomendável proceder o redimensionamento do poço e substituir a bomba por outra de capacidade volumétrica mais apropriada à situação observada ou adotar outros procedimentos, como temporizador.

Foi aplicada ainda uma margem de tolerância em torno da rotação atual (10%) somente se a diferença ultrapassar a este valor será recomendada alguma alteração.

4.3.1.2 Diferencial de pressão aplicado sobre a bomba

A operação da bomba a uma pressão acima da recomendada pelo fabricante provoca um aumento do escorregamento de fluidos, que pode causar uma excessiva deformação do estator. Uma prolongada operação da bomba sob estas condições acelera a deterioração do elastômero e leva à ocorrência de falhas prematuras no estator (Dunn, 1994).

O escorregamento provoca ainda a redução da sua eficiência volumétrica (Cholet, 1998). A capacidade de pressão da bomba é determinada em função:

- do número de cavidades da bomba; e
- da pressão máxima fornecida por cada cavidade.

Para suportar um elevado diferencial de pressão, a bomba possui vários estágios. A capacidade de pressão da bomba pode ser obtida a partir das suas especificações, de acordo com o seu número de estágios. Quanto maior o número de estágios da bomba, maior o número de

cavidades. Entretanto não existe uma padronização da correlação entre o número de estágios e o número de cavidades da bomba (Dunn, 1994), que depende de cada fornecedor. Por isto, as bombas atualmente são especificadas de acordo com a sua pressão diferencial máxima disponível (ΔP_{disp}), conforme apresenta a Tabela 11, abaixo:

Tabela 11 - N.º de estágios x pressão diferencial na bomba

N.º estágios	ΔP_{disp} (kgf/cm ²)	AMT (mca) ¹³	ΔP_{disp} (MPa)
9	60	600	5,88
14	93	930	9,15
18	120	1200	11,77
24	160	1600	15,69
36	240	2400	23,54
48	320	3200	31,38

Por outro lado, o diferencial de pressão requerido pelo sistema (ΔP_{req}), aplicado sobre a bomba, corresponde à diferença entre a pressão requerida P_{req} e a pressão de sucção P_{suc} :

$$\Delta P_{req} = P_{req} - P_{suc} \quad (4.1)$$

$$P_{req} = P_h + P_f + P_{wh}, \text{ onde:} \quad (4.2)$$

- P_h = pressão devido ao peso da coluna hidrostática de líquido sobre a bomba;
- P_f = perdas de carga por atrito no espaço anular entre a coluna de hastes e a coluna de tubos, por onde escoam a produção;
- P_{wh} = pressão na cabeça do poço.

Como o objetivo é proceder a uma verificação rápida sobre o carregamento da bomba, serão admitidas algumas simplificações.

¹³ AMT é a altura manométrica total, expressa em metros de coluna d'água (mca)

Assim, o diferencial de pressão requerido pelo sistema pode ser estimado por:

a) Pressão hidrostática (P_h)

$$P_h = \rho_m * g * h_b, \text{ onde:} \quad (4.3)$$

$$\rho_m = \text{densidade da mistura} = \frac{\rho_o * (100 - \text{BSW}) + \rho_a * \text{BSW}}{100} \quad (4.4)$$

ρ_o = densidade do óleo

ρ_a = densidade da água

h_b = profundidade da bomba

g = aceleração gravitacional

b) Perdas de carga por atrito (P_f)

Foi adotada a equação abaixo para estimativa de P_f (Bird, 1976 apud Faria, 1995), para fluxo anular, haste concêntrica:

$$P_f = \frac{128 * \mu * Q * h}{\pi * d_t^4 * F_k}, \text{ onde:} \quad (4.5)$$

$$F_k = 1 - k^4 - \frac{(1 - k^2)^2}{\ln(1/k)} e \quad (4.6)$$

$$k = \frac{d_h}{d_t}, \text{ onde} \quad (4.7)$$

d_h = diâmetro da coluna de hastes

d_t = diâmetro da coluna de tubos (interno)

k = constante adimensional para fluxo anular

F_k = fator de correção

μ = viscosidade do fluido

Para correção do valor de ΔP_f obtido, foram adotados os seguintes critérios:

- (i) correção para excentricidade da haste: são acrescentados 8%, para a possibilidade de ocorrência do caso mais desfavorável estudado, conforme ressaltado por Faria (1995);
- (ii) consideração das luvas das hastes: as perdas são calculadas para dois diâmetros, das luvas (d_l) e do corpo das hastes (d_h); em seguida é feita uma ponderação entre as perdas no trecho do corpo das hastes e no das luvas (onde o diâmetro é maior), com o objetivo de considerar a perturbação provocada pela variação de diâmetro, conforme estudo de Blanco (1999):
- $0,90 * d_h$ para o corpo das hastes;
 - $0,10 * d_l$ para as luvas das hastes.

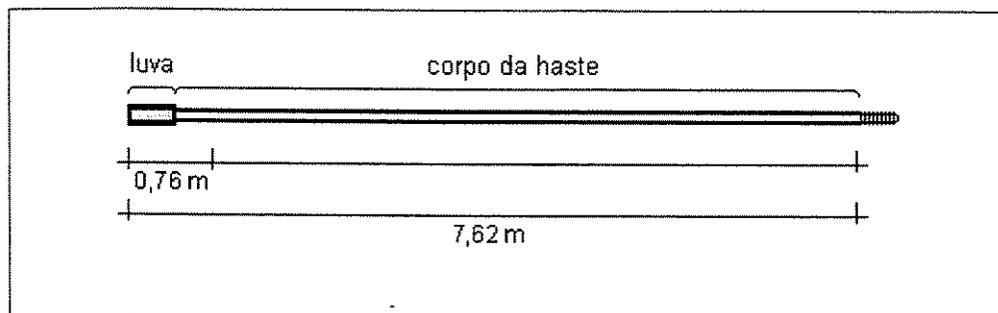


Figura 23 - Esquema de uma haste de bombeio mecânico

c) Pressão na cabeça do poço (P_{wh})

Como regra geral, os poços são dimensionados para suportarem convenientemente as pressões na cabeça (P_{wh}) observadas durante o dia. Entretanto, em determinadas situações, como baixa temperatura ambiental, o petróleo pode sofrer aumento de viscosidade, o que dificulta o seu escoamento e provoca o crescimento da pressão na linha de produção. Somente através da medição da pressão na cabeça dos poços, pode-se detectar a ocorrência de pressões anormalmente elevadas e detectar os seus valores máximos ($P_{wh \text{ Máx}}$).

O carregamento da bomba é verificado para as duas situações: P_{wh} e $P_{wh\ Máx}$, como será mostrado adiante.

d) Pressão de sucção da bomba (P_{suc})

É a única das parcelas consideradas nestes cálculos que auxilia na elevação, por isto entra nas equações com o sinal contrário. Mais uma vez, serão consideradas duas condições: atual (P_{suc}), referente ao nível dinâmico mais recente e mínima desejada (P_{sucMin}), relacionada a submergência mínima a ser mantida sobre a bomba. Caso a submergência atual seja inferior à mínima desejada, por segurança será adotada a atual, enquanto não forem efetuados os ajustes necessários na rotação, para elevar a submergência. Para o cálculo da pressão dinâmica no fundo do poço, é acrescentada a pressão do revestimento, medida na superfície. É desprezado o peso da coluna de gás.

De posse destas informações, é calculado o diferencial de pressão requerido pelo sistema, para as duas condições verificadas: mínima (atual ou normal) e máxima (mais desfavorável).

Assim:

$$\Delta P_{reqMin} = P_h + P_f + P_{wh} - P_{suc} \quad (4.8)$$

$$\Delta P_{reqMax} = P_h + P_f + P_{whMax} - P_{sucMin} \quad (4.9)$$

A verificação realizada, para as duas condições, é:

Diferencial de pressão requerido (mínimo) < Diferencial de pressão disponível?

Diferencial de pressão requerido (máximo) < Diferencial de pressão disponível?

Em caso negativo, o dimensionamento do poço deve ser verificado, sendo que a primeira hipótese (pressão mínima acima do permitido) é crítica. O alerta é apresentado e cada situação deve ser analisada individualmente. Entretanto, podem ser consideradas as seguintes alternativas:

- instalar pressostato ou, se a situação se repetir periodicamente, temporizador, para desligamento da bomba nos períodos de picos de pressão;
- manter um nível dinâmico mais elevado, ajustando a produção para obter uma maior pressão de sucção na bomba;
- se necessário, programar a substituição da bomba.

4.3.1.3 Temperatura no fundo do poço

O elastômero do estator suporta apenas limitadas temperaturas (Cholet, 1998). Temperaturas elevadas provocam dilatação, deformação até mesmo a queima do estator. Injeções de óleo quente e de vapor (mais grave) para dentro do poço não são recomendadas. Para alcançar o tempo de vida útil esperado, a bomba deve operar sempre dentro da faixa de temperatura recomendada pelos seus fabricantes.

O sistema procede as seguintes ações:

- a) verifica a ocorrência de injeções, dentre as perdas de produção registradas no banco de dados e é emitida uma advertência a respeito;
- b) calcula a temperatura de fundo, a partir do gradiente de temperatura, e avisa caso ultrapasse o valor limite especificado pelo fabricante (atualmente 100 °C);
- c) verifica o ajuste da bomba recomendado pelo fornecedor para a condição observada de temperatura de operação (T) e viscosidade do óleo (ν_o).

Um dos fabricantes de BCP no Brasil, a Weatherford, recomenda em seu catálogos que seja adotado o seguinte ábaco (Figura 24) para determinação do melhor ajuste da bomba a partir dos valores da viscosidade do óleo e da temperatura de operação:

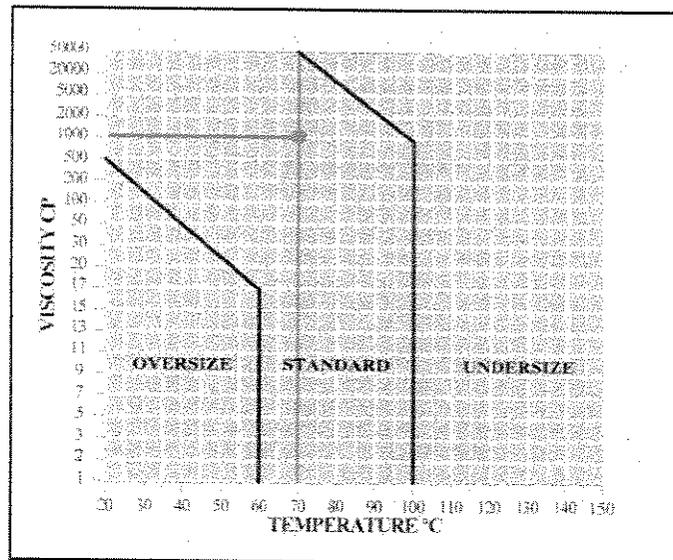


Figura 24 - Seleção do ajuste ideal entre rotor e estator (Weatherford, 1998/1999)

Para determinação do ajuste ideal da bomba, estão sendo adotadas as inferências abaixo, extraídas desta figura:

Caso 1: ajuste *oversize*

$$\text{se: } v_o < e^{(0,0015 \cdot T^2 - 0,2082 \cdot T + 9,7784)} \quad (\text{para } 20 \text{ }^\circ\text{C} < T < 60 \text{ }^\circ\text{C}) \quad (4.10)$$

Caso 3: ajuste *undersize*

se $T > 100 \text{ }^\circ\text{C}$ ou

$$\text{se: } v_o > e^{(0,0018 \cdot T^2 - 0,4382 \cdot T + 32,7796)} \quad (\text{para } 70 \text{ }^\circ\text{C} < T < 100 \text{ }^\circ\text{C}) \quad (4.11)$$

Caso 2: ajuste *standard*

$$\text{as demais possibilidades} \quad (\text{para } 20 \text{ }^\circ\text{C} < T < 150 \text{ }^\circ\text{C}) \quad (4.12)$$

4.3.1.4 Interferência de gás

Conforme comentado anteriormente, a ocorrência de interferência de gás na bomba reduz a eficiência volumétrica da bomba. Este problema pode ser evitado durante o projeto e instalação dos equipamentos. O mais comum e efetivo é o posicionamento da bomba abaixo do canhoneio (Revard, 1995), a denominada *âncora natural*.

Com relação a este problema, o sistema verifica o posicionamento da bomba, ou seja, se a sua admissão está abaixo da base do canhoneio e adverte, em caso negativo, para a possibilidade de ocorrência de interferência de gás (Figura 14).

4.3.1.5 Eficiência volumétrica

O valor da eficiência volumétrica (EfVol) indica se a bomba apresenta um desempenho satisfatório ou não, sinalizando para a ocorrência de algum problema mecânico. Seu cálculo é realizado da seguinte forma:

$$\text{EfVol} = \frac{Q_t}{Q_b} * 100\% , \text{ onde:} \quad (4.13)$$

Q_t = produção total do poço (óleo + água), medida na superfície, e

Q_b = vazão nominal da bomba, nas condições atuais (*pump displacement*)

Em seguida, o valor de EfVol é classificado por faixas, de acordo com os critérios apresentados na Tabela 12:

Tabela 12 - Classes de Eficiência Volumétrica

Grupo	Faixa
I	$EfVol \leq 25\%$
II	$25\% < EfVol \leq 50\%$
III	$50\% < EfVol \leq 75\%$
IV	$75\% < EfVol \leq 100\%$
V	$EfVol > 100\%$

São considerados desejáveis os padrões dos Grupos III e IV (este, o ideal). Os poços encontrados nos Grupos I e II geram uma advertência a respeito da baixa eficiência de bombeamento, sendo que no primeiro caso (Grupo I), é bloqueada qualquer recomendação de aumento de rotação da bomba até que seja realizado um teste de pressão, que confirme que o poço esteja produzindo. No caso de $EfVol > 100\%$ (Grupo V) é emitida uma advertência a respeito da possibilidade de haver alguma informação incorreta, uma vez que não são esperadas produções acima da capacidade da bomba. Antes do sistema recomendar uma alteração de rotação, verifica o valor de EfVol.

4.3.1.6 Inflow Performance Relationship (IPR)

O sistema, de posse de dados atualizados e confiáveis da pressão estática do poço, do nível dinâmico e do teste de produção, calcula e plota a curva IPR de cada poço, por dois critérios (Vogel, 1968):

- IPR linear;
- Curva de Vogel.

A IPR linear é válida somente para pressão estática acima da pressão de saturação de gás do reservatório, em que não haja gás saindo de solução, nas condições de subsuperfície. Sua equação adimensional é:

$$\frac{Q}{Q_{MÁX}} = \frac{P_e - P}{P_e}, \text{ onde} \quad (4.14)$$

P = pressão dinâmica (atual)

P_e = pressão estática do reservatório

Q = vazão do poço (atual)

$Q_{MÁX}$ = vazão máxima do poço

A curva IPR proposta por Vogel em seu estudo, é válida para reservatórios com mecanismo de gás em solução, caso mais comum. A sua equação adimensional é representada a seguir.

$$\frac{Q}{Q_{MÁX}} = 1 - 0.20 * \frac{P}{P_e} - 0.80 * \left(\frac{P}{P_e} \right)^2 \quad (4.15)$$

Onde Q e P representam as atuais condições de operação, por exemplo, um teste de produção e uma medição de nível dinâmico, representativos, realizados recentemente.

A Figura 25 mostra exemplos de ambas as curvas IPR (linear e de Vogel).

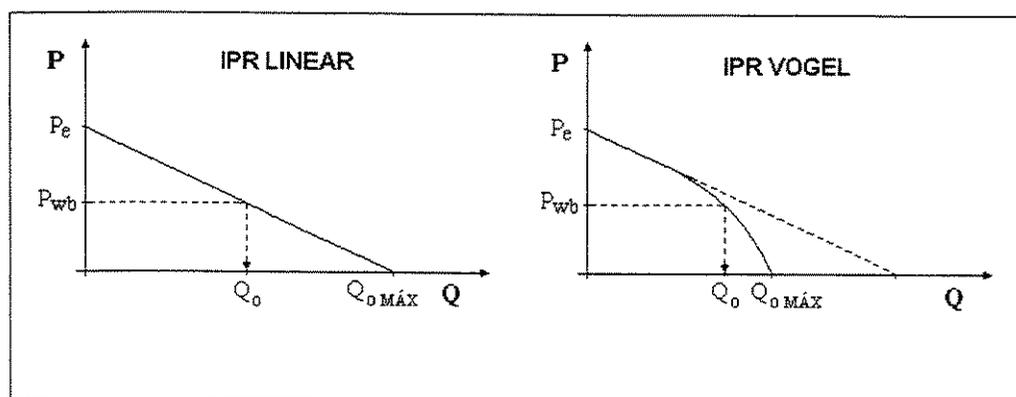


Figura 25 - *Inflow performance relationship*

Por último, em ambos os casos, a produção máxima $Q_{o Máx}$ (ou potencial de produção) é estimada para a condição operacional considerada ideal, i.e. a pressão de fluxo no fundo do poço tendendo a zero.

Capítulo 5

Resultados

Para aferição do funcionamento do sistema, foram empregados dados reais do histórico do acompanhamento de um campo produtor de petróleo da Bahia. Este campo foi selecionado por apresentar um número considerado representativo de poços ativos equipados com BCP, um total de 63 na data de referência. As informações foram obtidos a partir do banco de dados institucional da Petrobras, o SIP - Sistema de Informações da Produção.

Como estas informações são atualizadas diariamente e os poços continuam, na maioria dos casos, sofrendo alterações até hoje, foi necessário escolher-se uma data de referência, arbitrada como sendo 31 de Dezembro de 1998. Assim, foi feita uma pesquisa na base de dados a respeito da última alteração de cada informação realizada até aquela data, para realizar uma análise da situação de cada poço. Todas as estatísticas, para efeito de comparação com padrões desejados foram realizadas tendo como referência esta data.

Para que a base de dados possa ser considerada confiável, é preciso que atenda aos seguintes requisitos:

- sempre que ocorrerem alterações de estado, trocas de equipamentos ou mudanças nas condições de operação etc., estas sejam alimentadas no banco de dados;
- que as condições de operação e os resultados obtidos sejam medidos e alimentados periodicamente no banco de dados, a intervalos regulares, visando a capturar tendências e modificações no comportamento do poço, graduais ou abruptas, mas sempre significativas;
- que em todos os casos em que for possível, os poços sejam equipados na condição de âncora natural, favorecendo a separação de fases e evitando a interferência de gás e a perda de eficiência do BCP; nos casos em que isto não for possível, os poços devem ser analisados separadamente.

Em suma, os resultados obtidos com a implementação do sistema refletirão a qualidade das informações manipuladas. A qualidade é representada pela fidelidade à realidade e pelo seu grau de atualização.

É necessário destacar que, antes de iniciar o processamento, são verificadas ainda as seguintes condições:

- se o poço é BCP;
- se encontra-se em produção na data de referência, no estado 1 (em produção normal), no estado 2 (em produção, com perdas);
- se estiver no estado 3 (parado, contabilizando perdas), o poço também pode ser analisado se for necessário;
- no resumo do campo são levados em consideração apenas os estados 1 e 2;
- se as informações mínimas necessárias estão disponíveis.

Na data de referência, os poços estudados apresentavam a seguinte situação, mostrada pela Figura 26:

Estado do poço	Nº	%
Estado 1	57	90%
Estado 2	0	0%
Estado 3	6	10%
Total de poços	63	100%

Estado 1 = em produção normal
Estado 2 = em produção, c/ perdas
Estado 3 = sem produzir, c/ perdas



Figura 26 - Distribuição dos poços por estado

Pode-se observar que 57 poços estavam produzindo na data de referência (Estados 1 e 2). Assim, o diagnóstico resumo do campo será restrito a estes poços. Os demais poços que encontravam-se parados (Estado 3) naquela data, não serão considerados nas estatísticas apresentadas a seguir.

A análise prossegue com os 57 poços pré-selecionados nesta etapa inicial. Em seguida, em uma primeira instância, o sistema **CONTROL: BCP** procura aferir a qualidade das informações através da investigação das seguintes condições:

- verifica se a pressão dinâmica (calculada a partir da medição do nível dinâmico) é superior à estática, advertindo caso seja detectada esta situação. É recomendado repetir a medição. Presume-se, a princípio, que a última pressão estática registrada provavelmente seja a maior pressão que o reservatório pode atingir;
- sinaliza quando o poço apresentar o valor da eficiência volumétrica superior a 100%, o que pode significar, muitas vezes, uma inconsistência no banco de dados, pois a produção máxima esperada do poço é a vazão nominal da bomba;
- se o poço apresentar um potencial de produção muito baixo, estipulado neste estágio do desenvolvimento como inferior $1 \text{ m}^3/\text{d}$, é recomendada a realização de um EVTE - Estudo de Viabilidade Técnica e Econômica, para confirmar se vale a pena mantê-lo em produção.

A continuidade da análise dos dados mostrou que, com relação à eficiência volumétrica, três poços precisam ser verificados por apresentarem um valor de EfVol acima de 100%, como mostra a Figura 27.

Ef. Volumétrica	Nº	%
< 25 %	14	25%
25 - 50 %	23	40%
50 - 75 %	13	23%
75 - 100 %	4	7%
> 100 %	3	5%
Total de poços	57	100%

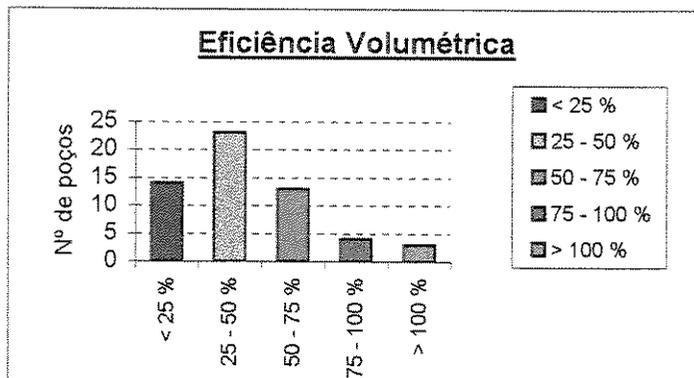


Figura 27 - Distribuição dos poços, de acordo com a eficiência volumétrica

Observam-se ainda, 14 poços apresentam eficiência volumétrica no grupo I, considerada insatisfatória, o que vai gerar um indicativo de que estes poços devem ser submetidos a uma análise mais detalhada, na qual novas medições poderão ser necessárias.

Outro importante aspecto a ser analisado refere-se à atualização das informações. Tão temerário quanto utilizar informações incorretas, é trabalhar com informações desatualizadas, que não reflitam a realidade presente. Assim, com base nos padrões técnicos operacionais vigentes na Bahia, foram adotados os seguintes critérios:

- 1) Teste de produção: a ser atualizado a cada dois meses.
- 2) Nível dinâmico: a ser atualizado a cada dois meses.
- 3) Pressão estática ou nível estático: a ser atualizado dois anos.

É importante destacar que esta é a frequência mínima com que os poços necessitam ter seus parâmetros básicos de acompanhamento medidos e atualizados no banco de dados. Os resultados destas verificações efetuadas pelo sistema, são apresentados na Figura 28, a seguir:

Informações	Nº	%
TP	39	68%
PE	52	91%
ND	31	54%
Total de poços	57	

TP = teste de produção > 60 dias
PE = pressão estática > 2 anos
ND = nível dinâmico > 60 dias

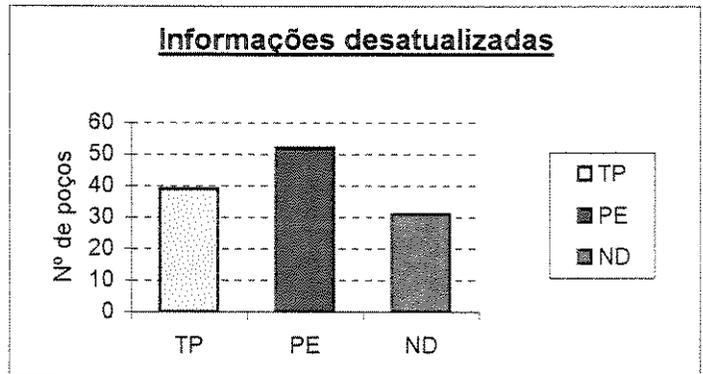


Figura 28 - Poços com informações consideradas atrasadas ou em falta

Observa-se que os dados apresentam um expressivo grau de incerteza devido ao atraso na medição de importantes parâmetros. É necessário verificar a situação geral de cada poço antes de proceder as ações requeridas. Muitas vezes pode ser necessário, em primeiro lugar, atualizar o banco de dados e o sistema apresenta esta situação no diagnóstico fornecido.

Na etapa seguinte, o sistema verifica alguns pré-requisitos básicos do BCP, necessários para obter uma visão geral do poço. A temperatura de fundo é calculada a partir do gradiente geotérmico da área e comparada com a temperatura limite de 100 °C, máxima recomendada para os elastômeros utilizados mais comumente (borracha nitrílica). Nenhum dos poços analisados ultrapassou este limite, como mostra a Figura 29. Este resultado foi natural, pois os poços são rasos, da ordem de 500 m.

Temperatura	Nº	%
> 100 °C	0	0%
< 100 °C	57	100%
Total de poços	57	100%

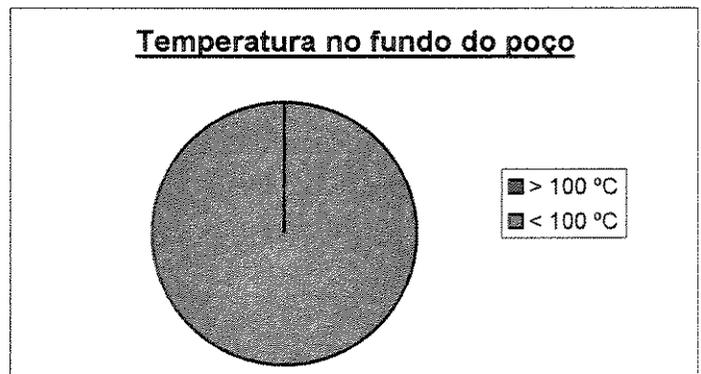


Figura 29 - Temperatura de operação, no fundo do poço

A temperatura no fundo do poço, a menos que seja introduzida alguma fonte de calor, como motor elétrico, injeção de óleo quente ou vapor, ou aumento do atrito na bomba, espera-se que seja mantida constante. O sistema avisa caso detecte no banco de dados o registro de alguma injeção de vapor ou óleo quente no poço.

Outra verificação importante é com relação ao posicionamento da bomba, se ela se encontra fora da condição de âncora natural, o que somente se admite caso o poço apresente alguma dificuldade técnica na realização do projeto, que limite o seu posicionamento. A situação encontrada foi a seguinte (Figura 30):

Âncora natural	Nº	%
não	17	30%
sim	40	70%
Total de poços	57	100%

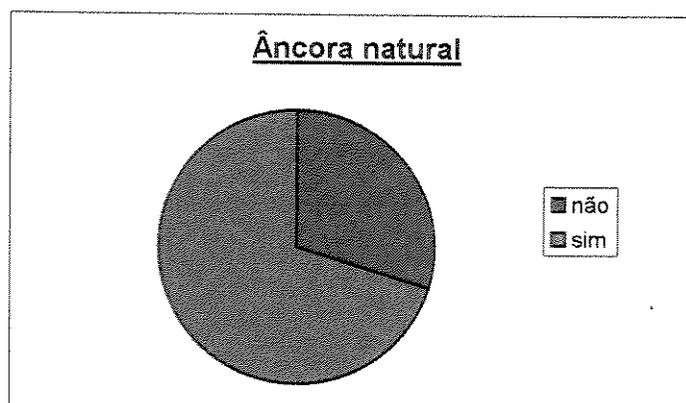


Figura 30 - Verificação da condição de âncora natural

Por segurança, as recomendações com relação ao grupo de poços que não apresentam âncora natural fica dependendo de análise individual caso a caso, pois pode significar falha na base de dados. Felizmente a grande maioria dos poços (70%) não apresentam esta condição, indicando que estejam protegidos adequadamente contra a interferência de gás na bomba.

A próxima verificação a ser realizada é com relação à submergência da bomba. A partir de medições periódicas do nível dinâmico, busca-se manter uma reduzida pressão dinâmica no fundo do poço sem arriscar a integridade física da bomba, sensível a danos no caso de bombear a seco. Sem estas medições, estaria-se trabalhando no escuro, sem o conhecimento das condições de operação e conseqüentemente sem controle sobre os poços e sem proteção aos equipamentos.

A partir da análise dos poços, realizada pelo Sistema de Controle, observa-se a situação apresentada pela Figura 31:

Submersão	Nº	%
baixa	27	47%
ótima	4	7%
alta	26	46%
Total de poços	57	100%

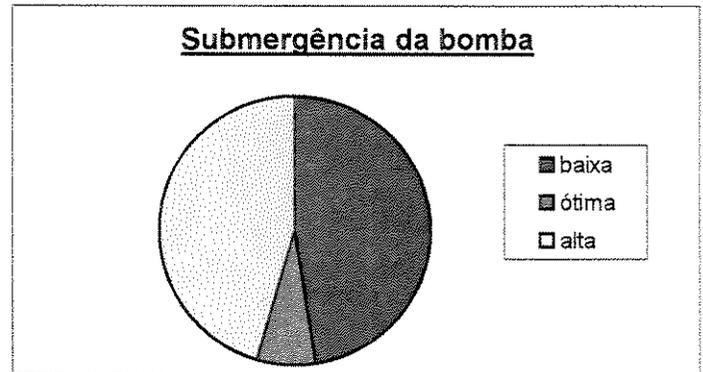


Figura 31 - Submersão da bomba

A partir destes resultados, pode-se inferir que:

- um número significativo de poços (47%) apresentam nível dinâmico muito próximo à bomba; esta condição é considerada de risco pois se o nível dinâmico atingir a bomba poderão acontecer danos aos equipamentos;
- também é significativa a quantidade de poços (46%) que podem proporcionar ganhos de produção, se forem adotadas os ajustes e as correções necessárias;
- não foi possível estimar, de maneira confiável, o potencial de ganho de produção destes poços devido à falta de determinadas informações na base de dados, principalmente a pressão estática ou o nível estático, na maioria dos poços;
- apenas 4 poços (7%) estavam operando na faixa de submersão considerada ótima, na data de realização da pesquisa.

Mais duas verificações ainda foram realizadas. A primeira, quanto ao intervalo entre intervenções de sonda, para limpeza e substituição dos equipamentos de subsuperfície. O objetivo é que estes equipamentos apresentem o maior tempo de vida útil possível, sendo uma referência comumente encontrada é o período mínimo de 18 meses. A Figura 32 apresenta resultados aparentemente satisfatórios (32 meses) obtidos com o mecanismo, embora não representem o tempo de vida útil dos poços, devido ao tempo de espera.

Interv. sonda	Nº	%
< 12 meses	11	19%
12 a 18 meses	28	49%
> 18 meses	18	32%
Total de poços	57	100%
média	32 meses	

Intervalo médio entre intervenções de sonda para limpeza

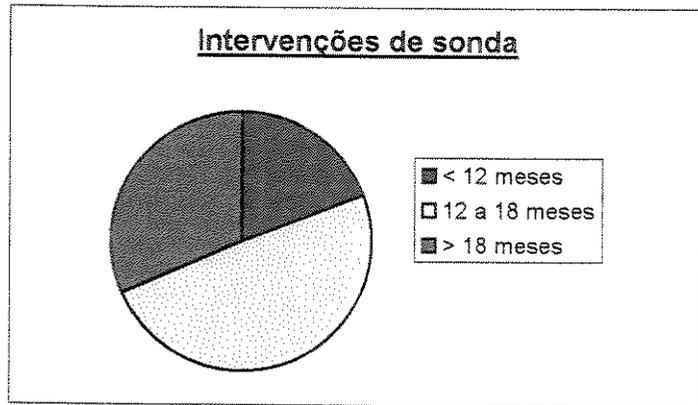


Figura 32 - Intervenções de sonda para limpeza

A última verificação é referente ao diferencial de pressão a que as bombas são submetidas, que não apresentou nenhuma anormalidade, com respeito às condições usuais de operação, como mostra a Figura 33. Não foram encontrados registros de pressões anormalmente elevadas na cabeça dos poços analisados.

Pressão	Nº	%
Mínima > Requerida	0	0%
Máxima > Requerida	0	0%
OK!	57	100%
Total de poços	57	100%

Pressão mínima: situação normal
Pressão máxima: situação mais desfavorável



Figura 33 - Diferencial de pressão sobre a bomba

É importante comentar também que, como os poços são rasos, de fato não era esperado que fossem encontradas anormalidades com a pressão diferencial ou com a temperatura. Por esta razão foram analisados dois poços mais profundos, mesmo estando parados, cujos diagnósticos são apresentados a seguir:

Poço 1:

- profundidade da bomba: 1502 m (canhoneio 1490 a 1492 m);
- temperatura de operação 75 °C (abaixo de 100 °C);
- âncora natural: sim;
- carregamento mínimo (condição atual): 50% da capacidade máxima;
- carregamento máximo (mínima submersão): 70% da capacidade máxima.

⇒ Recomendações do sistema: efetuar teste de pressão e atualizar banco de dados. Falta o valor da pressão estática para inferir o potencial de produção.

Poço 2:

- profundidade da bomba: 2209 m (canhoneio 2137 a 2210 m);
- temperatura de operação 99 °C (abaixo de 100 °C);
- âncora natural: não;
- carregamento mínimo (condição atual): 65% da capacidade máxima;
- carregamento máximo (mínima submersão): 14% acima da capacidade da bomba.

⇒ Recomendações do sistema: efetuar teste de pressão, limitar a profundidade do nível dinâmico e a pressão na cabeça, verificar o posicionamento da bomba e atualizar o banco de dados. Sua curva IPR indica um potencial de produção de 5 m³/d, embora com a limitação da submersão este valor tenha que ser reduzido.

Em suma, existe muito trabalho a fazer, a começar pela adequação e atualização da base de dados, que possui alguns problemas, e trata-se de condição indispensável para a implantação desta metodologia. As recomendações obtidas nos casos analisados apresentam uma coerência com o raciocínio especialista empregado.

Capítulo 6

Conclusões e recomendações

6.1 Conclusões

Do presente estudo, de construção de um modelo e implementação de um sistema especialista de controle, através da organização do conhecimento especialista e construção e teste de um protótipo, pode-se apresentar uma série de vantagens esperadas por este modelo de abordagem:

1) Potencial de redução de custos:

- pela diminuição do número de equipamentos danificados resultante da ação preventiva nos poços que apresentarem submergência insuficiente;
- pela redução do número de intervenções de sonda para substituição de equipamentos de subsuperfície;
- pela maior agilidade na detecção de problemas que porventura venham a ocorrer, devido à adoção de uma metodologia de acompanhamento sistemático dos poços e pelo rápido fluxo das informações e decisões;

- pela redução do consumo de energia (elétrica ou combustível), devido ao melhor ponto de operação obtido;
- pela redução de hh (homens hora) requerido para análise periódica de grande número de poços;
- por não acarretar investimentos em equipamentos caros (ferramenta computacional de baixo custo), apenas em uma melhor utilização dos recursos humanos e materiais disponíveis.

2) Aumento de receita, pelo ganho de produção obtido:

- pela redução de perdas de produção;
- por permitir trabalhar com uma pressão dinâmica mais reduzida, em um ponto mais favorável da curva IPR (43% dos poços analisados apresentaram submergência considerada elevada, indício de potencial de ganho);

3) Valorização profissional:

- pelo trabalho de cunho essencialmente técnico, mas também gerencial, por envolver a coordenação de trabalho em equipe;
- pela motivação proporcionada pelo controle sobre o campo e pelos resultados alcançados;
- por causa da mudança de paradigma: em vez da ênfase na detecção e conserto de problemas (que voltam a se repetir), novo foco no monitoramento e controle voltados à detecção de variações e à prevenção de falhas;
- por facilitar o treinamento e reciclagem profissional.

4) Benefícios intangíveis:

- armazenamento da memória técnica da empresa;
- valorização dos bancos de dados existentes (SIP);
- transparência para a realização de auditorias.

6.2 Recomendações

Para que a implantação deste sistema seja eficaz, é necessário atentar para os seguintes detalhes:

- 1) Envolvimento de gerentes e equipes: é necessário que as equipes participem da implantação deste sistema, para que a percebam como uma ferramenta para crescimento profissional, em vez de apenas um controle externo, para auditoria.
- 2) Atualização do banco de dados. A confiabilidade do sistema depende da qualidade das informações trabalhadas, que devem ser atualizadas com a frequência necessária para que correspondam à realidade do momento.
- 3) Adequação da base de dados. Sem perder de vista as suas características fundamentais do SIP, como banco de dados institucional, é preciso acrescentar as informações que atualmente não estão presentes, necessárias para a realização de todos os diagnósticos.
- 4) Desenvolvimento de sistemas de controle análogos para os demais métodos de elevação e para poços injetores de gás e de água.
- 5) Promover os ajustes necessários para migração de dados do SIP e colocar o sistema para operar.

Referências Bibliográficas

- ALEGRE, L., MOROOKA, C. K., ROCHA, A. F. *Intelligent diagnosis of rod pumping problems*. Houston: 68th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers. SPE 26516. October 1993. p.97-107.
- API SPECIFICATION 11B (SPEC 11B). *Specification for sucker rods (pony rods, polished rods, couplings and subcouplings*. Washington: API. 24th ed., 1990. 51p.
- BARRETO, M. A., TYGEL, M., ROCHA, A. F., MOROOKA, C. K. *Automatic downhole card generation and classification*. Denver: 1996 SPE Annual Technical Conference and Exhibition. SPE 36605. October 1996. p.311-318.
- BERGERON, T., COOKSEY, A. Automated Continuous Gas Lift Control. *Journal of Petroleum Technology*. Vol. 51, n. 10. October 1999. SPE 54635. p.38.
- BLANCO, L. B. *Estudo da elevação de óleos pesados através de BCP utilizando-se o método de elementos finitos*. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Petróleo) - Faculdade de Engenharia Mecânica, Unicamp, 1999. 168p.
- BROWN, K. E. *The technology of artificial methods*. Vol.2a. Tulsa: Pennwell Books, 1980. 720p.

- BUCARAM, S. M., PATTERSON, J. C. Managing artificial lift. *Journal of Petroleum Technology*. Vol. 46, n. 4, April 1994. p.335-340.
- CAMPOS, V. Falconi. *TQC: Controle da Qualidade Total (no estilo Japonês)*. 5ª ed. Belo Horizonte: Fundação Christiano Ottoni, Escola de Engenharia da UFMG. 1992. 229p.
- CHOLET, H. *Progressing Cavity Pumps*. Paris: Éditions Technip, 1997. 120p.
- CLEGG, J. D., BUCARAM, S. M., HEIN Jr., N. W. Recommendations and comparisons for selecting artificial-lift methods. SPE 24834. *Journal of Petroleum Technology*. Vol. 45, n. 12. Richardson: Society of Petroleum Engineers, December 1993. p.1128-1167.
- CORRÊA, J. F. *Programa EFVOL*. Salvador: Petrobras, 1989. Programa de computador, de uso interno.
- CORRÊA, J. F. *Bombeio de Cavidades Progressivas*. Apostila Petrobras, 1990, 3ª Ed.
- CORRÊA, J. F. *Sistema inteligente para aplicações de soluções ao Bombeamento Mecânico de Petróleo*. Campinas: Dissertação (Mestrado em Engenharia de Petróleo) - Faculdade de Engenharia Mecânica, Unicamp, 1995.
- COSTA, R. O. *Estudo comparativo do Bombeamento por Cavidades Progressivas (BCP) com o Bombeamento Mecânico Alternativo (BM) no campo de Canto do Amaro*. Mossoró: Petrobras. Agosto 1997. 12p.
- DONNELLY, R. W. *Artificial lift: oil and gas production*. Austin: University of Texas at Austin, 1985. 74p.
- DUNN, L. J., MATTHEWS, C. M. *Progressing Cavity Pumping System application in heavy oil production*. Alberta: International Heavy Oil Symposium. SPE 30271, June 1995. 10p.

- DUNN, L. J., MATTHEWS, C. M. and ZAHARY, T. *Progressing Cavity Pumping System: Design operation and performance optimization - Course notes*. Edmonton/Alberta: C-FER Centre for Frontier Engineering Research, September 1994. 374p.
- DUTRA, L. E., CECCHI, J. C., *Petróleo, preços e tributos - Experiência internacional e política energética nacional*. 1998. 123p.
- ECONOMIDES, M., HILL, A. D., EHLIG-ECONOMIDES, C. *Petroleum Production Systems*. New Jersey: Prentice Hall, 1994. 609p.
- FARIA, R. C. *Estudo experimental do gradiente de pressão em tubulações anulares concêntricas e excêntricas com e sem rotação*. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Petróleo) - Faculdade de Engenharia Mecânica, Unicamp, 1995.
- GAYMARD, B., CHANTON, E., PUYO, P. *The Progressing Cavity Pump in Europe: results and new developments*. Singapore: 7th Offshore South East Asia Conference. OSEA 88136, SPE 17676. February 1988. p.444-453.
- GIBALDI, J. et alli, *Sistema de Bombeio por Cavidades Progressivas: uma alternativa técnico-econômica crescente na elevação artificial de óleo*. 5^o Congresso Brasileiro de Petróleo e CONEXPO ARPEL, 1994. IBP. 16p.
- HUTCHINS, L. A., BURTON, R. K., MACINTOSH, D. J. *As expert system for analyzing well performance*. Alaska: Western Regional Meeting in Anchorage. SPE 35705, May 1996. p.545-554.
- INSTITUTO BRASILEIRO DO PETRÓLEO. *Petróleo - Dicionário técnico Inglês/Português Português/Inglês*. Rio de Janeiro: Fotomática Editora Ltda., 1985. p.77, 182.

- ISHIKAWA, K. *What is Total Quality Control? The Japanese way*. Englewood Cliffs: Prentice Hall, 1985. 215p. Tradução de TQC Towa nanika: Nipponteki hinshitsu kanri, 1984.
- KLEIN, S. T. *The Progressing Cavity Pump in coalbed methane extraction*. Lexington: Society of Petroleum Engineers Eastern Regional Meeting. PE 23454, October 1991. p.377-387.
- LEA, J. F., WINKLER, H. W., SNYDER, R. E. What's new in artificial lift. *World Oil*. Vol. 231, n. 3, March 1999. p.55-65.
- MACHLINE, C., MOTTA, I. S., WEILL, K. E. et alli. *Manual de administração da produção*. Rio de Janeiro: Fundação Getúlio Vargas, 2a. edição 1972. 617p.
- MAXIMIANO, A. C. A. *Introdução à Administração*. 4ª ed. revista e ampliada. São Paulo: Atlas. 1995. 476p.
- MAXIMIANO, A. C. A. *Teoria geral da Administração: da escola científica à competitividade em economia globalizada*. São Paulo: Atlas, 1997. 374p.
- McCOY, J., *Analysis and optimization of Progressing Cavity Pump systems by Total Well Management*. Tulsa: 2nd Society of Petroleum Engineers Progressing Cavity Pump Workshop, November 1996. Capturado da Internet em 03/03/99. 2p.
Disponível em <http://www.tulsaweb.com/midcont-spe/abs-3.htm>
- McLEAN, D., CLAY, R., GOULD, W. *Production management of Electric Submersible Pumps using expert system technology*. New Orleans: Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers. SPE 49189, September 1998. p.617-631.
- McLEAN, D., WILCOXSON, J., CLAY, R. *Management of well production with real time expert systems*. Anchorage: 1999 SPE Western Regional Meeting. SPE 54635, May 1999. p.34.

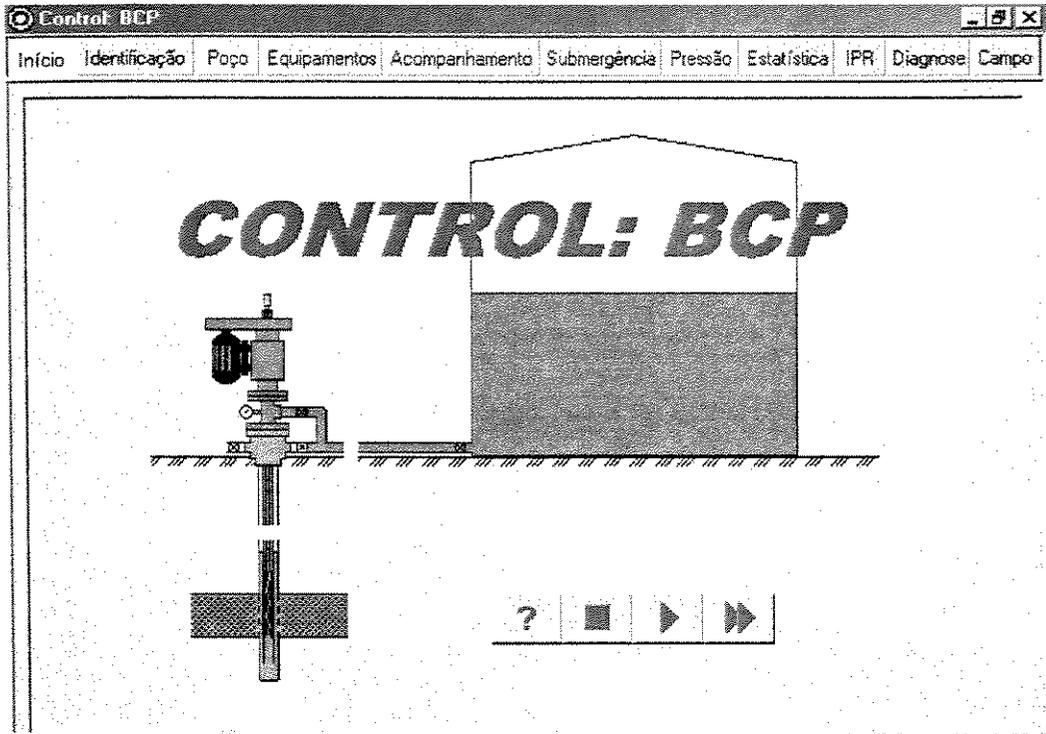
- MEGGINSON, L., MOSLEY, D. C., PIETRI Jr., P. H. *Administração: Conceitos e aplicações*. São Paulo: Harbra, 4ª Ed., 1998. 614p.
- MOINEAU, R. *A new capsulism*. Paris: Doctoral thesis (Faculty of Sciences). University of Paris. 1935. 46p.
- NEELY, B., GIPSON, F., CLEGG, J. et al. *Selection of artificial lift method - A panel discussion*. San Antonio: 58th Annual Fall Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineering of AIME. SPE 10337, October 1981. 10p.
- PATRÍCIO, A. R. *Estudo de um sistema inteligente para elevação de poços e controle de processos petrolíferos*. Campinas: Dissertação (Doutorado em Engenharia de Petróleo) - Faculdade de Engenharia Mecânica, Unicamp, 1996. 113f.
- PEDRYCS, W., GOMIDE, F. *An introduction to fuzzy sets - analysis and design*. London: MIT Press, 1998. 485p.
- REVARD, J. M. *The Progressing Cavity Pump Handbook*. Tulsa: Pennwell Books, 1995. 167p.
- RICH, E., KNIGHT, K. *Inteligência artificial*. São Paulo: Makron Books, 1994. 722p.
- ROCHA, A., MOROOKA, C. K. Smart oil recovery. *IEEE Spectrum*. July 1996. p.48-51.
- RODRIGUES, R. A. *Comparativo dos custos de determinados poços com Bombeio Mecânico e Bombeio de Cavidades Progressivas no Campo de Sirizinho*. Petrobras, Abril, 1988. 23p.
- SAVETH, K. J., KLEIN, S. T., FISHER, K. B. *A comparative analysis of efficiency and horsepower between Progressing Cavity Pumps and Plunger Pumps*. Oklahoma: Society of Petroleum Engineers Production Operations Symposium. SPE 16194, March 1987. p.87-92.

- SAVETH, K. J., KLEIN, S. T. *The Progressing Cavity Pump: principle and capabilities*. Oklahoma: Society of Petroleum Engineers Production Operations Symposium. SPE 18873, March 1989. p.429-434.
- SAVETH, K. J. *Field study of efficiencies between Progressing Cavity, Reciprocating and Electric Submersible Pumps*. Oklahoma: Production Operations Symposium. SPE 25448, March 1993. p.389-394.
- SCHIRMER, P., GAY, J. C., TOUTAIN, P. *Use of advanced pattern-recognition and knowledge-based system in analyzing dynamometer cards*. Dallas: Sixth SPE Petroleum Computer Conference. SPE 22305, June 1991. p.160-170.
- SPE - SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. *The SI Metric System of Units and SPE Metric Standard*. 2nd ed. Richardson: Society of Petroleum Engineers. 1984. 39p.
- SPE - SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. Series Sponsored by SPE Foundation. Subsurface equipment/artificial lift: maximizing production from the well. *Journal of Petroleum Technology*, v. 51, n. 5. Richardson: Society of Petroleum Engineers, May 1999. p.24-28.
- TUBINO, D. F. *Manual do Planejamento da Produção*. São Paulo: Atlas, 1997.
- VALENTIN, E. P., HOFFMANN, F. C. *OPUS: An expert advisor for artificial lift*. Houston: 63rd Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers. SPE 18184, October 1988. p.171-178.
- VOGEL, J. V. Inflow performance relationship for solution-gas drive wells. *Petroleum Transactions*, v. 243. Dallas: Institute of the Office of the Society of Petroleum Engineers. 1968. p.83-92.

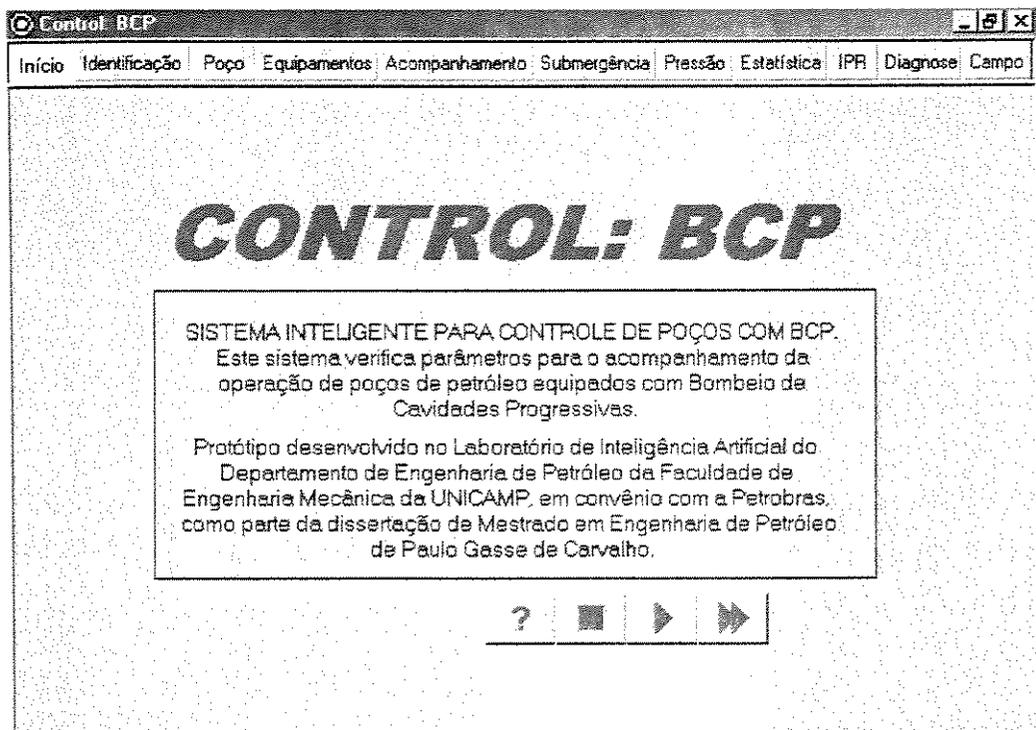
- WATERMAN, D. A. *A guide to expert systems*. Massachusetts: Addison-Wesley Publishing Co. 1986. 419p.
- WEATHERFORD Indústria e Comércio Ltda. *Progressing Cavity Pumps*. São Leopoldo. Catálogo 1998/99. 48p.
- WILTSE, D. J., WEIR, B. A. *Eliminating sucker rod couplings can reduce Progressing Cavity Pump operating costs*. Alberta: International Heavy Oil Symposium. SPE 30275, March 1995. 11p.
- WORLD CRUDE PRICES. *Journal of Petroleum Technology*, v. 49, n. 1. Richardson: Society of Petroleum Engineers, January 1997. p.6.
- WORLD CRUDE PRICES. *Journal of Petroleum Technology*, v. 50, n. 2. Richardson: Society of Petroleum Engineers, February 1998. p.6.
- WORLD CRUDE PRICES. *Journal of Petroleum Technology*, v. 51, n. 2. Richardson: Society of Petroleum Engineers, February 1999. p.6.
- WORLD CRUDE PRICES. *Journal of Petroleum Technology*, v. 51, n. 10. Richardson: Society of Petroleum Engineers, October 1999. p.4.
- WRIGHT, D. W., ADAIR, R. L. *Progressive Cavity Pumps deliver highest mechanical efficiency/lowest operating cost in mature Permian Basin waterflood*. Oklahoma: Production Operations Symposium. SPE 25417, March 1993. p.123-130.
- YERGIN, D. *O Petróleo: Uma história de ganância, dinheiro e poder*. São Paulo: Página Aberta. 2ª Ed., 1994. 932p.

ZABEL, L. *Electric Submersible Progressing Cavity Pump (ESPCP): an alternative lift method for problem applications*. Tulsa: 2nd Society of Petroleum Engineers Progressing Cavity Pump Workshop, November 1996. Capturado da Internet em 03/03/99. 3p.
Disponível em <http://www.tulsaweb.com/midcont-spe/abs-5.htm>

Anexo I – Telas do sistema *CONTROL: BCP*



Tela 1: Tela inicial do sistema ?



? Tela 1*: Apresentação ▶

Control: BCP - [Identificação do poço]

Início Identificação Poço Equipamentos Acompanhamento Submergência Pressão Estatística IPR Diagnose Campo

Identificação

Área: Campo:

Poço: Início de produção:

Háfodo de elevação: Acionamento:

Tipo: Fluido: Estado:

Avança até o poço ou digite prefixo e número

CS-4

Tela 2: Escolha do poço

Control: BCP - [Dados do poço]

Início Identificação Poço Equipamentos Acompanhamento Submergência Pressão Estatística IPR Diagnose Campo

Líquidos produzidos

Limite de produção: m³/d

Viscosidade do óleo: cp

Grau API do óleo: °API

Densidade do óleo:

Densidade da água:

Intervalo produtor

Carinhoneio do revestimento

Zona: Topo: m

Abertura: Base: m

Operações realizadas

Completação em:

Restauração em:

Estimulação em:

Avaliação

Intervenção de limpeza em:

Injeção de solvente

Injeção de vapor

Circulação óleo quente

Geometria do poço

Vertical Desviado Horizontal

Diâmetro do revestimento: pol

Profundidade do poço

Profundidade operacional: m

Profundidade total: m

Gradiente geotérmico

Gradiente: °C + °C a cada 30 m Temperatura de operação: °C

Tela 3: Dados do poço escolhido (leitura do banco de dados)

Control: BCP - [Dados dos equipamentos instalados]

Início Identificação Poço Equipamentos Acompanhamento Submergência Pressão Estatística IPR Diagnose Campo

CS 4 U

Equipamentos de subsuperfície

Bomba de fundo

Modelo (Código SIP): 118,3002

Nº de Estágios: 18

Capacidade volumétrica: 0,04 m³/d/RPM

Profundidade da bomba: 570 m

Elastômero: Borracha nitrílica

Ajuste atual da bomba: Standard

Ajuste recomendado: OVERSIZE

Coluna de produção e hastas

Diâmetro dos tubos: 2,441 pol

Diâmetro das hastas: 0,875 pol

Tipo de luva: Fullsize

Acionamento: Hastes de bombeio

Equipamentos de superfície

Cabeça de acionamento

Modelo (Código SIP): 4000.2

Capacidade de carga: 4 ton

Potência do motor: 10 cv

Rotação do motor: 1160 RPM

Rotação da bomba: 220 RPM

Regime de operação: 24 h/dia

Equipamentos auxiliares

Variador de velocidade

Temporizador

Pressostato

Centralizadores de hastas

Tela 4: Equipamentos instalados (leitura do banco de dados)

Control: BCP - [Acompanhamento do poço]

Início Identificação Poço Equipamentos Acompanhamento Submergência Pressão Estatística IPR Diagnose Campo

CS 4 U

Teste de produção

Produção de óleo: 2,3 m³/d

BSW: 1,8 %

RGD: 160 m³/m³

Último registro: 18/12/98

Teste de pressão da bomba

Duração: 30 min

Pressão inicial: 7 kgf/cm²

Pressão final: 21 kgf/cm²

Último registro:

Acompanhamento do nível dinâmico

Nível dinâmico: 502 m

Pressão do revestimento: 7 kgf/cm²

Último registro: 03/11/98

Pressão na cabeça do poço

Pressão mínima: 7 kgf/cm²

Pressão máxima: 7 kgf/cm²

Último registro:

Medição do nível estático

Nível estático: 400 m

Pressão do revestimento: 0 kgf/cm²

Último registro: 01/01/80

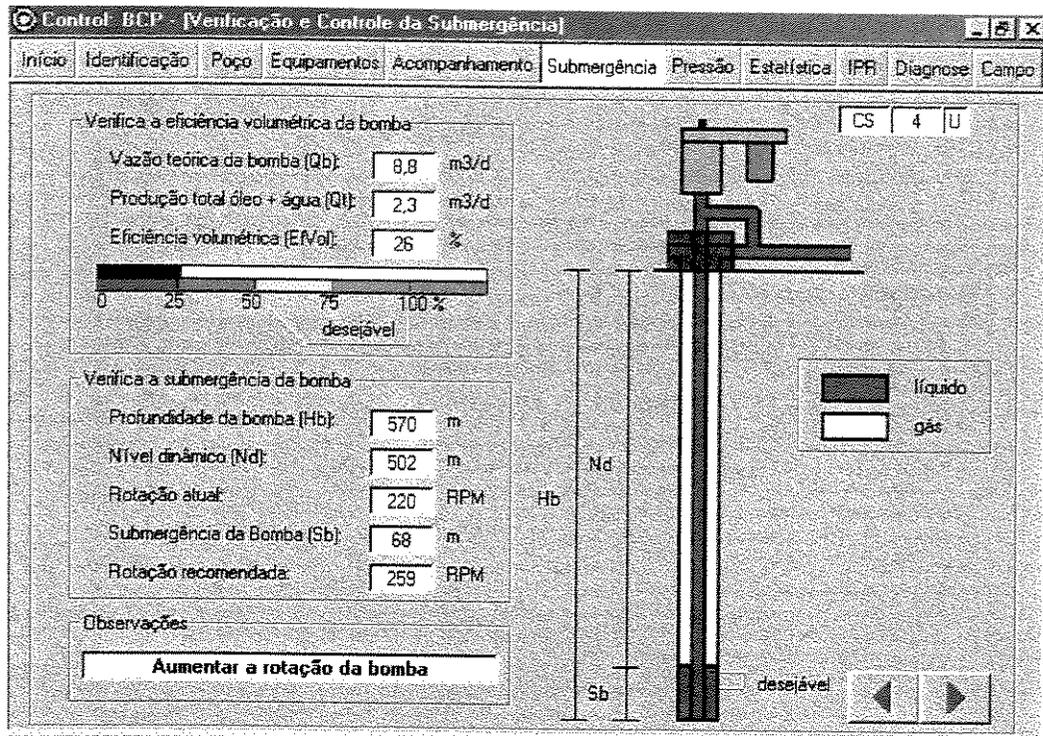
Registro de pressão estática

Pressão estática: 17,1 kgf/cm²

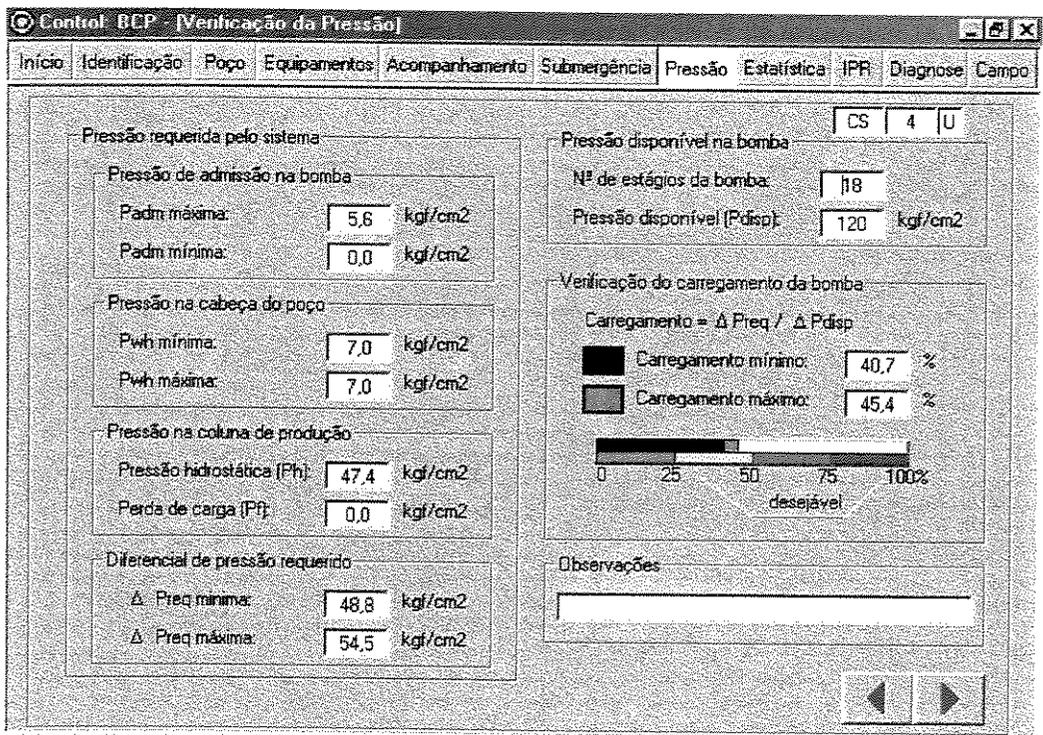
Profundidade: 450 m

Último registro: 17/04/95

Tela 5: Acompanhamento da operação do poço



Tela 6: Verificação da submersão e da eficiência volumétrica



Tela 7: Verificação do diferencial de pressão sobre a bomba

Control BCP - [Estatísticas do poço]

Início Identificação Poço Equipamentos Acompanhamento Submersão Pressão Estatística IPP Diagnóstico Campo

CS 4 U

Verificação das informações

	Dias	Desejável	Estado
Último teste de produção:	18/12/98	13	< 60 dias
Último nível dinâmico:	03/11/98	58	< 60 dias
Último nível estático:	01/01/90	6939	< 730 dias
Última pressão estática:	17/04/95	1354	< 730 dias
Última intervenção de sonda:	20/10/98	72	> 550 dias

Estatísticas

Idade do poço-zona: 38 anos

Tempo em operação: 8 anos

Operação/Idade: 20,2 %

Intervenções de limpeza: 8 nº

Média entre intervenções: 57 meses

Legenda

- Dentro da faixa
- Desvio < 50 %
- Desvio de 50 a 100 %
- Desvio > 100 %

Situação do poço

Em operação

Tela 8: Estatísticas do poço

Control BCP - [Produtividade do poço]

Início Identificação Poço Equipamentos Acompanhamento Submersão Pressão Estatística IPP Diagnóstico Campo

CS 4 U

Registro de pressão estática ou medição do nível estático

Pressão estática: 17,1 kgf/cm² @ 450 m

Data do RPE: 17/04/95

Nível estático: 245 m

Nível estático: m PR: kgf/cm²

Data do NE:

Registro do nível dinâmico

Nível dinâmico: 502 m

Pressão do revestimento: 7 kgf/cm²

Data do nível dinâmico: 03/11/98

Pressão dinâmica

Atual (medida): 12,6 kgf/cm²

Mínima desejada: 3,3 kgf/cm²

Estimativa do potencial de produção

Vazão atual de óleo: 2,3 m³/d

Potencial: IPP Linear 3,8 m³/d

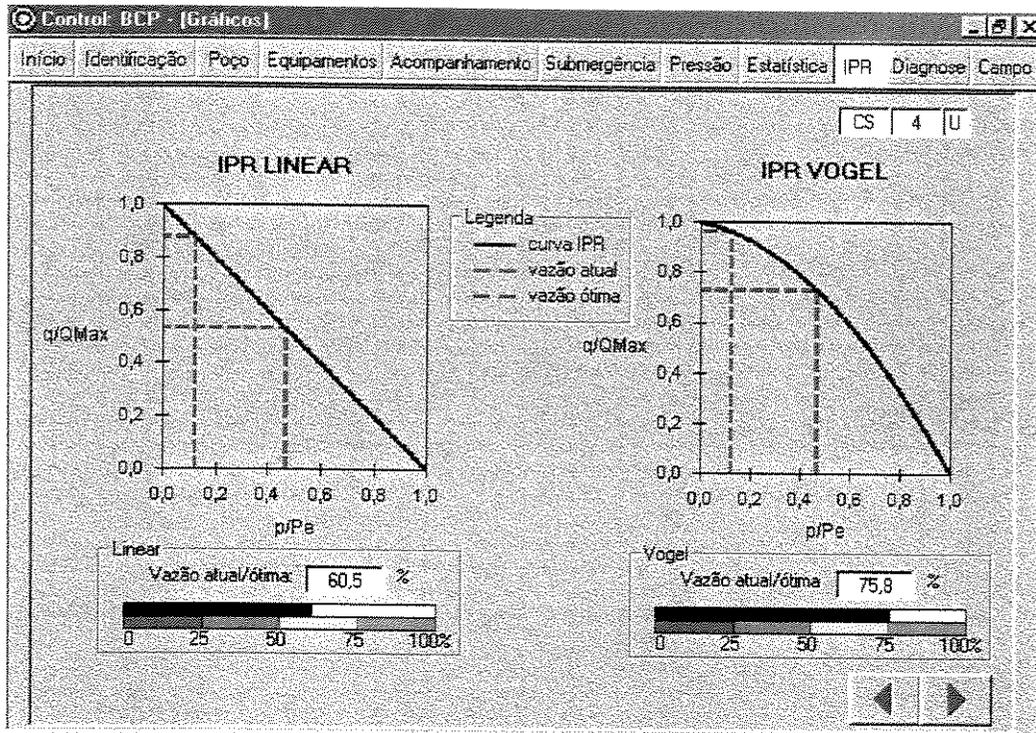
IPP Vogel 3,0 m³/d

Verificação da interferência de gás na bomba

Âncora natural de gás? Sim

Verificar pressão do revestimento

Tela 9: Curva IPR e cálculo do potencial de produção



◀ Tela 9*: Apresenta as duas opções de curva IPR ▶

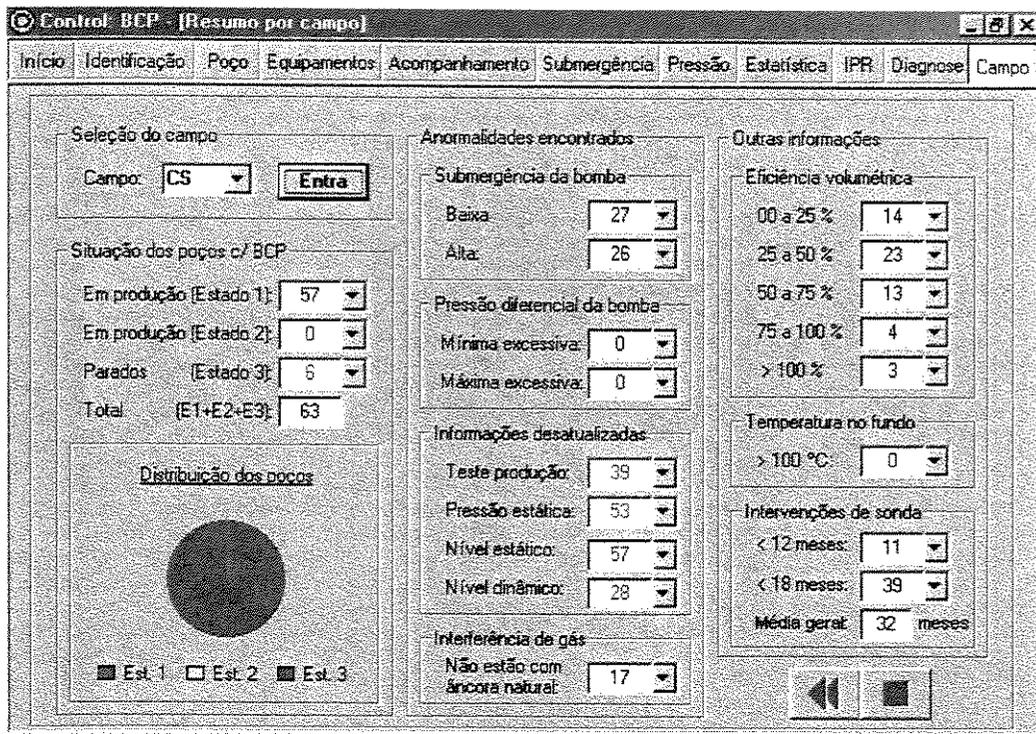
Control BCP [Diagnóstico do poço]

Início Identificação Poço Equipamentos Acompanhamento Submersão Pressão Estatística IPR Diagnose Campo

CS 4 U

<p>Atualização das informações do poço</p> <p>Teste produção: <input type="text" value="OKI"/></p> <p>Nível dinâmico: <input type="text" value="OKI"/></p> <p>Nível estático: <input type="text" value="atrasado > 4 anos"/></p> <p>Pressão estática: <input type="text" value="atrasado 3 a 4 anos"/></p> <p>Recomendação: <input type="text" value="Verificar dados"/></p>	<p>Consistência das informações do poço</p> <p>Teste produção: <input type="text" value="OKI"/></p> <p>Nível dinâmico: <input type="text" value="OKI"/></p> <p>Nível estático: <input type="text" value="OKI"/></p> <p>Pressão estática: <input type="text" value="OKI"/></p> <p>Recomendação: <input type="text" value="OKI"/></p>	<p>Situação atual</p> <p>Q_e: <input type="text" value="2,3"/> m³/d</p> <p>BSW: <input type="text" value="2"/> %</p> <p>Estado: <input type="text" value="1"/></p> <p>ERV_{el}: <input type="text" value="26"/> %</p> <p>Bomba: <input type="text" value="18,3002"/></p> <p>Rotação: <input type="text" value="220"/> RPM</p> <p>Submerg: <input type="text" value="68"/> m</p> <p>Temper: <input type="text" value="43"/> °C</p>
<p>Verificação da produção do poço</p> <p>Submersão: <input type="text" value="Excessiva"/></p> <p>Efic. Volumétrica: <input type="text" value="25 a 50%"/></p> <p>Produção limite: <input type="text" value="OKI"/></p> <p>Rotação recomendada: <input type="text" value="259"/> RPM</p> <p>Recomendação: <input type="text" value="Aumentar rotação"/></p>	<p>Verificação da pressão sobre a bomba</p> <p>Pressão mínima: <input type="text" value="OKI"/></p> <p>Pressão máxima: <input type="text" value="OKI"/></p> <p>Recomendação: <input type="text" value="OKI"/></p>	<p>Potencial de produção</p> <p>Linear: <input type="text" value="3,8"/> m³/d</p> <p>Vogel: <input type="text" value="3"/> m³/d</p>
<p>Verificação da interferência de gás</p> <p>Recomendação: <input type="text" value="OKI"/></p>	<p>Intervenções de sonda</p> <p>Número de intervenções: <input type="text" value="8"/></p> <p>Média entre intervenções: <input type="text" value="57"/> meses</p> <p>Observação: <input type="text"/></p>	<p style="text-align: center;">◀ ▶</p> <p style="text-align: center;">◀ ▶</p>

◀ Tela 10: Diagnóstico geral do poço ▶



Tela 11: Diagnóstico geral do campo (resumo)



Anexo II – Princípios básicos do BCP

Princípios básicos do Bombeio de Cavidades Progressivas

A bomba de cavidades progressivas consiste de um rotor helicoidal de passo simples, que gira dentro de um estator helicoidal fixo, de passo duplo, conforme pode ser observado na Figura 1, abaixo:

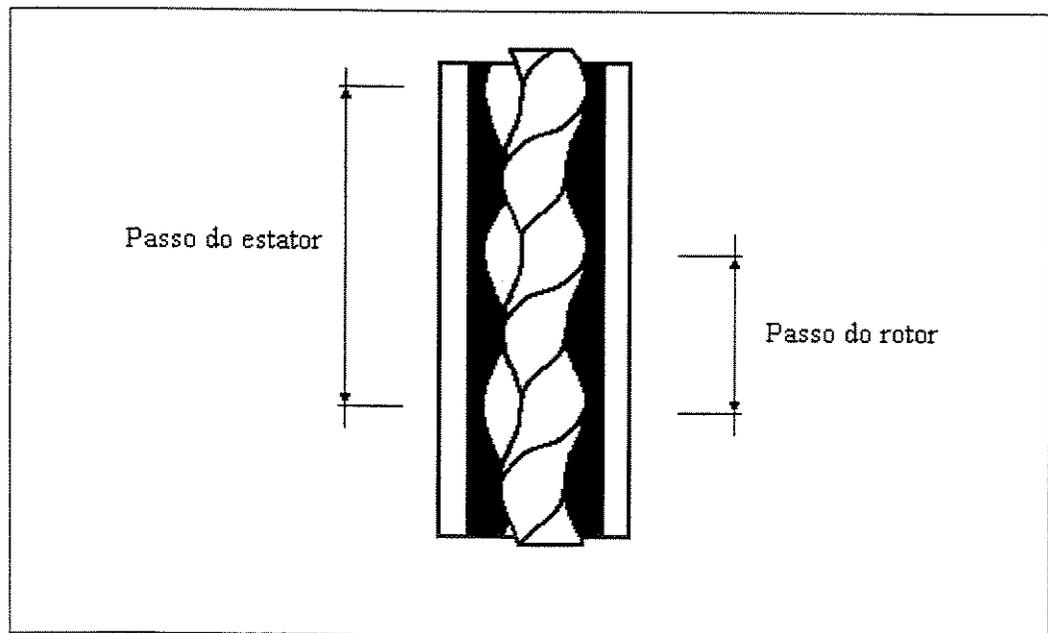


Figura 1 - Passo do rotor e do estator

À medida em que o rotor gira excentricamente dentro do estator, uma série de cavidades seladas formam separadamente 180° , deslocando-se da sucção para a descarga da bomba. A cada cavidade que diminui, uma outra se forma com a mesma velocidade, resultando em um fluxo constante. A área total da seção transversal das cavidades permanece a mesma, independentemente da posição do rotor no estator, como indica a Figura 2.

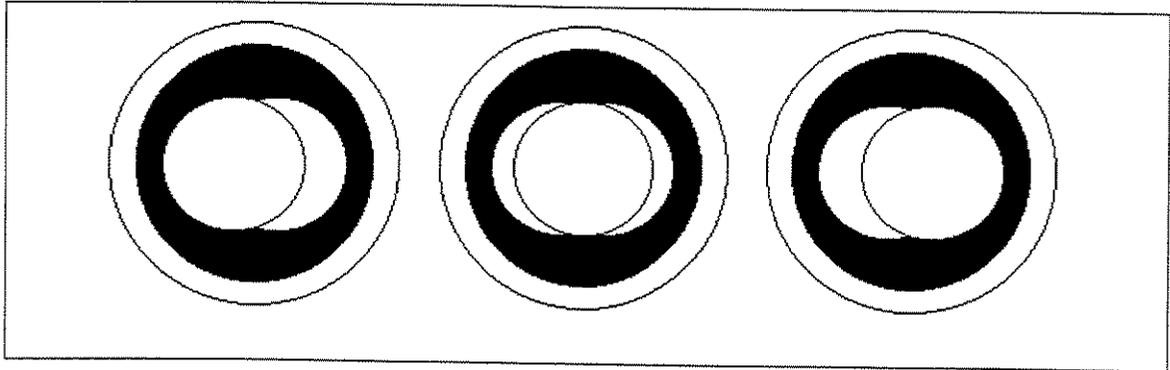


Figura 2 - Corte transversal, representando três pontos do movimento do rotor

A bomba aumenta a pressão por causa da vedação entre o rotor e o estator, em cada cavidade. A capacidade de pressão da bomba é função do número de estágios e do número de vezes que a linha de vedação é repetida. Um estágio corresponde a 1,1 a 1,5 vezes o comprimento do passo do estator (não há um padrão), de maneira a proporcionar a taxa de compressão esperada por estágio e maximizar a vida útil do equipamento.

O aumento do número de estágios da bomba eleva a sua capacidade de pressão, proporcionando trabalhar em maiores profundidades. Para uma mesma condição de bombeio, à medida em que a pressão aumenta, a vazão da bomba diminui, por causa do escorregamento do líquido, como mostra a Figura 3.

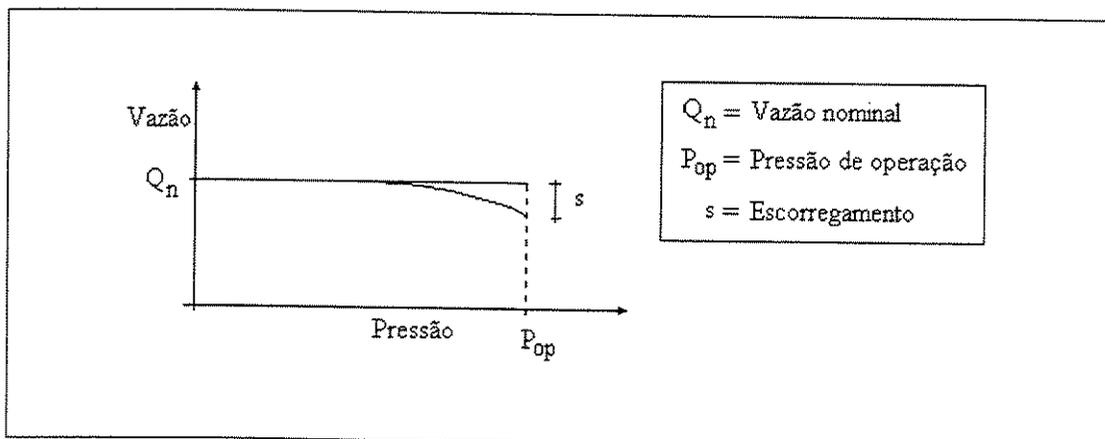


Figura 3 - Comportamento da vazão, devido ao escorregamento

Escorregamento é o volume de líquido que não consegue passar de um estágio para o outro da bomba, implicando em uma perda de eficiência do sistema. É função da diferença de pressão entre a sucção e a descarga da bomba, do seu número de estágios, da viscosidade do líquido bombeado e do ajuste entre o rotor e o estator. A uma dada pressão, quanto maior a viscosidade do fluido, menor o escorregamento e vice-versa. Entretanto, o aumento da viscosidade tende a causar cavitação da bomba, devido à sua maior resistência ao fluxo. A Figura 4 apresenta os efeitos da viscosidade e do ajuste entre o rotor e o estator, no escorregamento.

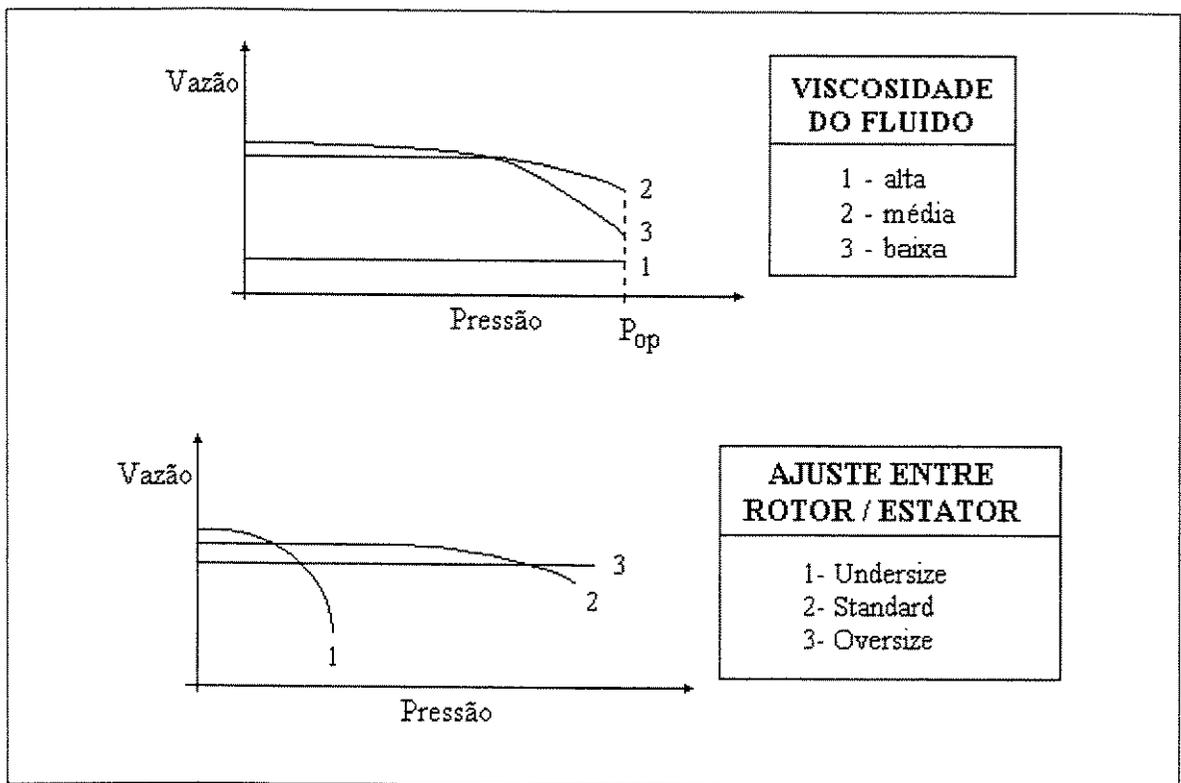


Figura 4 - Fatores que afetam o escorregamento na bomba

É necessário salientar que o ajuste operacional entre rotor e estator é diferente daquele medido em bancada, devido principalmente à dilatação do elastômero, provocada pela elevada temperatura de trabalho no fundo do poço e pela absorção de petróleo e gás.

1. Dimensionamento do sistema

Somente a realização de um projeto de dimensionamento adequado às características de cada poço pode proporcionar um perfeito funcionamento dos equipamentos de elevação instalados. O dimensionamento do sistema BCP implica na verificação da resistência de cada componente às condições de operação. Os dados preliminares necessários são os seguintes:

- vazão total esperada;
- pressão máxima na cabeça do poço;
- profundidade da zona produtora;
- composição dos fluidos produzidos (BSW, viscosidade, teor de aromáticos);
- dados do revestimento (diâmetro, desvios, fundo do poço).

O projeto de dimensionamento é realizado de acordo com os critérios a seguir (Figura 5):

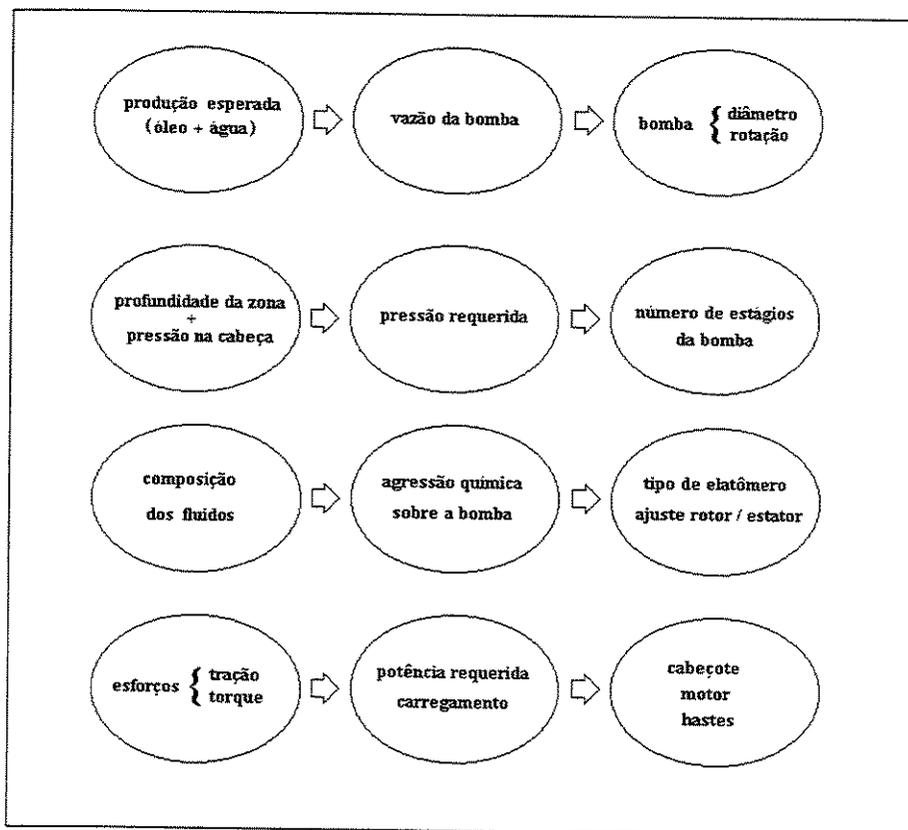


Figura 5 - Projeto de dimensionamento do sistema BCP

1.1. Vazão da bomba

A vazão teórica da bomba (Q_b) é determinada a partir de sua geometria (Figuras 6 e 7) e o seu cálculo obedece às seguintes equações:

$$\left. \begin{array}{l} Q_b = A_C * v \\ v = P_E * N \\ A_C = A_E - A_R = 4 * e * D_R \end{array} \right\} \longrightarrow Q_b = 4 * e * D_R * P_E * N$$

Ou seja:

$$Q_b = \text{constante} * N$$

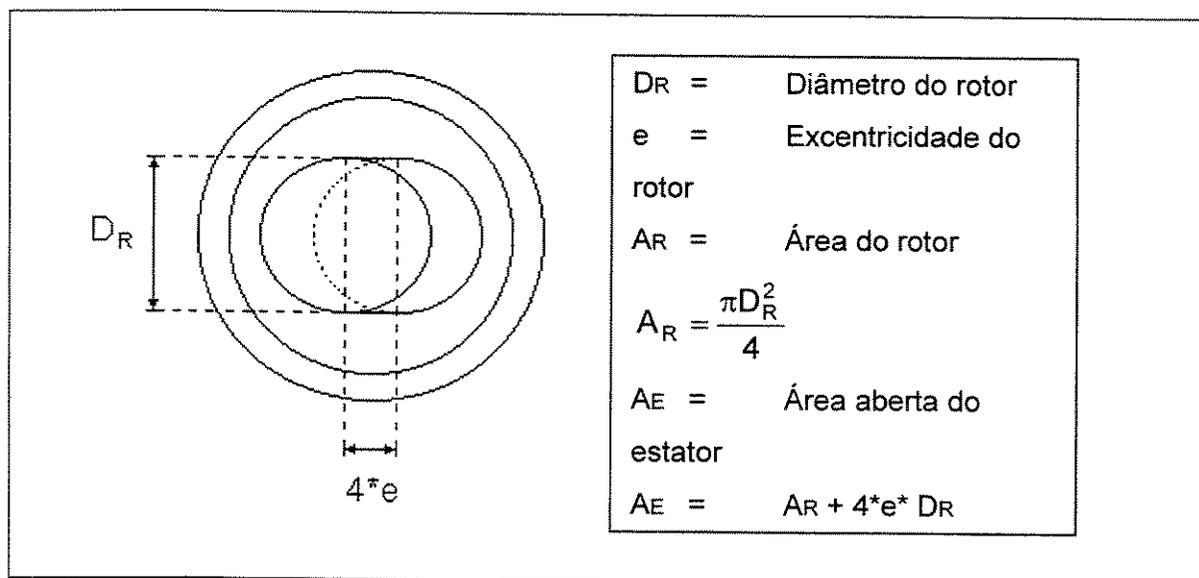


Figura 6 - Geometria da bomba (seção transversal)

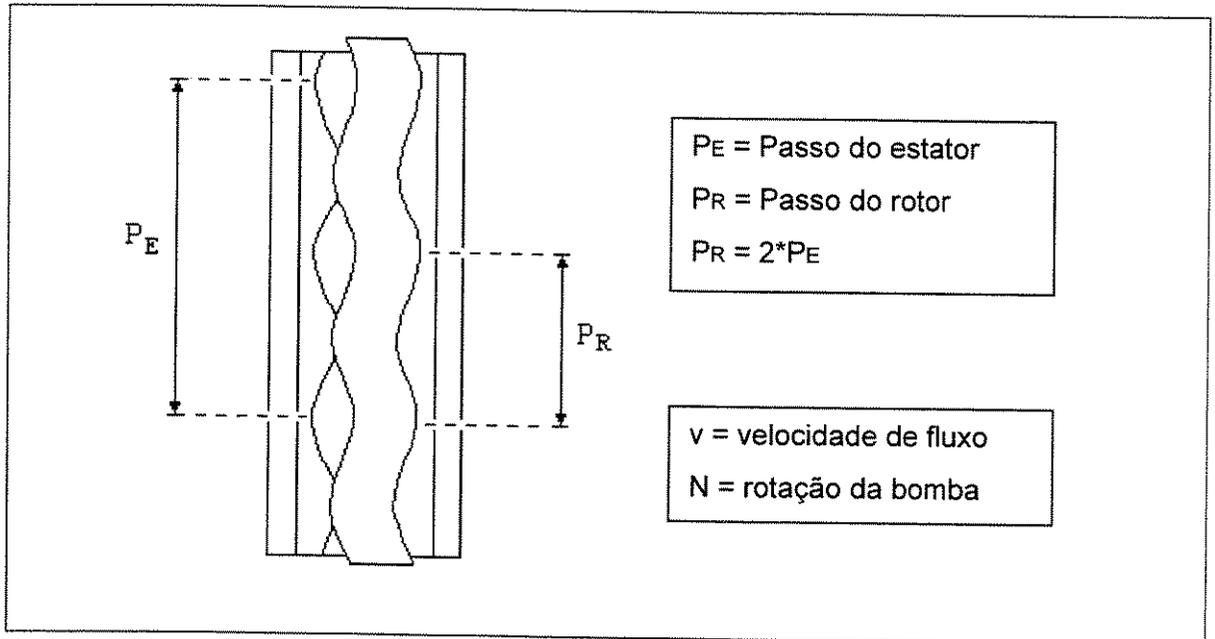


Figura 7 - Geometria da bomba (seção longitudinal)

Pode-se observar que a vazão da bomba depende apenas da sua geometria (passo do estator e diâmetro e excentricidade do rotor) e da sua rotação. Como a geometria é uma característica de cada modelo, pode-se tabelar, para cada tipo de bomba, a vazão como o produto de uma constante pela rotação desejada. Finalmente, a vazão de projeto deve ser corrigida por um fator η , devido ao escorregamento e perdas em geral:

$$Q_{\text{proj}} = \frac{Q}{\eta} \quad (\eta < 1)$$

1.2. Diferencial de pressão sobre a bomba

O diferencial de pressão fornecido pela bomba não pode ultrapassar máximo admissível e é calculada pelo balanço de forças atuantes no sistema (Figura 8):

$$\begin{aligned}
 P_{\text{bomba}} &= P_{\text{descarga}} - P_{\text{admissão}} + \text{perdas} \\
 P_{\text{admissão}} &= P_{\text{líq.}} + P_{\text{gás}} + P_{\text{R}} \\
 P_{\text{descarga}} &= P_{\text{h}} + P_{\text{f}} + P_{\text{T}}
 \end{aligned}$$

- onde:
- P_{bomba} = pressão fornecida pela bomba ao sistema
 - $P_{\text{admissão}}$ = pressão na admissão da bomba (pressão de sucção)
 - P_{descarga} = pressão na descarga da bomba (pressão de recalque)
 - $P_{\text{liq.}}$ = pressão devido ao peso da coluna de líquido no anular
 - $P_{\text{gás}}$ = pressão devido ao peso da coluna de gás no anular
 - P_{R} = pressão no revestimento (na superfície)
 - P_{h} = pressão devido ao peso da coluna hidrostática
 - P_{T} = pressão no *tubing* = pressão na cabeça do poço
 - P_{f} = perdas de carga (fricção) durante o escoamento no *tubing*
 - perdas = perdas de carga na bomba

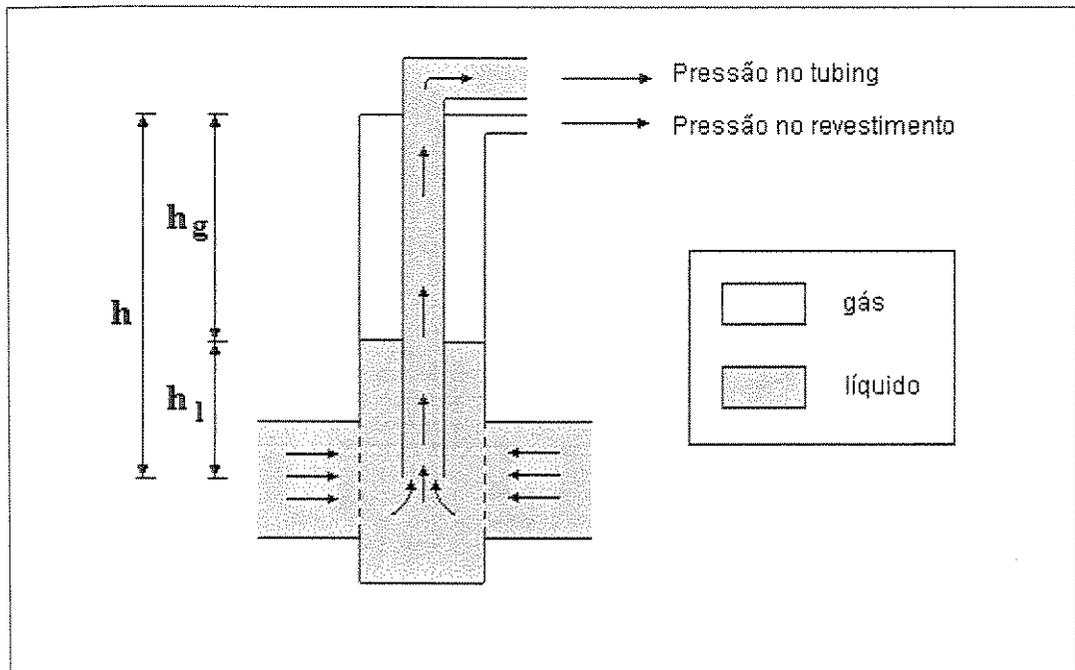


Figura 8 - Distribuição de pressões no poço

A pressão na cabeça do poço é função da pressão de separação e das perdas de carga na linha de produção, que dependem da distância do poço até a estação coletora, da vazão de escoamento, das propriedades dos fluidos (como viscosidade e ponto de fluidez) e das condições

topográficas e ambientais. Deve-se ter em mente que os equipamentos têm que ser capazes de suportar as condições mais desfavoráveis possíveis, caso contrário, devem sofrer uma ação de controle preventiva antes que o limite de resistência seja alcançado.

Merece nota o fato de que, por segurança, a pressão no *tubing* (P_T) não deve ser considerada igual à pressão no revestimento (P_R) pois, devido à ação da válvula de retenção instalada na saída do revestimento, a pressão no *tubing* pode ser superior à pressão no revestimento, sobrecarregando a bomba.

1.2.1. Cálculo da pressão de admissão da bomba

A pressão de admissão depende da pressão dinâmica de fluxo, do peso da coluna de gás e da pressão na saída do revestimento:

$$P_{\text{admissão}} = P_{\text{líqu.}} + P_{\text{gás}} + P_R$$

$$P_{\text{líqu.}} = \rho_o * g * h_{\text{líqu.}}$$

$$P_{\text{gás}} = \rho_g * g * h_{\text{gás}}$$

ou:

$$P_{\text{gás}} = \rho_g * g * ND$$

Onde: ρ_o = peso específico do líquido
 ρ_g = peso específico do gás
 $h_{\text{líqu.}}$ = altura de líquido = $h - ND$
 $h_{\text{gás}}$ = altura do gás = ND
 h = profundidade da bomba
 ND = nível dinâmico de líquido

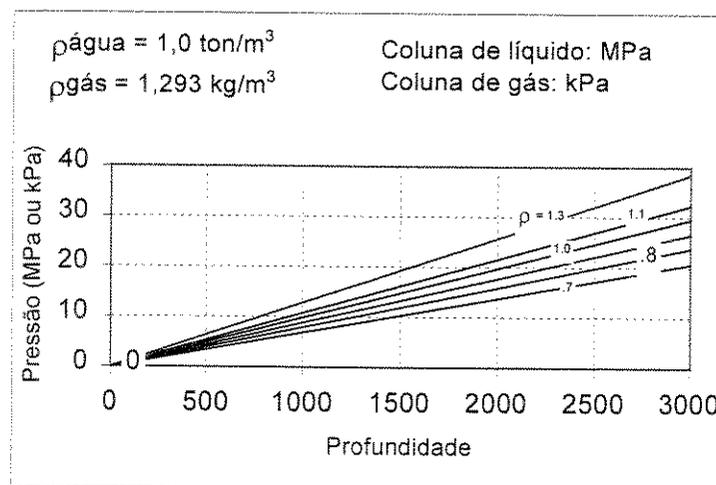


Figura 9 - Correlação entre a pressão, densidade e profundidade

A Figura 9 apresenta uma forma expedita de determinar entre a densidade do fluido, a profundidade e a pressão da coluna hidrostática resultante.

Perdas de carga na coluna de produção (P_f)

Cálculo do número de Reynolds (Re)

$$Re = \frac{\rho * d}{\mu} * v$$

ou:

$$Re = \frac{\rho * d}{\mu} * \frac{4 * Q}{\pi * d^2}$$

ρ	=	peso específico do fluido produzido
d	=	diâmetro hidráulico da seção
μ	=	viscosidade do fluido
v	=	velocidade aparente de escoamento
Q	=	vazão de produção

Como o escoamento se processa no espaço anular entre a coluna de tubos e as hastes de bombeio, a relação fica então:

$$Re = \frac{4 * \rho * Q}{\mu} * \frac{(d_t - d_h)}{(d_t^2 - d_h^2)} = \frac{4 * \rho * Q}{\mu * (d_t + d_h)}$$

d_t	=	diâmetro interno dos tubos
d_h	=	diâmetro das hastes

Considerando que, para as condições mais usuais de operação, o regime de fluxo é laminar, a perda de carga será proporcional ao número de Reynolds.

Cálculo simplificado da perda de carga (ΔP_f)

$$\Delta P_f = \frac{4 * \mu * Q * h}{\pi * (d_t - d_h)^2 * (d_t^2 - d_h^2)}$$

h	=	profundidade da bomba
-----	---	-----------------------

1.3. Cálculo das cargas na coluna de hastes

Os principais esforços a que as hastes são submetidas são:

- Tração: esforço devido ao peso próprio mais o peso da coluna de fluido elevada
- Torção: esforço fornecido pelo motor para girar a bomba
- Flexão: consequência do desalinhamento do poço e da própria bomba

Estes esforços são representados na Figura 10, a seguir. Os carregamentos são analisados nos pontos em que ocorrem os maiores esforços.

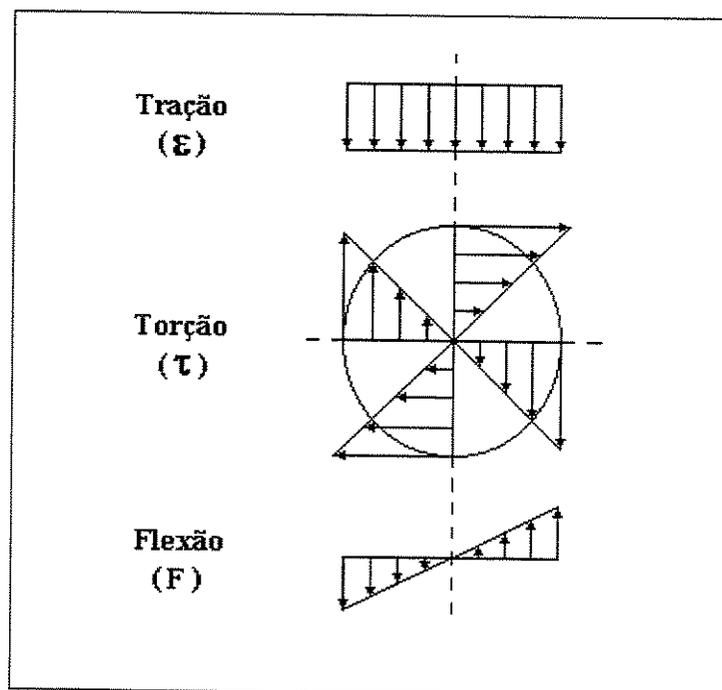


Figura 10 - Principais esforços nas hastes

1.3.1. Esforços devidos à tração (ϵ):

Esforço para sustentar o peso próprio da coluna de hastes:

$$P = h * W_R$$

O peso linear das hastes (W_R) é padronizado pela norma API, conforme a Tabela 1 abaixo:

Tabela 1 - Peso das hastes, por unidade de comprimento

HASTES		
Diâmetro	Peso linear (w_R)	
	lb/pé	Kg/m
5/8	1,13	1,862
3/4	1,63	2,425
7/8	2,22	3,304
1	2,90	4,316

Pressão devida ao peso da coluna hidrostática (H)

Corresponde ao peso do fluido deslocado mais as perdas de carga, multiplicada pela área da bomba:

$$F = \left[\rho * g * h + \frac{4 * \mu * Q * h}{\pi * (d_t - d_h)^2 * (d_t^2 - d_t^2)} \right] * 4 * e * d_R$$

Sendo assim, o esforço de tração fica:

$$\epsilon = P + F = h * W_R + \left[\rho * g * h + \frac{4 * \mu * Q * h}{\pi * (d_t - d_h)^2 * (d_t^2 - d_t^2)} \right] * 4 * e * d_R$$

1.3.2. Esforços devido à torção (τ)

O esforço de torção na bomba é o somatório das parcelas:

- Torque devido à potência hidráulica da bomba (T_h)
- Torque devido ao atrito viscoso do líquido com a coluna de hastes (T_v)
- Torque devido ao atrito do rotor com o estator (T_b)

$$\tau = T_h + T_v + T_b$$

Onde:

$$T_h = \frac{30 * Q * h}{N * \pi * ETA}$$

$$T_v = \frac{\pi^2 * \mu * N * d^3 * h}{60 * (d_t - d_h)}$$

Q = vazão da bomba

N = rotação da bomba

h = profundidade da bomba

ETA = rendimento da bomba (~95 %)

T_b = fornecido pelo fabricante da bomba

1.3.3. Esforços devido à flexão (F)

Em consequência da excentricidade da bomba e de desvios do poço, a coluna de hastes efetua um movimento de translação no interior do tubo, provocando esforços de flexão na coluna de hastes. O ponto mais crítico é a conexão com a cabeça de acionamento (eixo rígido), na primeira haste e na haste polida, mais sujeitas a ruptura por fadiga, devido à alternância dos esforços a cada giro. A Figura 11 ilustra este problema.

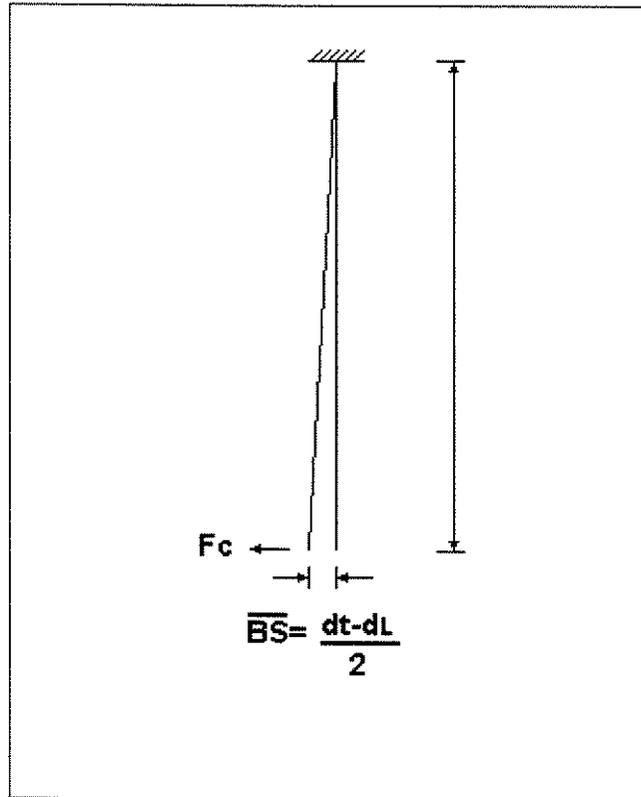


Figura 11 - Descentralização das hastes

De posse da flexão (BS), do diâmetro (d) e comprimento (y) da haste, e da excentricidade (e) da bomba, podemos calcular o esforço devido à flexão (F):

$$F = 1.5 * \frac{d * \overline{BS} * e}{y^2}$$

Elaborado a partir de:

CORRÊA, José Francisco S.: *Bombeio de cavidades progressivas*. Apostila Petrobras, 3ª edição, 1990.

DUNN, Lonnie and MATTHEWS, Cam P.: *Progressing cavity pump systems: Design, operation and performance optimization*. Course notes, 1994.

SAVETH, Kenneth J. and KLEIN, Steven T.: *The progressing cavity pump: Principles and capabilities*. Paper SPE 18873, 1989.