



FACULDADE DE ADMINISTRAÇÃO E NEGÓCIOS DE  
SERGIPE FANESE

ENGENHARIA DE PRODUÇÃO

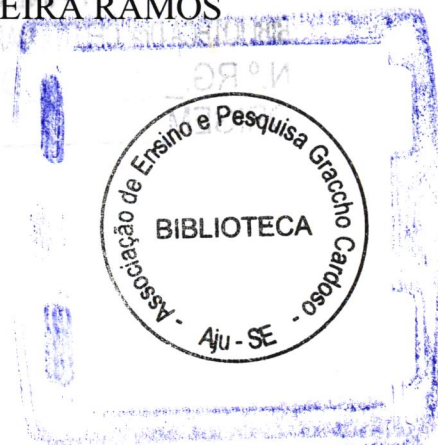
LUCAS ALEXANDRE SANTOS DE OLIVEIRA RAMOS

DIFERENÇAS ENTRE O BOMBEIO PNEUMÁTICO ZADSON  
(BPZ) E OS DEMAIS MÉTODOS DE ELEVAÇÃO DE ÓLEO  
UTILIZADOS NA PETROBRAS

Aracaju-Sergipe  
2007.1

652.5-032.32  
R175d

LUCAS ALEXANDRE SANTOS DE OLIVEIRA RAMOS



DIFERENÇAS ENTRE O BOMBEIO PNEUMÁTICO ZADSON  
(BPZ) E OS DEMAIS MÉTODOS DE ELEVAÇÃO DE ÓLEO  
UTILIZADOS NA PETROBRAS

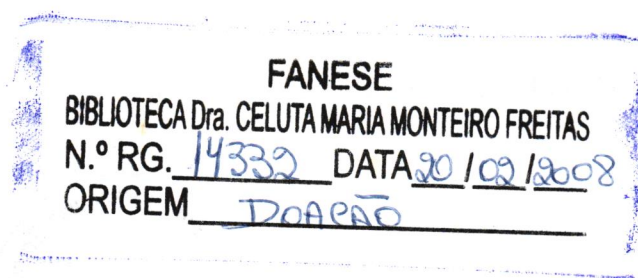
Monografia apresentada à Coordenação  
do Curso de Engenharia de Produção da Faculdade  
de Administração e Negócios de Sergipe, em  
cumprimento às exigências e requisitos para  
obtenção do título de Engenheiro de Produção.

Orientador: Prof. Esp. Paulo Baffa Júnior

Co-orientadora: Profa. MSc. Helenice Leite Garcia

Coordenadora: Profa. MSc. Helenice Leite Garcia

Aracaju-Sergipe  
2007.1



#### FICHA CATALOGRÁFICA

Ramos, Lucas Alexandre Santos de Oliveira

Diferenças entre o bombeio pneumático Zadson (BPZ) e os demais métodos de elevação de óleo utilizados na PETROBRAS / Lucas Alexandre Santos de Oliveira Ramos. – 2007.

66f. : il.

Monografia (graduação) – Faculdade de Administração e Negócios de Sergipe, 2007.

1. Petróleo – Extração

I. Título

CDU 622.276

Monografia apresentada à banca examinadora da Faculdade de Administração e Negócios de Sergipe – FANESE, como requisito parcial para cumprimento do Estágio Curricular e elemento obrigatório para a obtenção do grau de bacharel em Engenharia de Produção, no período de 2007.1.

---

Prof. Esp. Paulo Baffa Júnior

---

Prof. Esp. Josevaldo dos Santos Feitoza

---

Prof. Dr. Pedro Leite de Santana

Aprovado com média: \_\_\_\_\_

Aracaju (SE), \_\_\_\_ de \_\_\_\_\_ de 2007.

## DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho aos meus pais que fizeram de tudo para que eu tivesse uma excelente educação.

## AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a DEUS que me ilumina e abençoa todos os dias.

A minha família pelo incentivo dado, não me deixando nunca desistir dos desafios da vida, em especial a minha mãe e ao meu pai.

A todos os professores que contribuíram de maneira significativa na minha formação pessoal e profissional.

A todos os amigos e colegas que conquistei nessa jornada.

A todos vocês o meu muito obrigado.

## RESUMO

O petróleo é uma fonte de energia de grande valor comercial e não renovável. Na extração de petróleo é necessário utilizar diversas tecnologias para elevar o petróleo até a superfície, dentre as quais destacam-se o bombeio mecânico, o bombeio com bomba de cavidade progressiva, a bomba submersa, a injeção de gás *lift* e o bombeio pneumático Zadson. Com a tecnologia utilizada atualmente é impossível extrair todo o óleo de uma jazida, devido a isto se deve fazer um grande estudo na hora da escolha do método a ser utilizado em sua extração para que se retire o máximo possível de óleo da jazida. A escolha de um determinado método de elevação depende de inúmeras variáveis, sendo que uma má escolha pode diminuir a vida útil de extração de uma jazida de óleo. A otimização dos métodos de elevação deve ser contínua para se poder extrair cada vez mais da jazida, com o menor custo possível, pois isso é primordial para uma empresa de exploração de petróleo se manter competitiva no mercado. Neste sentido, este trabalho aborda os métodos de elevação utilizados na unidade de negócios de exploração e produção Sergipe-Alagoas pertencentes a PETROBRAS, destacando algumas vantagens e desvantagens de cada método. No método do bombeio pneumático Zadson existem diversas vantagens em relação aos outros métodos, dentre as quais é possível destacar o aumento de produção de óleo e a diminuição proporcional de consumo de gás existente neste método.

Palavras-chave: extração de petróleo, jazida de óleo, método de elevação.

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Frações típicas do petróleo.....	16
Tabela 2: Análise elementar do óleo.....	17
Tabela 3: Composição do gás natural.....	18
Tabela 4: Produção diária equivalente.....	24
Tabela 5: 48 Melhores poços produtores da UN-SEAL.....	26
Tabela 6: Campo de Guaricema.....	28
Tabela 7: Campo de Caioba.....	29
Tabela 8: Campo de Dourado.....	30
Tabela 9: Campo de Camorim.....	31
Tabela 10: Histórico de implantação do sistema BPZ.....	55

## LISTA DE QUADROS

Quadro 1: Campos terrestres sergipanos.....	22
Quadro 2: Campos terrestres alagoanos.....	22
Quadro 3: Principais variáveis dos métodos de elevação.....	61

## LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1: Poços produtores da UN-SEAL.....	23
Gráfico 2: Produção diária equivalente.....	23
Gráfico 3: Melhores 48 poços produtores da UN-SEAL.....	25
Gráfico 4: Tipos de elevação da UN-SEAL.....	36
Gráfico 5: Bombeio mecânico utilizado na UN-SEAL.....	37
Gráfico 6: Bombeio BCP.....	45
Gráfico 7: Injeção de gás <i>lift</i> .....	49
Gráfico 8: Injeção de gás <i>lift</i> contínuo e intermitente.....	50
Gráfico 9: Vazão dos poços.....	56

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Válvula <i>choke</i> .....	35
Figura 2: Sistema de bombeio mecânico.....	38
Figura 3: Bomba de subsuperfície.....	39
Figura 4: Unidade de bombeio mecânico.....	41
Figura 5: Unidade de bombeio mecânico convencional.....	42
Figura 6: Sistema BCP.....	48
Figura 7: Colunas instaladas em um poço equipado com sistema BPZ.....	53
Figura 8: Válvulas pneumáticas de controle.....	54

## SÚMARIO

RESUMO.....	VI
LISTA DE TABELAS.....	VII
LISTA DE QUADROS.....	VIII
LISTA DE GRÁFICOS.....	IX
LISTA DE FIGURAS.....	X
1 INTRODUÇÃO.....	13
1.1 Objetivo Geral.....	14
1.2 Objetivos Específicos.....	14
1.3 Justificativa.....	15
2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	16
2.1 O Petróleo.....	16
2.2 Petróleo no Brasil.....	19
2.3 Petróleo no Campo Terrestre de Sergipe.....	21
2.4 Petróleo no Campo Marítimo de Sergipe.....	25
2.5 Métodos de Elevação.....	33
2.5.1 Surgência (elevação natural).....	34
2.5.2 Bombeio mecânico.....	36
2.5.3 Bombeio com bomba centrífuga submersa.....	42
2.5.4 Bombeio com bomba de cavidade progressiva.....	44
2.5.5 Injeção de gás <i>lift</i> .....	49
2.5.6 Bombeio pneumático Zadson.....	52

3 METODOLOGIA.....	58
4 CONCLUSÃO.....	60
ANEXOS.....	62
REFERÊNCIAS.....	65

## 1 INTRODUÇÃO

O petróleo é uma fonte de energia não renovável, que foi formado há milhões de anos através do acúmulo de matéria orgânica depositada no fundo dos mares e lagos. Este material sofreu soterramento contínuo pelas camadas que iam se depositando ao longo do tempo e passando por processos bacterianos e reações químicas que eram ativadas pelo aumento da pressão e temperatura ao longo do tempo, convertendo assim a massa orgânica em hidrocarbonetos (FONSECA, 1999).

O petróleo extraído em Sergipe e Alagoas é todo transportado para o Estado da Bahia para ser processado devido ao fato de nenhum desses dois estados possuir refinaria. Em Sergipe e Alagoas existe apenas o processamento de gás natural, e devido a isto o escoamento do óleo até essa refinaria exige uma logística de transporte bastante complexa.

A extração de petróleo em Sergipe é realizada em grande parte através de elevações com métodos artificiais, dentre eles o gás *lift* contínuo ou intermitente, bombeio mecânico, bomba centrífuga submersa, bomba de cavidade progressiva e bombeio pneumático Zadson (PETROBRAS, 2007).

O bombeio pneumático Zadson é uma tecnologia nova na PETROBRAS, e Sergipe foi o primeiro Estado do Brasil a implantar essa nova tecnologia, a qual se resume em um conjunto de válvulas pneumáticas destinadas ao controle de gás injetado no poço, comandadas por um micro controlador lógico programável (CLP).

Os poços que realizaram a mudança de seus métodos de elevação artificial para o método de bombeio pneumático Zadson apresentaram um excelente ganho de produção de óleo, se comparados com a produção dos métodos anteriores.

## 1.1 Objetivo Geral

Comparar o método de elevação artificial BPZ (Bombeio Pneumático Zadson) com os demais métodos de elevação artificial de petróleo utilizados na UN-SEAL (Unidade de Negócios Sergipe Alagoas).

## 1.2 Objetivos Específicos

- Analisar os métodos de elevação artificial, utilizados na UN-SEAL;
- Identificar quais são os poços equipados com sistema BPZ, juntamente com seu método utilizado anteriormente;
- Avaliar as vantagens e desvantagens do método BPZ em relação aos demais métodos de elevação artificial de petróleo utilizados na UN-SEAL.

### 1.3 Justificativa

O método de elevação artificial de petróleo utilizando o sistema BPZ é uma tecnologia nova que está sendo implantada na PETROBRAS. Atualmente o conhecimento sobre essa tecnologia ainda está restrito a um pequeno grupo de pessoas da PETROBRAS e de uma empresa terceirizada que desenvolve, instala e fornece manutenção para essa nova tecnologia.

A manutenção do sistema BPZ é restrita às pessoas envolvidas com a empresa que implanta o método, devido às mesmas serem idealizadoras do projeto e não existir no mercado outra empresa que atue na manutenção desse sistema.

A inovação e otimização dos métodos de elevação artificial, constituem estratégias para obter-se o máximo de recuperação de óleo possível de um reservatório, principalmente em campos maduros.

Este trabalho visa obter um maior conhecimento sobre os métodos artificiais utilizados na UN-SEAL, para se ter um maior conhecimento teórico e assim ter base para tentar otimizar a produção de um poço, quando for necessário.

## 2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

### 2.1 O Petróleo

A palavra petróleo é derivada do latim *petra* (pedra) e *oleum* (óleo), que no estado líquido é uma substância inflamável, oleosa e menos densa que a água, com cheiro característico e cor entre o negro e castanho-claro, que é depositado em rochas chamadas de rochas reservatórios (FONSECA, 1999).

O petróleo é composto por diversos compostos químicos, e geralmente, essa separação se dá através de frações de acordo com a temperatura de ebulição de cada composto químico.

A Tabela 1 mostra as frações de alguns compostos do petróleo que são obtidas através de uma torre de fracionamento considerando como variável principal o seu ponto de ebulição, e também mostra a finalidade produtiva de cada fração.

Tabela 1 – Frações típicas do petróleo.

Fração	Temperatura de ebulição (°C)	Composição aproximada	Finalidade
Gás residual	-----	C <sub>1</sub> -C <sub>2</sub>	Gás combustível.
Gás liquefeito de petróleo (GLP)	Até 40	C <sub>3</sub> -C <sub>4</sub>	Gás combustível engarrafado, uso doméstico e industrial.
Gasolina	40-175	C <sub>5</sub> -C <sub>10</sub>	Combustível de automóveis, solvente.
Querosene	175-235	C <sub>11</sub> -C <sub>12</sub>	Iluminação, combustíveis de aviões a jato.
Gasóleo leve	235-305	C <sub>13</sub> -C <sub>17</sub>	Diesel, fornos.
Gasóleo pesado	305-400	C <sub>18</sub> -C <sub>25</sub>	Combustível, matéria-prima para lubrificantes.
Lubrificantes	400-510	C <sub>26</sub> -C <sub>38</sub>	Óleos lubrificantes.
Resíduo	Acima de 510	C <sub>38</sub> <sup>+</sup>	Asfalto, piche, impermeabilizantes.

Adaptado de Thomas, 2001.

As rochas reservatório devem apresentar boa porosidade para permitir o maior acúmulo de petróleo, e boa permeabilidade para poder haver o escoamento do petróleo até os poços de extração, chamados de poços produtores (MENEZES, 2006).

Cada reservatório de petróleo possui suas características distintas, que são cores, densidades, viscosidades, quantidade de gás liberado, e ainda existem aqueles reservatórios que só produzem gás, chamados de reservatório de gás não associado.

No petróleo existe uma alta concentração de carbono e hidrogênio, o que mostra que os principais constituintes são os hidrocarbonetos. Os demais componentes aparecem associados aos elementos mais comuns: o nitrogênio, o enxofre e o oxigênio. Metais também podem ser encontrados sob a forma de sais ácidos orgânicos. A Tabela 2 mostra a constituição típica de uma análise elementar do óleo, verificando-se que quase todos os tipos de óleo apresentam composições semelhantes.

Tabela 2 – Análise elementar do óleo (% em peso).

Hidrogênio	11 até 14 %
Carbono	83 até 87 %
Enxofre	0,06 até 8 %
Nitrogênio	0,11 até 1,7 %
Oxigênio	0,1 até 2 %
Metais	0 até 0,3 %

Adaptado de Thomas, 2001.

O gás natural extraído de uma jazida de petróleo pode ser associado que é quando o gás se encontra disperso no óleo ou não associado que é o gás extraído livremente do óleo. Geralmente o gás não associado é extraído de reservatórios produtores somente de gás. A Tabela 3 mostra os principais componentes encontrados no gás natural associado e não associado.

O petróleo é formado através do aumento de temperatura fornecido à matéria orgânica, que ao longo do tempo vai se degradando, formando assim os hidrocarbonetos. A rocha em que se forma o petróleo chama-se de rocha geradora. Após o processo de formação do petróleo, ocorre o processo de migração do mesmo através de rochas porosas e permeáveis. O petróleo continua migrando até encontrar uma rocha acumuladora chamada também de rocha reservatório que possui boa porosidade para armazenar o óleo. Geralmente essas rochas são constituídas de arenitos e calcarenitos (THOMAS, 2001).

Para o petróleo ficar armazenado na rocha reservatório, é necessário que essa rocha seja envolvida por outra rocha que permita esse aprisionamento, sendo essa rocha denominada de rocha selante, que tem como característica principal sua impermeabilidade, além disso, essa rocha tem que ter uma alta plasticidade para que permita manter a condição de selante mesmo após deformações mecânicas (THOMAS, 2001).

Tabela 3 – Composição do gás natural (fração molar).

Componentes	Gás não associado	Gás associado
Nitrogênio	0 até 15 %	0 até 10 %
Dióxido de carbono	0 até 5 %	0 até 4 %
Gás sulfídrico	0 até 3 %	0 até 6 %
Hélio	0 até 5 %	Não possui
Metano	70 até 98 %	45 até 92 %
Etano	1 até 10 %	4 até 21 %
Propano	0 até 5 %	1 até 15%
Butanos	0 até 2 %	0,5 até 2 %
Pentanos	0 até 1 %	0 até 3 %
Hexanos	0 até 0,5 %	0 até 2 %
Heptanos +	0 até 0,5 %	0 até 1,5 %

Adaptado de Thomas, 2001.

O petróleo pode ser classificado, de acordo com sua densidade relativa, em leve, médio e pesado. O petróleo considerado leve apresenta uma densidade inferior a 0,82; o médio pode variar entre 0,82 e 0,97; e o pesado tem uma densidade superior a 0,97 (PEDROSO, et al, 2002).

## 2.2 Petróleo no Brasil

Em 29 de julho de 1938, já sob a jurisdição do recém-criado Conselho Nacional de Petróleo - CNP, foi iniciada a perfuração do poço DNPM-163, em Lobato, que viria a ser o descobridor de petróleo no Brasil, quando no dia 21 de janeiro de 1939, o petróleo apresentou-se ocupando parte da coluna de perfuração (CAMPOS, 2001).

21 de janeiro de 1939 Jorra petróleo , pela primeira vez no Brasil, na localidade de Lobato, próximo a Salvador, BA. A acumulação desse primeiro poço era subcomercial. Deve-se a descoberta à pertinácia do engenheiro Manuel Ignácio Bastos, verdadeiro descobridor das emergências de hidrocarbonetos de Lobato, e ao papel, não menos importante, desempenhado por Oscar Salvador Cordeiro, que liderou a campanha para obter a ajuda do Governo na exploração do petróleo que ambos supunham existir em abundância no subsolo. Não há dúvida de que estes dois lutadores, com a sua perseverança e sem medir sacrifícios, contribuíram de modo decisivo a fim de que fosse aberta, na Bahia, a primeira sondagem produtora de petróleo, inaugurando uma fase de promissoras realizações no país. (Pimentel, 1984).

O poço DNPM-163, apesar de ter sido considerado antieconômico, foi de importância fundamental para o desenvolvimento da atividade petrolífera no Estado da Bahia. A partir do resultado desse poço, houve uma grande concentração de esforços na Bacia do Recôncavo, resultando na descoberta da primeira acumulação comercial de petróleo do país, o Campo de Candeias, em 1941. A partir desta época muitas perfurações foram feitas nas bacias do Paraná, de Sergipe-Alagoas e do Recôncavo, sendo que as principais descobertas foram feitas mais tarde na bacia de Campos, no Rio de Janeiro. (CAMPOS, 2001).

De acordo com Campos (2001), nos anos 50, a pressão da sociedade e a demanda por petróleo se intensificavam, com o movimento de partidos políticos de esquerda que lançam a

campanha "O petróleo é nosso". O governo Getúlio Vargas responde com a assinatura, em outubro de 1953, da Lei 2004 que instituiu a Petróleo Brasileiro S.A (PETROBRAS) como monopólio estatal de pesquisa e lavra, refino e transporte do petróleo e seus derivados.

Segundo Campos (2001), em função do desenvolvimento industrial e da construção de rodovias que interligavam as principais cidades brasileiras, o consumo de combustíveis fósseis aumenta consideravelmente na década de 50. No período, a produção nacional era de apenas 2.700 barris por dia, enquanto o consumo totalizava 170 mil barris diários, quase todos importados na forma de derivados.

Até 1968, os técnicos vindos de outros países foram, gradativamente, sendo substituídos por técnicos brasileiros, que eram enviados ao exterior para se especializarem. Os esforços eram concentrados na região da Amazônia e do Recôncavo Baiano. Em 1957 as áreas de exploração se expandiram para o campo de Jequiá, e posteriormente em 1963 no campo de Carmópolis, ambos na bacia de Sergipe-Alagoas.

Em 1968, a área de exploração atingiu o campo de Guaricema em Sergipe, o primeiro poço *offshore* e o Campo de São Matheus no Espírito Santo em 1969. Essas descobertas contrariaram os resultados de um relatório divulgado em 1961, pelo geólogo norte-americano Walter Link, contratado pela PETROBRAS, que afirmava a inexistência de grandes acumulações petrolíferas nas bacias sedimentares brasileiras. Mas Guaricema, foi um resultado de investimentos em dados sísmicos e sondas marítimas, que acabou injetando novos ânimos nas perspectivas de um Brasil auto-suficiente, que passaria a redirecionar suas pesquisas agora para o mar. Ao final de 1968, a indústria brasileira produzia mais de 160 mil barris por dia (CAMPOS, 2001).

## 2.3 Petróleo no Campo Terrestre de Sergipe

O estado de Sergipe, localizado na região nordeste do Brasil, abriga o maior campo petrolífero terrestre do país: o campo de Carmópolis, principal campo produtor de petróleo em terras sergipanas. Ele foi descoberto em 1963, com a locação do poço pioneiro descobridor CP-1-SE. Esse campo abrange os municípios de Rosário do Catete, General Maynard, Maruim, Santo Amaro das Brotas e Japaratuba, possuindo mais de 1.500 poços de petróleo dentro de uma área de 150 km<sup>2</sup> (FONSECA, 1999).

O campo de Carmópolis é o principal campo produtor da UN-SEAL. Também foram descobertos outros campos como Siririzinho e Riachuelo. Em Alagoas, também foram descobertos campos pequenos, como Tabuleiro dos Martins, Coqueiro Seco, São Miguel dos Campos, Fazenda Furado e Pilar. Os campos de Alagoas para a PETROBRAS pertencem à mesma unidade de negócios de Sergipe.

Em Carmópolis, além dos poços produtores de óleo, existem também poços injetores de água e também de vapor, para aumentar o fator de recuperação do reservatório.

No Quadro 1 são mostrados todos os campos terrestres Sergipanos, juntamente com suas respectivas siglas. No Quadro 2 são mostrados todos os campos terrestres alagoanos juntamente com suas respectivas siglas. Essas siglas são utilizadas na nomenclatura dos poços pertencentes a cada campo.

No Gráfico 1 verifica-se que 88% dos poços produtores pertencentes a UN-SEAL localizam-se nos campos terrestres Sergipanos, ficando os outros 12% divididos nos campos de Alagoas, em terra e mar, e também nos campos marítimos de Sergipe, totalizando um total de 1766 poços produtores atualmente nesta unidade.

Quadro 1: Campos terrestres sergipanos.

SIGLA	NOME	SIGLA	NOME
AG	AGUILHADAS	FVB	FOZ VAZA BARRIS
ALG	ALAGAMAR	IP	ILHA PEQUENA
AN	ANGELIM	MG	MATO GROSSO
ARI	ARUARI	MO	MOSQUEIRO
ATS	ATALAIA SUL	NAB	NORTE DE AREIA BRANCA
BRG	BREJO GRANDE	PDM	PONTA DOS MANGUES
CAU	CIDADE DE ARACAJU	PRP	PONTE RIO POXIM
CAV	CAIPE VELHO	RA	RIACHO AGUA BOA
CG	CARAPITANGA	RFA	RIACHUELO
CL	CASTANHAL	RPO	RIO POMONGA
CP	CARMOPOLIS	SSC	SUL DE SAO CRISTOVAO
CPU	CIDADE DE PIRAMBU	SZ	SIRIRIZINHO
CR	CRISTO REDENTOR	TG	TIGRE
FBV	FAZENDA BOA VISTA	VB	VAZA BARRIS

Fonte: PETROBRAS, 2007.

Quadro 2: Campos terrestres alagoanos.

SIGLA	NOME
ANB	ANAMBE
CCE	CIDADE DE CORURIBE
CS	COQUEIRO SECO
CSF	CIDADE SEBASTIAO FERREIRA
CSM	CIDADE DE SAO MIGUEL CAMPOS
FGT	FAZENDA GUINDASTE
FPB	FAZENDA PAU BRASIL
FRI	FAZENDA RIACHUELO
FU	FURADO/FAZENDA TOMADA
JA	JEQUIA
LPC	LAGOA PACAS
MD	MARECHAL DEODORO
PBA	PONTAL DA BARRA
PIA	PIACABUCU
PIR	PILAR/RIO REMEDIO
RFA	RIACHO FRANCISCO ALVES
RSF	RIO SAO FRANCISCO
SCE	SUL DE CORURIBE
SF	SEBASTIAO FERREIRA
SMC	SAO MIGUEL DOS CAMPOS
TM	TABULEIRO DOS MARTINS

Fonte: PETROBRAS, 2007.

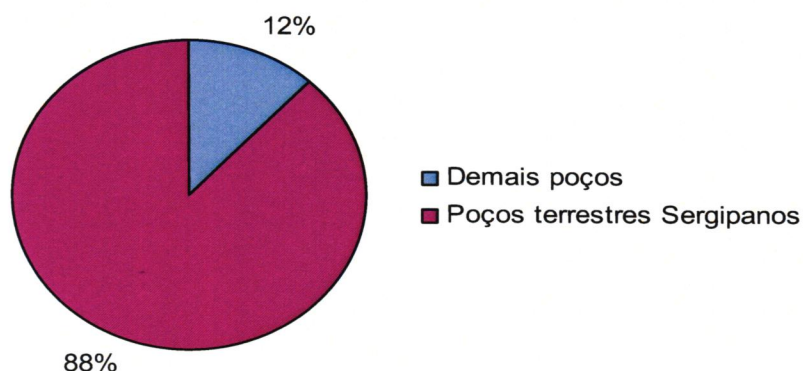


Gráfico 1: Poços produtores da UN-SEAL.

A produção de óleo equivalente significa a produção de óleo propriamente dito mais o gás produzido, juntamente com seu condensado. A relação de transformação de gás para óleo é de 1000m<sup>3</sup> de gás para 1m<sup>3</sup> de óleo, e 1 barril de óleo para 159 litros de óleo.

A produção de óleo equivalente na UN-SEAL gira em torno de 55.708 barris/dia ou 8.857 m<sup>3</sup>/dia, como é mostrado no Gráfico 2 e na Tabela 4. Dados obtidos entre 17/02/2007 e 18/03/2007.

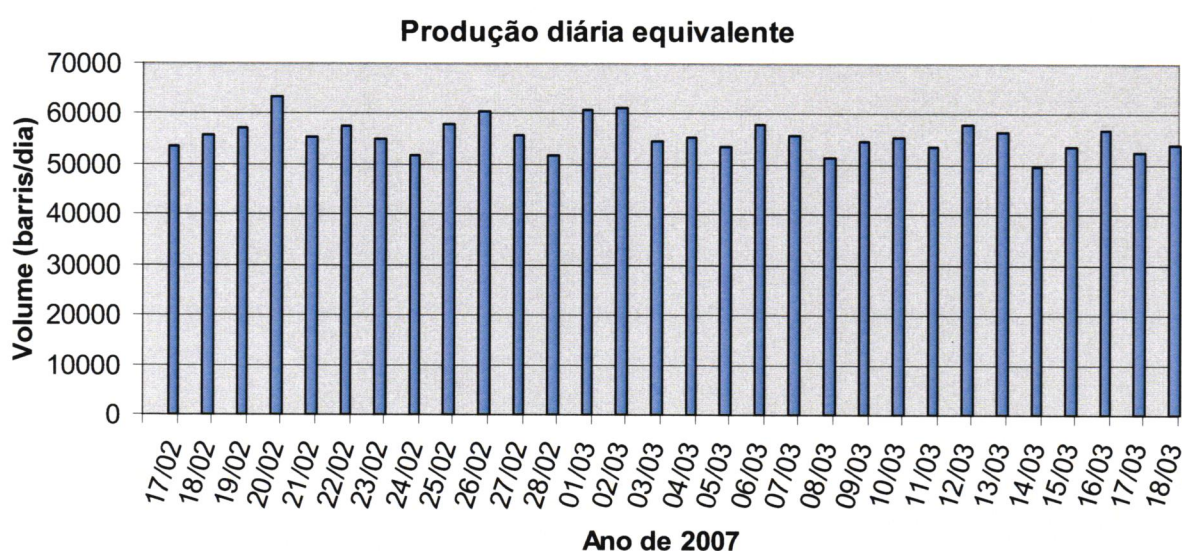


Gráfico 2: Produção diária equivalente.  
Fonte: PETROBRAS, 2007.

Tabela 4: Produção diária equivalente.

Período	Volume (barris/dia)	Volume (m³/dia)
17/2/2007	53.585	8.519
18/2/2007	55.738	8.862
19/2/2007	57.288	9.108
20/2/2007	63.335	10.069
21/2/2007	55.367	8.803
22/2/2007	57.560	9.151
23/2/2007	54.967	8.739
24/2/2007	51.774	8.231
25/2/2007	58.137	9.243
26/2/2007	60.597	9.634
27/2/2007	55.960	8.897
28/2/2007	51.789	8.234
01/3/2007	60.965	9.693
02/3/2007	61.189	9.728
03/3/2007	54.670	8.692
04/3/2007	55.565	8.834
05/3/2007	53.729	8.542
06/3/2007	57.825	9.193
07/3/2007	55.831	8.876
08/3/2007	51.286	8.154
09/3/2007	54.665	8.691
10/3/2007	55.289	8.790
11/3/2007	53.639	8.528
12/3/2007	57.937	9.211
13/3/2007	56.579	8.995
14/3/2007	49.477	7.866
15/3/2007	53.426	8.494
16/3/2007	56.804	9.031
17/3/2007	52.380	8.328
18/3/2007	53.887	8.567
<b>Média</b>	<b>55.708</b>	<b>8.857</b>

Fonte: PETROBRAS, 2007.

Os campos terrestres Sergipanos, apesar de terem um grande número de poços produtores, estes possuem uma produtividade relativamente baixa. Entre os quarenta e oito melhores poços da UN-SEAL, apenas 10% se encontra nos campos terrestres Sergipanos, ficando em sua maioria em campos terrestres Alagoano e nos campos marítimos Sergipanos, como mostra o Gráfico 3.

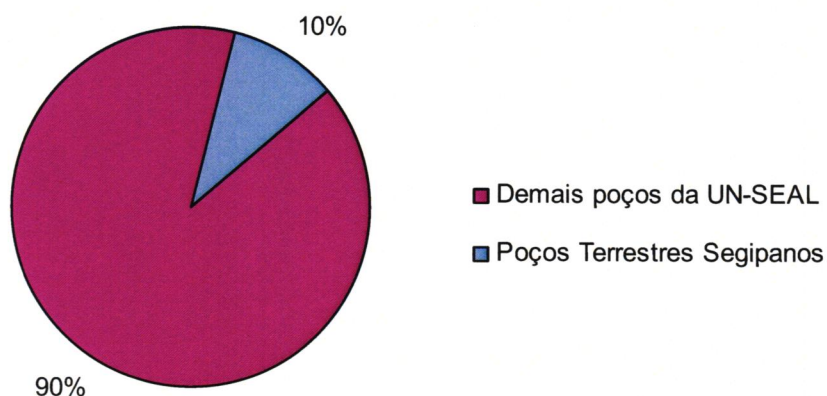


Gráfico 3: Melhores 48 poços produtores da UN-SEAL.

Na Tabela 5 é mostrada a produção média equivalente dos 48 melhores poços da UN-SEAL, na qual observa-se a boa produtividade dos poços nos campos de Alagoas e nos campos marítimos de Sergipe.

## 2.4 Petróleo no Campo Marítimo de Sergipe

O primeiro poço submarino, a ser perfurado no Brasil pela PETROBRAS, foi o 1-ESS-1 no estado do Espírito Santo. Este poço não teve êxito devido ter penetrado em uma camada de sal bem antes do previsto. Foi devido a isso que a sonda PETROBRAS I se instalou na foz do rio Vasa Barris em Sergipe, onde se acreditava que ali havia sedimentação deltaica onde poderiam se formar grandes campos de petróleo (CAMPOS, 2001).

Em setembro de 1968, o poço 1-SES-1A foi o primeiro poço submarino a jorrar petróleo no Brasil. Este poço é responsável pela descoberta do campo de Guaricema, o primeiro a ser descoberto na plataforma continental brasileira, localizado exatamente na foz do rio Vasa Barris no estado de Sergipe.

Tabela 5: 48 melhores poços produtores.

ÁREA	CAMPO	POÇO	Óleo(m³/d)	Gás (Mm³/d)	Óleo equivalente (m³/d)
ALAGOAS(MAR)	PARU	4-ALS-0039-AL	56,29	415	471,29
ALAGOAS(TERRA)	ANB	7-ANB-0002D-AL	166,02	29,77	195,79
SERGIPE(M)	CB	7-CB-0018D-SES	1,94	163,34	165,28
SERGIPE(M)	CB	7-CB-0009D-SES	2,98	150,86	153,85
ALAGOAS(TERRA)	PIR	7-PIR-0019-AL	2,6	139,15	141,75
ALAGOAS(TERRA)	PIR	1-PIR-0001-AL	3,61	124,87	128,48
SERGIPE(M)	GA	7-GA-0058D-SES	89	26,18	115,18
SERGIPE(M)	GA	7-GA-0064D-SES	89,79	12,13	101,92
SERGIPE(M)	GA	7-GA-0024D-SES	38,91	61,11	100,02
SERGIPE(M)	GA	7-GA-0066D-SES	54,48	35,46	89,94
SERGIPE(M)	GA	3-GA-0054DP-SES	66,82	19,3	86,12
SERGIPE(M)	SG	7-SG-0003A-SES	79,86	1,12	80,98
ALAGOAS(TERRA)	SMC	3-SMC-0047D-AL	3,06	77,77	80,84
ALAGOAS(TERRA)	CSM	7-CSMC-0035-AL	4,28	67,44	71,72
ALAGOAS(TERRA)	ANB	7-ANB-0004D-AL	58,91	9,91	68,82
ALAGOAS(TERRA)	CSM	3-CSMC-0008-AL	1,13	66,32	67,45
SERGIPE(M)	GA	7-GA-0025D-SES	35,74	28,73	64,47
ALAGOAS(TERRA)	PIR	7-PIR-0221D-AL	23,97	40,05	64,02
SERGIPE(M)	CM	7-CM-0085D-SES	46,01	10,89	56,9
ALAGOAS(TERRA)	CSM	7-CSMC-0031-AL	2,25	54,53	56,78
ALAGOAS(TERRA)	PIR	7-PIR-0061-AL	52,11	4,05	56,16
ALAGOAS(TERRA)	ANB	7-ANB-0003-AL	46,88	9,19	56,07
SERGIPE(M)	CM	7-CM-0010-SES	20,54	34,17	54,71
SERGIPE(M)	CB	7-CB-0008D-SES	8,93	45,01	53,95
ALAGOAS(TERRA)	PIR	7-PIR-0224D-AL	42,85	9,96	52,81
SERGIPE(T)	CP	7-CP-0429-SE	48,67	1,64	50,32
SERGIPE(M)	GA	7-GA-0023D-SES	37,11	12,06	49,17
SERGIPE(M)	DO	7-DO-0026DP-SES	34,89	13,88	48,76
SERGIPE(M)	DO	7-DO-0016-SES	32,63	15,78	48,41
ALAGOAS(TERRA)	PIR	7-PIR-0196D-AL	33,88	13,89	47,77
ALAGOAS(TERRA)	PIR	7-PIR-0038-AL	1,87	42,22	44,09
ALAGOAS(TERRA)	SMC	7-SMC-0029-AL	0,59	42,81	43,39
ALAGOAS(TERRA)	ANB	7-ANB-0001D-AL	33,94	6,79	40,73
SERGIPE(M)	GA	7-GA-0004D-SES	18,4	21,57	39,97
SERGIPE(M)	GA	7-GA-0063D-SES	31,64	8,31	39,95
ALAGOAS(TERRA)	PIR	7-PIR-0218D-AL	2,5	35,21	37,71
SERGIPE(M)	CM	7-CM-0013D-SES	17,19	20,3	37,49
ALAGOAS(TERRA)	PIR	7-PIR-0222D-AL	23,87	12,27	36,14
SERGIPE(T)	BRG	7-BRG-0024-SE	12,06	23,82	35,88
ALAGOAS(TERRA)	ANB	1-FRO-0003D-AL	30,49	5,38	35,88
ALAGOAS(TERRA)	PIR	7-PIR-0193D-AL	31,53	3,22	34,75
ALAGOAS(TERRA)	PIR	7-PIR-0101-AL	14,15	20,21	34,36
ALAGOAS(TERRA)	PIR	7-PIR-0201D-AL	8,45	25,76	34,21
SERGIPE(M)	DO	7-DO-0008-SES	22,36	8,99	31,35
ALAGOAS(TERRA)	PIR	7-PIR-0198D-AL	4,44	25,78	30,22
SERGIPE(T)	CP	8-CP-1419D-SE	29,32	0,79	30,11
SERGIPE(M)	CM	7-CM-0093WA-SES	28,79	1,09	29,89
SERGIPE(T)	CP	8-CP-1544-SE	27,82	0,96	28,78

Fonte: PETROBRAS, 2007.

O campo de Guaricema foi descoberto em setembro de 1968, seguido do campo de Caioba em janeiro de 1970, e logo em seguida Dourado e Camorim, ambos em junho de 1970, depois o campo de Salgo em dezembro de 1984, e por fim o campo de Piranema em janeiro de 2005 (WAGNER e VALERIANO, 2006).

O campo de Guaricema está em uma lamina d'água média de 30 metros e possui aproximadamente 50 km<sup>2</sup> e é explorado por 29 poços em 7 plataformas fixas, apresentando uma excelente performance de produção, com vazão aproximadamente de 8680 barris/dia de óleo e 570.000 m<sup>3</sup>/dia de gás. Este é o principal campo marítimo produtor de óleo da UNSEAL. Em novembro de 1985, teve início o projeto de recuperação secundária do campo, através da injeção de gás no reservatório, para com isso manter a pressão residual no reservatório (WAGNER e VALERIANO, 2006).

Segundo Wagner e Valeriano (2006), as plataformas de produção de petróleo em Sergipe são divididas da seguinte forma: 1ª família, equipada para conter no máximo 06 poços; 2ª família, equipada para conter no máximo 12 poços; 3ª família, equipada para conter no máximo 21 poços e do tipo Caisson, equipada para conter no máximo 04 poços.

No campo de Guaricema existem 06 plataformas do tipo de 1ª família, equipadas para terem até 06 poços, nas quais os acessos para as mesmas são através de cesta de passageiros operada por guindastes, ou “corda de pulo”, com exceção da Plataforma de Guaricema 03 (PGA-03), que possui heliponto homologado, e 01 plataforma do tipo Caisson com estrutura para apenas 04 poços, e o seu acesso se dá somente através do “pulo de corda”.

A Plataforma de Guaricema 03 (PGA-03) é responsável pelo escoamento de óleo e gás do campo de Guaricema e também do campo de Dourado até a Estação de Produção de Atalaia (EPA), localizada na cidade de Aracaju.

A plataforma de Guaricema 01 (PGA-01) é responsável pelo recebimento de gás da Estação de Compressores de Atalaia (ECA), localizada na cidade de Aracaju, e sua distribuição para as outras plataformas do campo de Guaricema.

Foi retirada de operação a Plataforma de Guaricema 06 (PGA-06), fisicamente esta plataforma não existe mais, e os seus poços foram completamente arrasados e tamponados no fundo do mar.

A Tabela 6 mostra o ano de lançamento das plataformas do campo de Guaricema, o número máximo de poços que cada uma pode possuir e suas respectivas profundidades.

Tabela 6: Campo de Guaricema.

Plataforma	Ano de lançamento	Nº de poços	Lâmina d'água (m)
PGA-01	1969	6	29
PGA-02	1971	6	25
PGA-03	1971	6	28
PGA-04	1974	6	24
PGA-05	1974	6	25
PGA-06	1977	6	32
PGA-07	1997	6	28
PGA-08	1998	4	30

Fonte: PETROBRAS, 2007.

O campo de Caioba foi o segundo campo a ser descoberto no território marítimo de Sergipe, através do poço 1-SES-6 em janeiro de 1970. Este campo se localiza a 18 km ao sudoeste da cidade de Aracaju, em lâmina d'água média de 27 metros. O campo possui aproximadamente 6 km<sup>2</sup> e é explorado por 13 poços em 4 plataformas fixas, produzindo cerca de 881 barris/dia de óleo, e 1.040.000 m<sup>3</sup>/dia de gás. Este campo é o principal produtor de gás da UN-SEAL (WAGNER e VALERIANO, 2006).

O campo de Caioba possui uma plataforma de 2ª família equipada com capacidade de até 12 poços, e as outras três plataformas de 1ª família, equipadas com capacidade máxima de 06 poços cada uma. O acesso para essas plataformas é através de cesta de passageiros, operadas com guindastes ou através de “corda de pulo”.

A plataforma de Caioba 01(PCB-01) é a responsável pelo escoamento de óleo e gás do campo de Caioba até a EPA, e é a única plataforma habitada do campo de Caioba.

A Tabela 7 mostra o ano de lançamento das plataformas do campo de Caioba, o número máximo de poços que cada uma pode possuir e suas respectivas profundidades.

Tabela 7: Campo de Caioba.

Plataforma	Ano de lançamento	Nº de poços	Lâmina d'água(m)
PCB-01	1971	12	28
PCB-02	1974	6	28
PCB-03	1978	6	29
PCB-04	1983	6	26

Fonte: PETROBRAS, 2007.

O campo de Dourado foi descoberto em junho de 1970, através do poço 1-SES-5. Este campo localiza-se a 23 km ao sul da cidade de Aracaju, em lamina d'água média de 30 metros. Este campo possui aproximadamente 15 km<sup>2</sup> e é explotado por 10 poços em três plataformas fixas, produzindo cerca de 2.327 barris/dia de óleo, e 100.000 m<sup>3</sup>/dia de gás (WAGNER e VALERIANO, 2006).

Esse campo possui uma plataforma de 1ª família e mais duas do tipo Caisson, nas quais não existem vasos separadores. São plataformas extremamente simples e o acesso para elas são apenas através de “corda de pulo”.

A plataforma de Dourado 01 (PDO-01) é a mais complexa do campo marítimo da bacia Sergipe-Alagoas. Essa plataforma possui dois vasos separadores bifásicos, um tanque de armazenamento de óleo, duas bombas centrífugas de transferência para o campo de Guaricema, um compressor de gás de alta pressão, dois compressores de ar de baixa pressão, um sistema de injeção de água e um queimador de gás (PETROBRAS, 2007).

O acesso para PDO-01 se dá através de cesta de passageiro operada através de guindaste, de “corda de pulo”, ou de helicóptero, uma vez que esta plataforma possui heliponto homologado. Esta plataforma é a única habitada do campo de Dourado.

A Tabela 8 mostra o ano de lançamento das plataformas do campo de Dourado, o número máximo de poços que cada uma pode possuir e suas respectivas profundidades.

Tabela 8: Campo de Dourado.

Plataforma	Ano de lançamento	Nº de poços	Lâmina d'água(m)
PDO-01	1974	6	27
PDO-02	1993	3	27,5
PDO-03	1994	3	27,5

Fonte: PETROBRAS, 2007.

O campo de Camorim foi descoberto em junho de 1970 através do poço 1-SES-10. Este campo localiza-se a 6 km ao sudoeste da cidade de Aracaju, em lâmina d'água média de 21 metros e possui aproximadamente 50 km<sup>2</sup>, é explotado por 34 poços em 10 plataformas fixas, com vazão média de 1.384 barris/dia de óleo e 480.000 m<sup>3</sup>/dia de gás.

Em setembro de 1995, teve início o projeto de recuperação secundária em Camorim, através da injeção de gás residual a alta pressão no reservatório e mais tarde o projeto de injeção de água salgada no reservatório, ambos para aumentar o fator de recuperação do óleo no reservatório (WAGNER e VALERIANO, 2006).

O acesso a todas as plataformas do campo de Camorim se dá através de cesta de passageiros operada por guindaste, ou de “corda de pulo”, com exceção da Plataforma de Camorim 09 (PCM-09), que possui heliponto, permitindo o acesso também por helicóptero e também da Plataforma de Camorim 11 (PCM-11), da qual foram retirados todos os seus conveses para serem instalados na PGA-07, restando apenas a sua jaqueta com a cabeça dos poços, e devido a isso o seu acesso se dá apenas através de “corda de pulo”.

Esse campo possui sete plataformas fixas de 1ª família, com capacidade para no máximo seis poços, uma plataforma fixa de 2ª família, cuja capacidade máxima é de doze poços e mais duas plataformas fixas de 3ª família com capacidade máxima de vinte e um poços. A plataforma de Camorim 11 (PCM-11) não está sendo considerada, devido a não existência mais de seus conveses. A mesma só possui três placas solares para iluminação noturna e todos os seus poços e dutos estão fechados e inertizados.

A plataforma de Camorim 01(PCM-01) é a principal plataforma do campo, devido ao escoamento de todo o óleo do campo para a EPA ser comandado por esta, e também todo o gás recebido da ECA para ser distribuído para o campo de Camorim e Caioba, também ser comandado por esta plataforma. A plataforma de Camorim 02 (PCM-02), é responsável pela injeção de gás residual no campo.

As plataformas de Camorim 04 e 10, respectivamente, PCM-04 e PCM-10, são responsáveis pela injeção de água salgada no campo de Camorim.

A Tabela 9 mostra o ano de lançamento das plataformas do campo de Camorim, o número máximo de poços que cada uma pode possuir e suas respectivas profundidades.

Tabela 9: Campo de Camorim.

Plataforma	Ano de lançamento	Nº de poços	Lâmina d'água(m)
PCM-01	1974	6	13
PCM-02	1974	6	15
PCM-03	1975	6	14
PCM-04	1975	6	18
PCM-05	1977	12	20
PCM-06	1984	21	26
PCM-07	1985	6	19
PCM-08	1985	6	26
PCM-09	1987	21	24
PCM-10	1989	6	21
PCM-11	1989	6	24

Fonte: PETROBRAS, 2007.

A plataforma de Camorim 09 (PCM-09) é a plataforma matriz do campo marítimo, e é através de um supervisor instalado nessa plataforma que se consegue visualizar e realizar manobras em todas as outras plataformas. Esta plataforma é habitada e possui toda uma estrutura de hotelaria instalada, juntamente com uma enfermaria para o atendimento de todo o campo marítimo.

O campo de Salgo foi descoberto em dezembro de 1984, através do poço 1-SES-83 e localiza-se a 60 km ao nordeste da cidade de Aracaju em lamina d'água média de 14 metros. Esse campo possui aproximadamente 2 km<sup>2</sup>, e é explotado pelo poço 7-SG-03-SESA equipado com ANM (árvore de natal molhada), que escoar a produção para uma plataforma fixa, produzindo cerca de 943 barris/dia de óleo e 3.000 m<sup>3</sup>/dia de gás.

Esse campo é composto apenas por uma plataforma fixa de 2ª família, a plataforma de Robalo 01 (PRB-01), com capacidade máxima de doze poços, e foi lançada em 1979, em lâmina d'água de treze metros. É uma plataforma habitada e seu acesso se dá através de cesta de passageiros operada por guindaste, por "corda de pulo", ou helicóptero, uma vez que a plataforma possui heliponto homologado. Essa plataforma é responsável por escoar a produção do poço 7-SG-03-SESA para a Estação de Produção de Robalo (EPRB) (WAGNER e VALERIANO, 2006).

O campo de Piranema é o primeiro campo de petróleo descoberto em águas profundas na costa sergipana. A plataforma que irá operar nesse campo será a SSP Piranema, uma plataforma do tipo FPSO (Unidade Flutuante de Produção, Armazenamento e Transferência), a primeira plataforma de casco redondo do mundo. Essa plataforma possui uma altura de 60 metros e pesa algo em torno de 15 mil toneladas. Essa plataforma ficará ancorada por um conjunto de nove correntes cravadas no fundo do mar. A lâmina d'água entre a plataforma e os poços terá em média 1.090 metros, e o óleo é apanhado a uma profundidade que vai de 3.168 a 3810 metros além do fundo do mar (LIMA, 2007).

O campo de Piranema localiza-se em frente ao município de Estância e a produção da SSP Piranema será em torno de 30.000 barris/dia de óleo e 3.600.000 m<sup>3</sup>/dia de gás, através de três poços produtores e três poços injetores de água produzida e gás. Essa plataforma será uma plataforma habitada, no qual o acesso para a mesma será através de cesta de passageiros operada por guindaste e helicóptero, pois a mesma possui heliponto homologado (PETROBRAS, 2007).

## 2.5 Métodos de Elevação

Um reservatório de petróleo possui uma pressão natural que faz com que o óleo seja expulso deste. Quando essa pressão é suficiente para o óleo chegar até a superfície sem nenhum tipo de ajuda, essa elevação é denominada de elevação natural, e os poços que possuem esse tipo de elevação são chamados de poços surgentes (THOMAS, 2001).

Quando a pressão do reservatório é relativamente baixa, e o óleo para chegar até a superfície é necessário a implantação de algum método para retirar esse óleo do reservatório, essa elevação é denominada de elevação artificial (ROCHA, 2006).

Os métodos mais utilizados de elevação de petróleo na UN-SEAL são:

- Surgência (elevação natural);
- Bombeio mecânico;
- Bombeio com bomba centrífuga submersa (BCS);
- Bombeio com bomba de cavidade progressiva (BCP);
- Injeção de gás *lift*;
- Bombeio pneumático Zadson (BPZ).

### 2.5.1 Surgência (elevação natural)

Os poços de petróleo que possuem elevação natural, são chamados também de poços surgentes, nos quais o fluxo de petróleo se dá do reservatório até as unidades de produção apenas com as energias de pressão existentes no próprio reservatório.

Geralmente no início da vida produtiva dos poços ocorre a surgência, e com o passar do tempo estes diminuem sua produtividade, devido a diminuição das pressões no reservatório, tornando-se insuficiente para transportar o petróleo até a superfície em uma vazão econômica ou conveniente ao processo (THOMAS, 2001).

Os poços surgentes produzem com menos problemas operacionais quando comparados com os de elevação artificial, devido à simplicidade dos equipamentos de superfície e subsuperfície. Esses poços possuem uma maior vazão de líquidos e, conseqüentemente um menor custo operacional. Devido a estas vantagens, torna-se necessário conhecer e controlar as variáveis que afetam a vazão de um poço surgente, para poder aproveitar essa energia por um máximo de tempo possível, sem ter que implementar nenhum tipo de elevação artificial.

De acordo com Rocha (2006), existem alguns fatores que influenciam na produtividade de um poço surgente, tais como:

- propriedades físicas do óleo, como viscosidade e densidade;
- índice de produtividade do poço;
- danos causados à formação produtora durante a perfuração ou durante a completção do poço;
- isolamento total das zonas de água e de gás adjacentes à zona produtora de óleo;
- dimensionamento correto dos equipamentos instalados no poço;
- controle de produção através de testes periódicos;
- estimulação do reservatório através de injeção de água ou gás.

O controle de vazão de poço surgente é feito através de uma válvula denominada de válvula *Choke*, ou também como é conhecida por *Been* de produção. Essas válvulas são utilizadas para se ter um controle sobre a produção do poço e sobre a pressão que esse poço irá submeter à linha de produção. Com o aumentando da abertura da válvula *Choke*, é reduzida a perda de pressão do fluido ao atravessá-la, e conseqüentemente a pressão de fluxo no fundo do poço também diminuiu, causando um aumento no diferencial de pressão sobre o reservatório, ocasionando numa vazão mais elevada do poço (ROCHA, 2006).

A vazão máxima de um poço surgente pode ser maior do que a vazão ótima indicada para a produção do reservatório. Altas vazões podem antecipar a produção de água, gás ou areia, resultando em menores recuperações de petróleo, e ocasionando uma intervenção de sonda em um espaço menor de tempo.

Na Figura 1 é mostrada uma foto de diversas válvulas *Choke* armazenadas em um almoxarifado localizado na sede da PETROBRAS em Sergipe.



Figura 1: Válvulas *choke*.  
Fonte: PETROBRAS, 2006.

Na UN-SEAL apenas 2% dos poços ainda são surgentes, e a grande maioria deles encontra-se nos campos marítimos.

No Gráfico 4 é representado a porcentagem de cada método de elevação dos poços produtores atualmente da UN-SEAL, no qual é destacado a elevação natural ou surgência.

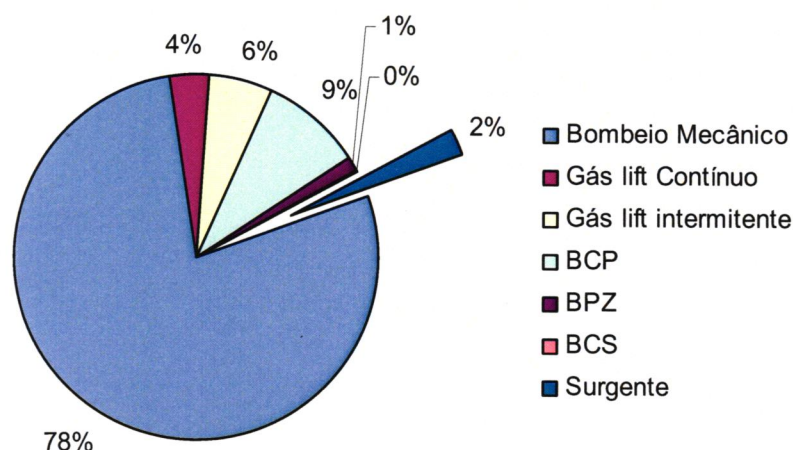


Gráfico 4: Tipos de elevação da UN-SEAL.

### 2.5.2 Bombeio mecânico

O método mais utilizado nas indústrias petrolíferas do mundo é o bombeio mecânico, popularmente conhecido também como bombeio com “cavalo de pau”. Nesse método de elevação, o princípio de funcionamento é baseado na transferência de energia de movimento rotativo de um motor elétrico ou de combustão, em movimento alternativo por uma unidade de bombeio instalado sobre a cabeça do poço. Um conjunto de hastes acopladas entre si transmite o movimento alternativo para uma bomba localizada no fundo do poço, que eleva o petróleo até a superfície (CARDOSO, 2006).

Na UN-SEAL o método de elevação artificial que utiliza o bombeio mecânico representa a maior parte dos poços da unidade, sendo que a maioria deles possuem vazões

baixas. No Gráfico 5 é representada a porcentagem dos poços que utilizam o método de bombeio mecânico.

O bombeio mecânico, geralmente, é utilizado em poços rasos, elevando vazões médias de petróleo. Para poços profundos só consegue elevar vazões baixas, e é problemático em poços que produzem areia, em poços com desvio e em poços que produzam gás. A produção de areia é prejudicial ao sistema de bombeio, devido a sua abrasividade que desgasta mais rápido as partes móveis e a camisa da bomba. O poço que produz gás tem a eficiência volumétrica da bomba reduzida, comprometendo a produtividade do poço (PETROBRAS, 2006).

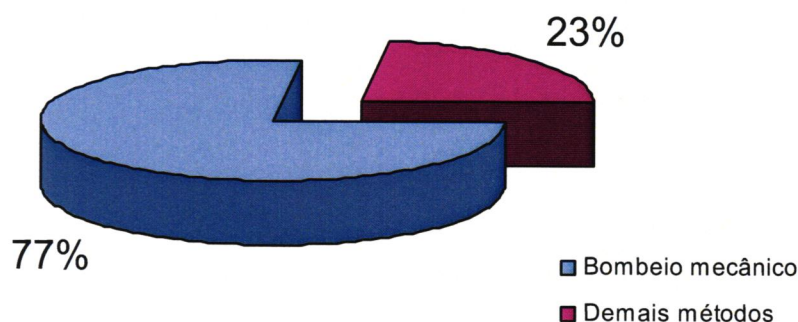


Gráfico 5: Bombeio mecânico utilizado na UN-SEAL.

No caso de poços que apresentem desvios, esse método resulta em um elevado atrito entre a coluna de hastes que movimenta a bomba e a coluna de produção, provocando um aumento de carga na haste polida e um desgaste prematuro nas colunas de hastes e de produção nos pontos de maior contato.

Os principais componentes de um bombeio mecânico são: bomba de subsuperfície, coluna de hastes, tubos ou coluna de produção e unidade de bombeio. Todos esses equipamentos estão representados na Figura 2.

A função da bomba de subsuperfície, é fornecer energia ao óleo vindo do reservatório, para elevá-lo até a superfície. Essa transmissão de energia ocorre em forma de aumento de

pressão fornecida ao óleo pela bomba. Esta bomba é com efeito de deslocamento positivo, do tipo alternativa com pistão, e é composta por uma camisa, um pistão, uma válvula de passeio e uma válvula de pé (PETROBRAS, 2006).

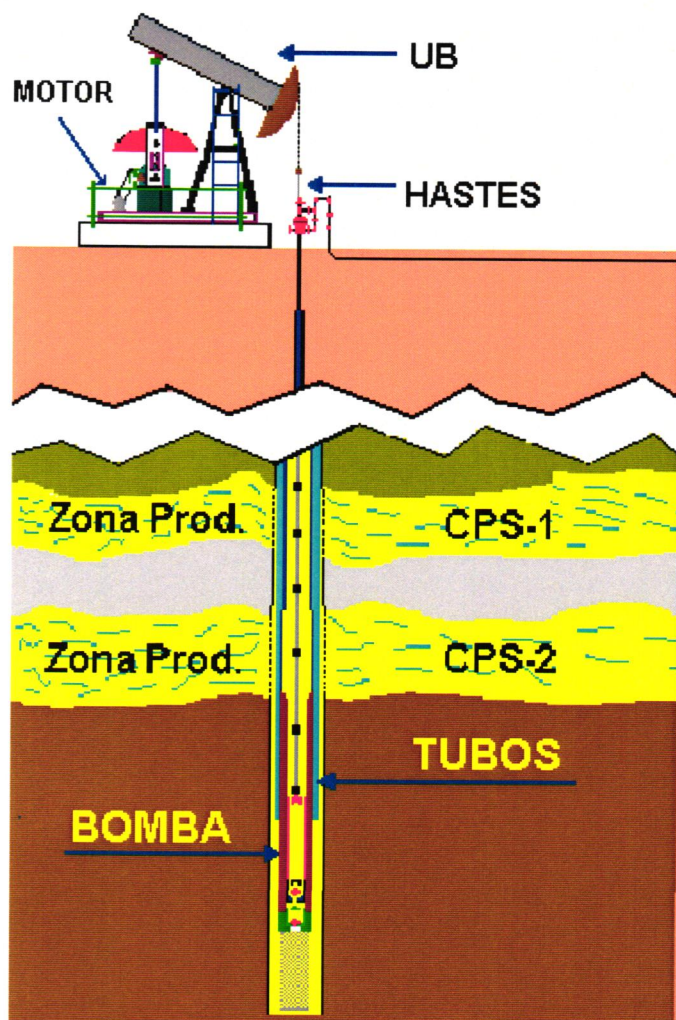


Figura 2: Sistema de bombeio mecânico.  
Fonte: PETROBRAS, 2006.

A Figura 3 ilustra uma bomba de subsuperfície, destacando suas partes internas existentes.

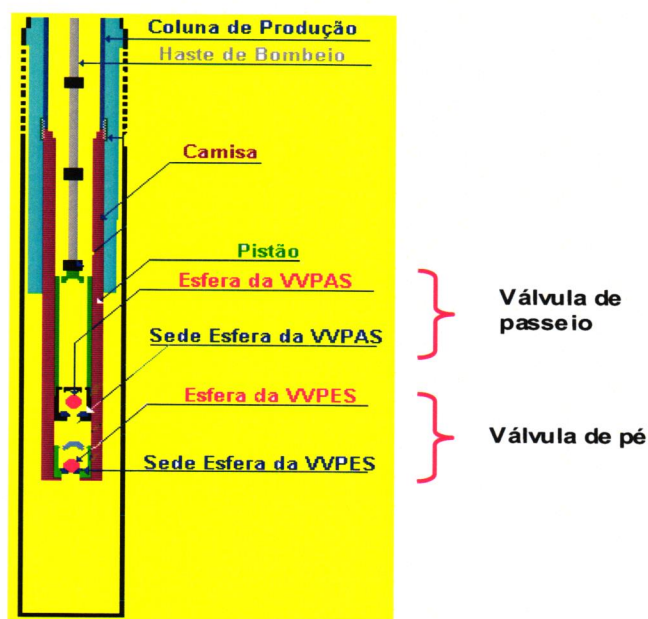


Figura 3: Bomba de subsuperfície.  
Fonte: PETROBRAS, 2006.

A camisa é um tubo com acabamento superficial interno altamente polido, normalmente revestido por um cromo duro e é a parte fixa da bomba. O pistão é um tubo de metal com acabamento superficial externo altamente polido, e é a parte móvel da bomba e liga-se à coluna de haste que transmite energia ao fluido.

A válvula de pé tem a função de permitir o fluxo de óleo somente no sentido de entrar na bomba. Esse componente está ligado à camisa e, portanto, não se movimenta. A válvula de passeio tem a função de permitir o fluxo de óleo somente no sentido de sair da bomba para a coluna de produção. Esse componente está ligado ao pistão, e portanto movimenta-se junto com o pistão.

O ciclo de bombeio mecânico é dividido em dois cursos: o curso ascendente e curso descendente. No curso ascendente o peso do óleo que está dentro da coluna de produção mantém a válvula de passeio fechada, fazendo com que o óleo suba juntamente com a coluna de hastes, formando uma baixa pressão na camisa da bomba abaixo do pistão e acima da

válvula de pé, fazendo com que esta se abra e permita a passagem de óleo do anular do poço para dentro da camisa.

No curso descendente da haste, o óleo que está dentro da camisa da bomba é comprimido, fechando assim a válvula de pé, e abrindo a válvula de passeio para a passagem do óleo para cima do pistão. Quando o curso descendente chega ao final e inicia o curso ascendente, a válvula de passeio fecha e a de pé abre, iniciando um novo ciclo.

As hastes de bombeio são elementos que recebem todo o peso do óleo a ser bombeado e devem ainda suportar o peso das hastes abaixo. Essas hastes podem ser de aço ou de fibra de vidro. As hastes de aço são fabricadas com aços tratados termicamente e não devem sofrer impactos de ferramentas e nem empenos durante o seu manuseio. As hastes de fibra de vidro, devido ao custo elevado, são geralmente utilizadas somente em casos em que se apresentem sérios problemas de corrosão no poço (THOMAS, 2001).

A unidade de bombeio é o equipamento que converte o movimento de rotação do motor, seja ele elétrico ou de combustão, em movimento alternativo das hastes. A escolha de uma unidade de bombeio para um determinado poço deve levar em consideração o torque máximo exigido, a máxima carga e o curso máximo necessário da haste polida. Esta é composta por uma estrutura formada de uma base, um tripé, uma viga transversal, uma cabeça de unidade de bombeio, uma biela, uma manivela, os contrapesos, um redutor e um motor (PETROBRAS, 2006).

A função dos contrapesos é dar uma estabilidade nos movimentos ascendentes e descendentes, balanceando as cargas desses dois movimentos de forma uniforme, garantindo assim uma vida útil maior para o motor. Para que isto aconteça, os contrapesos devem estar devidamente balanceados.

Na Figura 4 é ilustrada uma unidade de bombeio, destacando todos os seus componentes.

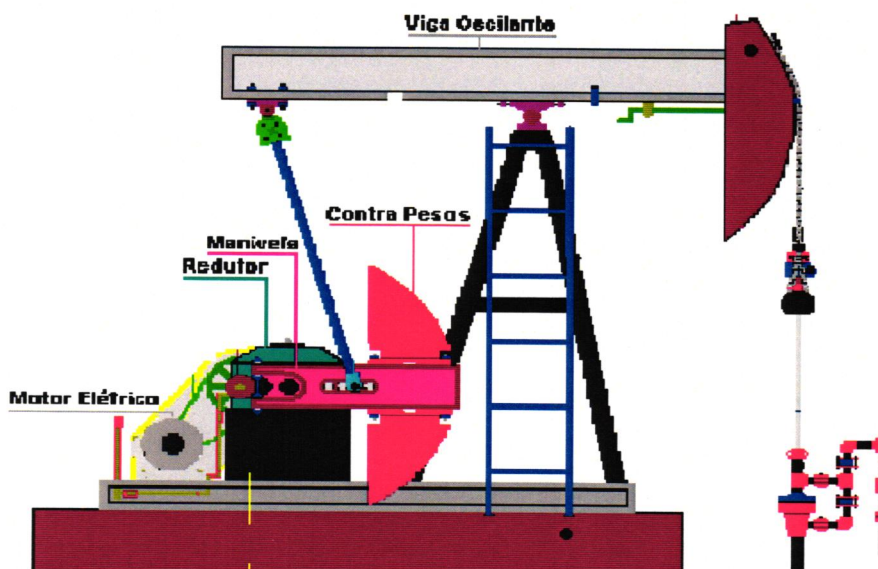


Figura 4: Unidade de bombeio mecânico.  
Fonte: PETROBRAS, 2006.

O bombeio mecânico apresenta alguns pontos positivos, tais como: um custo operacional baixo, um equipamento robusto e muito conhecido, de fácil manutenção e simplicidade de instalação e operação, abrange uma grande faixa de vazão de 1 a 300 m<sup>3</sup>/dia, possui uma alta flexibilidade de adaptação às variações de vazão, suporta altas temperaturas de operação, adequado para baixa pressão de sucção, pode ser instalado em áreas que não possuem eletrificação, possui fácil diagnósticos de falhas observadas através de dinamômetros instalados nas unidades de bombeio e já é uma tecnologia consolidada mundialmente (PETROBRAS, 2006).

Existem também alguns pontos negativos, como por exemplo, as dificuldades em bombear óleos viscosos. Neste caso é problemático em poços com muito gás e com produção de areia, não é adequado em poços profundos, e possui um alto custo de investimento inicial.

Na Figura 5 é mostrada uma foto de uma unidade de bombeio mecânico convencional.



Figura 5: Unidade de bombeio mecânico convencional.  
Fonte: PETROBRAS, 2006.

### 2.5.3 Bombeio com bomba centrífuga submersa

O método com bombeio com bomba centrífuga submersa é conhecido como BCS, e utiliza uma bomba centrífuga de múltiplos estágios com efeito dinâmico no fundo do poço. A energia utilizada no funcionamento da bomba, é transmitida para o fundo do poço através de cabo elétrico e transformada em energia mecânica através de um motor de subsuperfície, o qual está diretamente ligado a uma bomba centrífuga e essa bomba transmite energia ao óleo sob forma de pressão, elevando-o para a superfície (CARDOSO, 2006).

Na UN-SEAL o uso de BCS ainda é muito restrito, tendo apenas em operação sete bombas deste tipo, na qual seis operam no campo terrestre de Carmópolis, e uma no campo marítimo de Dourado.

No uso do método de bombeio com bomba centrífuga submersa, torna-se indispensável a utilização de energia para alimentação do motor da bomba, que na maioria das vezes opera com uma tensão em média de 220 volts.

O bombeio com bomba centrífuga submersa é dividido em duas partes de equipamentos, que são os equipamentos de subsuperfície e os equipamentos de superfície. Os equipamentos de subsuperfície de um poço equipado para produzir com BCS são a bomba, admissão da bomba, protetor, motor elétrico e o cabo elétrico. Na superfície os equipamentos existentes são o quadro de comandos, uma cabeça de produção e geralmente nos campos terrestres se utiliza um transformador para rebaixar a tensão que geralmente é alta nas redes de alimentação elétrica.

A bomba utilizada possui em cada estágio um impulsor e um difusor. O impulsor é preso em um eixo e gira a uma velocidade aproximada de 3.500 rotações por minuto, transferindo energia para o óleo sob a forma de energia cinética, aumentando sua velocidade.

O difusor da bomba permanece estacionário, preso à carcaça da bomba, e redireciona o óleo de um impulsor localizado imediatamente abaixo para o próximo imediatamente acima, reduzindo assim a velocidade do óleo e transformando a energia cinética em pressão, para que o óleo chegue até a superfície. Cada par de impulsor juntamente com difusor, é chamado de estágio da bomba, e são colocados tantos estágios quantos forem necessários para que o óleo consiga chegar até a superfície.

A forma e o tamanho do impulsor e do difusor determinam a vazão a ser bombeada, e o número de estágios determina a capacidade de elevação de óleo.

A admissão da bomba está localizada no fundo da bomba, e é o caminho pelo qual o óleo passa para chegar até o primeiro estágio. Na parte interna da admissão existe um separador de gás, que pode ser estacionário ou centrífugo, que serve para separar o gás do

óleo, uma vez que a passagem de excesso de gás por dentro da bomba é prejudicial a sua vida útil.

O bombeio com a bomba centrífuga submersa é indicado para altas vazões, que giram em torno de 150 a 3.000 m<sup>3</sup>/dia, e possui uma maior proteção para o meio ambiente, pelo fato de não possuir partes moveis na superfície, evitando assim vazamentos de óleo e a poluição sonora, além de ter uma maior confiabilidade na segurança operacional.

Mesmo com essas vantagens, o uso ainda continua restrito devido a algumas desvantagens como o alto investimento inicial, a sua manutenção e instalação que requer um serviço altamente especializado, não se adapta a variações de produção, necessitam de cuidados especiais para refrigeração do motor, não é recomendado para trabalhar com temperaturas superiores a 100°C, muito problemático com operações que contenham gás, areia e incrustações, e fica limitado a trabalhar com revestimentos de no mínimo 5 1/2".

#### 2.5.4 Bombeio com bomba de cavidade progressiva

O método de elevação de bombeio com bomba de cavidade progressiva ou método BCP, como é mais conhecido, consiste na transferência de energia ao óleo através de uma bomba de cavidades progressivas (THOMAS, 2001).

O método BCP é um método recente na indústria de petróleo. Na PETROBRAS, esse método foi introduzido na década de 80 e teve sua expansão na década de 90. Atualmente é um método que está concorrendo diretamente com o tradicional bombeio mecânico, e seu desenvolvimento inicial foi voltado para o bombeamento de óleos viscosos, devido ao bombeio mecânico possuir sérias deficiências com esse tipo de óleo.

Esse método vem crescendo a cada dia devido a sua operação ser de modo simples e ter uma grande eficiência na produção de óleo finos ou viscosos.

O gráfico 6 mostra a representatividade desse método implantado na UN-SEAL, relacionando, principalmente, com o bombeio mecânico que é o mais utilizado nos campos terrestres.

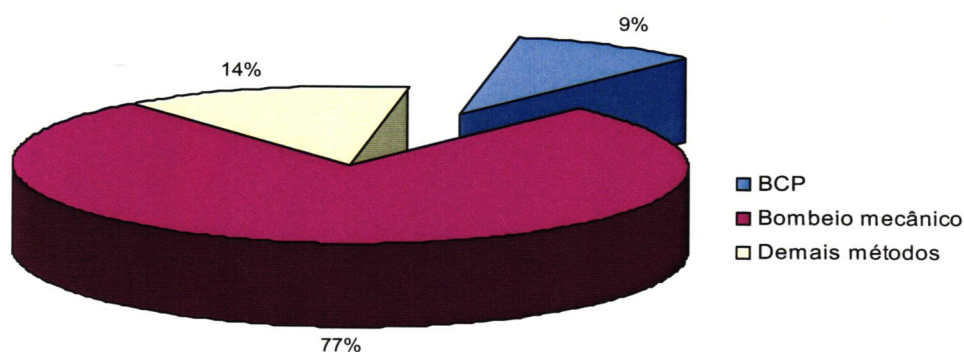


Gráfico 6: Bombeio BCP.

Na UN-SEAL, esse método só existe nos campos terrestres, devido a sua necessidade de ter que existir uma rede elétrica para alimentar o motor da bomba. A bomba utilizada nesse tipo de método de elevação é uma bomba de deslocamento positivo rotativa do tipo parafuso. Esta trabalha imersa no óleo no fundo do poço, e é constituída por um rotor e um estator.

O rotor é um componente metálico em forma de parafuso de superfície polida, e geralmente recoberto por cromo. O estator é a parte fixa da bomba, e este é formado por um tubo revestido internamente com uma borracha com cavidades helicoidais.

O sistema de equipamentos que forma o bombeio com bomba de cavidade progressiva, é formado por uma bomba que fica no fundo do poço, um motor elétrico para acionar a bomba, um quadro de comandos do motor e a transmissão que faz o acoplamento entre o motor e a bomba, que é formado por um conjunto de hastes, polias e cabeçote redutor.

A bomba de subsuperfície transfere o óleo para superfície por meio de cavidades formadas pela rosca helicoidal do rotor inserida no interior de um estator de borracha, na qual

as cavidades formadas são isoladas uma das outras. Com a rotação da bomba, as cavidades se deslocam da sucção para o recalque levando consigo o óleo aprisionado.

O fluxo de óleo formado pela bomba não é pulsante, como acontece em bombas alternativas. Este fluxo é constante e a cada rotação completa, a bomba fornece o volume de uma cavidade.

A vazão da bomba é definida através do tamanho da cavidade existente na bomba, e sua velocidade de rotação. A pressão que a bomba fornece ao sistema depende da quantidade de cavidades existentes nela.

O motor instalado nesse método necessita de rede elétrica para sua alimentação, pois este é do tipo elétrico e fornece a energia necessária ao acionamento da transmissão do sistema.

A transmissão do sistema é formada por um conjunto de hastes acopladas entre si semelhante às hastes do bombeio mecânico. O motor fornece movimento para uma coluna de hastes, através de polias e de um cabeçote redutor que faz com que a bomba no fundo do poço entre em movimento.

A coluna de hastes deve ser dimensionada para suportar os esforços de carga axial e torque. A haste que sofre maior esforço físico é a que fica acoplada ao cabeçote redutor, pois a mesma deve suportar o peso da bomba e do conjunto de hastes acopladas, juntamente com o diferencial de pressão do óleo formado pela bomba.

Um sistema BCP deve possuir um eficiente sistema de freio para evitar a reversão do movimento das hastes em caso de desligamento do motor, pois quando o poço está em operação, as hastes acumulam energia como uma mola e, além disso, existe uma diferença de altura de óleo entre a descarga da bomba, que fica em contato com a coluna de produção, e a sua sucção, que fica em contato com a coluna do anular do poço.

Estes dois fatos fazem com que ocorra um movimento altamente acelerado do eixo do cabeçote em sentido contrário ao de rotação normal quando falta energia. Como consequência é possível danificar o cabeçote e o motor, ou causar um acidente atingindo pessoas que estiverem junto ao cabeçote, e se no caso houver um retorno de energia, nesse momento, ocorre um torque elevado podendo romper uma das hastes da coluna.

Quando um cabeçote de um sistema BCP está em operação e este é parado abruptamente, o freio atua impedindo o movimento reverso. No entanto, uma grande energia é acumulada no sistema, e portanto, para haver segurança na operação o freio deve ser solto lentamente para liberar essa energia acumulada, observando a rotação das hastes que não deve passar dos 600 rpm, para somente depois dar partida novamente no sistema.

O bombeio utilizando o método BCP é adequado para produção de óleos viscosos e óleos que contenham areia. Esse método não contém válvulas que causem restrições e nem necessita de infra-estrutura muito diferenciada, pois utiliza hastes e tubos convencionais.

Os procedimentos de instalação são semelhantes ao do método de bombeio mecânico e suas instalações físicas de superfície são de pequeno porte. A operação desse sistema é bastante simples e se assemelha à operação do bombeio mecânico.

A bomba utilizada no método BCP é encontrada em diversos tamanhos. Os fatores principais que influenciam no seu dimensionamento são: a vazão desejada levando em consideração o índice de produtividade do poço e as características físicas do óleo, a profundidade de assentamento da bomba e as dimensões da coluna de produção e do revestimento do anular.

Esse método é adequado para poços de baixa vazão e baixa pressão, possuindo uma grande facilidade de adaptação às variações de pressão, tornando-se com isso mais simples seu dimensionamento.

O método BCP possui um menor custo de implantação e um menor consumo de energia elétrica em relação ao método de bombeio mecânico, porém a bomba de cavidade progressiva não possui manutenção corretiva e, também, não é aplicável em óleos com aromáticos para não danificar a borracha do estator da bomba.

O sistema de operação do método BCP não pode trabalhar com óleos que tenham temperatura superior a 80°C, pois uma temperatura superior a esta danifica a borracha do estator da bomba, diminuindo assim a sua vida útil.

Esse método apresenta problemas em poços tortuosos e que produzam muito gás, pois nos poços tortuosos o contato da coluna de hastes com a coluna de produção causa um desgaste prematuro, diminuindo o tempo de intervenções no poço. Nos poços que produzem muito gás, acontece um desgaste maior na borracha do estator, diminuindo assim sua vida útil, pois o próprio óleo produzido tem a função de lubrificar e refrigerar a borracha do estator que está sempre em contato com o rotor.

Na Figura 6 é mostrado o sistema BCP localizado no campo de Carmópolis em Sergipe.

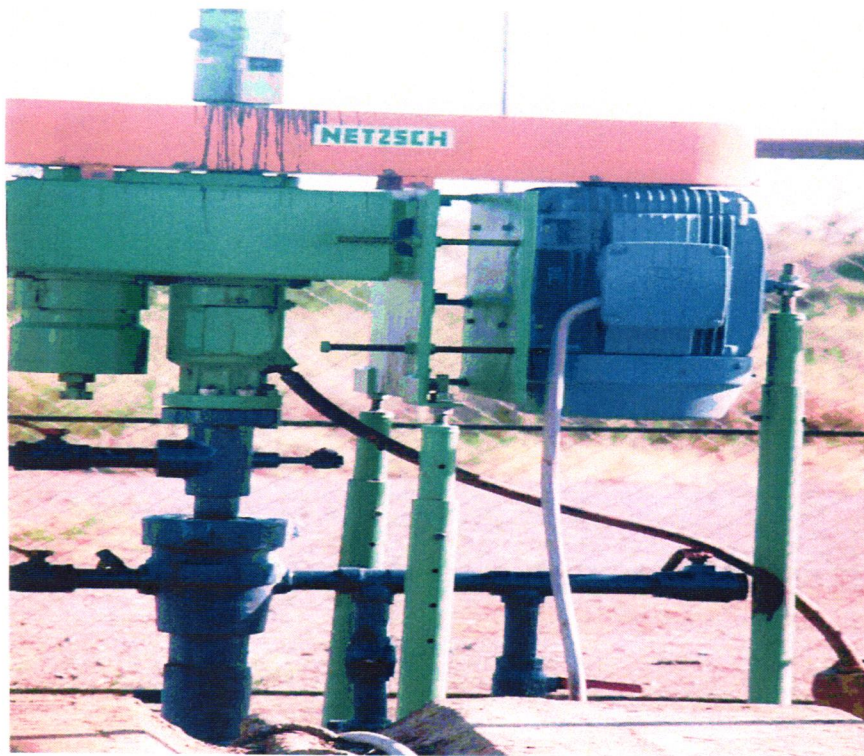


Figura 6: Sistema BCP  
Fonte: PETROBRAS, 2006.

### 2.5.5 Injeção de gás *lift*

A injeção de gás *lift* é um método de elevação artificial que utiliza gás comprimido em alta pressão, para injetar em poços que não são mais surgentes, ou mesmo para aumentar a produção desses poços.

Este método é muito utilizado na PETROBRAS, e principalmente em poços que produzem óleos com um elevado teor de areia, ou em poços com elevada produção de gás.

Na bacia de Sergipe e Alagoas, a injeção de gás *lift* é bastante utilizada nos campos terrestres, e também nos campos marítimos. No Gráfico 7 é mostrada a porcentagem da injeção de gás *lift* em relação aos demais métodos utilizados nos poços atualmente produtores da UN-SEAL.

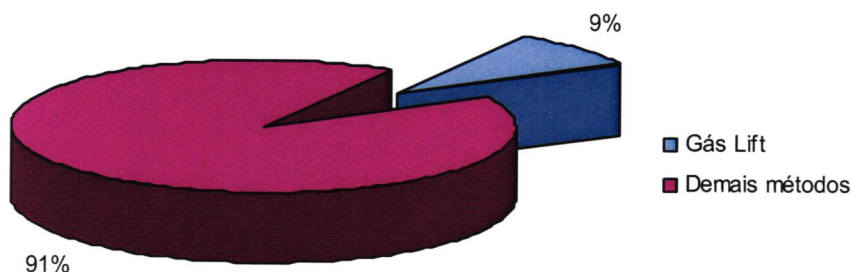


Gráfico 7: Injeção de gás *lift*.

O método de injeção de gás *lift* é dividido em injeção de gás *lift* contínuo e injeção de gás *lift* intermitente.

A injeção de gás *lift* contínuo baseia-se numa injeção contínua de gás a alta pressão na coluna do anular do poço e passa por válvulas inseridas na coluna de produção para o seu interior, entrando em contato com óleo. Esse gás é injetado no poço através de uma válvula reguladora de fluxo que faz com que o peso da coluna hidrostática do óleo diminua, e com

isso o poço consiga elevar o óleo para a superfície com uma vazão maior, devido a redução de pressão de fluxo no fundo do poço. Esse método é semelhante ao método de elevação natural ou método de surgência.

O segundo método de injeção de gás é a injeção de gás *lift* intermitente, que é baseado no deslocamento de óleo até a superfície por golfadas. O gás é injetado no poço da mesma forma da injeção de gás *lift* contínua, sendo que esse gás é regulado por uma válvula controladora do tipo *on-off*, que fica localizada na superfície próxima a cabeça do poço, cuja função é liberar o gás necessário para o poço com um tempo determinado.

A injeção de gás *lift* intermitente geralmente ocorre em poços que opera com uma vazão baixa, e necessitam de um tempo sem injeção de gás para acumular óleo em sua coluna de produção e com isso iniciar um novo ciclo de injeção. Cada ciclo de injeção começa com a abertura da válvula controladora localizada na superfície e termina quando o tempo desta fechada acaba e se inicia um novo ciclo com a abertura da válvula novamente.

Na UN-SEAL a utilização de injeção de gás *lift* intermitente é maior que a injeção de gás *lift* contínuo. O Gráfico 8 mostra a porcentagem de injeção de gás *lift* utilizada nos poços produtores pertencentes a UN-SEAL.

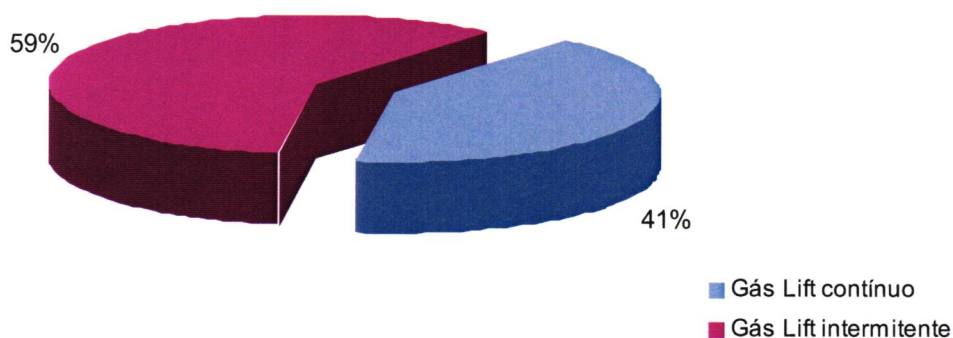


Gráfico 8: Injeção de gás *lift* contínuo e intermitente.

Os poços com índice de produtividade acima de um metro cúbico por dia, e pressão estática do reservatório suficiente para sustentar uma coluna de óleo entre 40% e 70% da profundidade do poço, geralmente, são equipados com injeção de gás *lift* contínuo, caso essas variáveis estejam abaixo desses valores, o poço é equipado com injeção de gás *lift* intermitente.

Os poços que utilizam a injeção de gás *lift* são compostos de válvulas reguladoras de pressão que se localizam entre a coluna de produção e o revestimento. A regulação de pressão dessas válvulas é sempre feita em ordem decrescente e no sentido da cabeça do poço para o fundo. A última válvula do poço recebe o nome de válvula operadora, pelo fato de estar sempre aberta enquanto o poço estiver em operação, e as demais recebem o nome de válvulas de descarga, pois precisam de uma pressão maior para abrir e são utilizadas somente nas operações de descarga do poço.

Estas válvulas têm a função de controlar o fluxo de gás da coluna do anular para coluna de produção, e também facilitam a operação de descarga de um poço amortecido com fluido após uma intervenção de sonda de produção.

A retirada das válvulas de descarga e operadora do poço é feita pela equipe de operação do *wire-line*, não sendo necessária à intervenção de sonda no poço, e com isso diminuindo o custo de intervenções em poços equipados com esse sistema.

Uma injeção de gás *lift* intermitente geralmente consome mais gás do que uma com gás *lift* contínuo, devido ao sistema intermitente possuir uma válvula controladora que trabalha completamente aberta ou fechada, e no sistema contínuo quem faz essa função é a válvula reguladora de fluxo que permite um maior controle na injeção de gás.

O processo para implantação de injeção de gás *lift* em um poço torna-se caro, caso não se tenha linha de gás com alta pressão em suas proximidades para alimentar o sistema.

O sistema não apresenta problemas com poços tortuosos, pois não há desgastes mecânicos nas colunas do poço, por não haver coluna de hastes em movimento em seu interior, e nem em poços que produzam óleo com alto teor de areia ou gás. Não necessita de energia elétrica para o seu funcionamento, apenas de gás com alta pressão.

O risco de falhas operacionais em intervenções com equipes de *wire-line* é maior devido à existência de peças móveis no interior do poço. As intervenções nesse tipo de método acontecem com uma periodicidade maior devido a não existência de movimentação mecânica no interior do poço.

Esse tipo de método possui uma margem muito boa em termos de variação de vazão, de 1 a 1.700 m<sup>3</sup>/dia, e em termos de profundidade pode trabalhar em até 2.600 metros de profundidade, sendo bastante indicado para poços com vazões baixas surgentes ou não.

#### 2.5.6 Bombeio pneumático Zadson

O bombeio pneumático Zadson (BPZ) é um método de bombeio utilizado na elevação artificial de óleo que tem se apresentado como uma boa alternativa principalmente em poços de reservatórios que não possuem mais uma pressão elevada para manter sua produção de óleo. É um método que necessita de vazões de gás sob elevada pressão para impulsionar o deslocamento do óleo produzido no poço para a superfície.

O método BPZ pode ser instalado em qualquer campo de petróleo com disponibilidade de gás comprimido em pressão e volume necessários para operar o sistema.

Sergipe foi primeiro Estado do Brasil a ter um poço equipado com o sistema BPZ. O poço GA-55 foi o primeiro a ter instalado esse sistema, localizado no campo marítimo de Guaricema. Atualmente existem 28 poços equipados com sistema BPZ no Brasil e nove na Colômbia (ENGE PET, 2005).

O sistema BPZ é composto por três válvulas pneumáticas de controle, um micro CLP, duas válvulas de retenção, e um conjunto de três colunas no interior do poço, que são: coluna interna, coluna intermediária e coluna externa. No final da coluna externa e da coluna intermediária são instaladas válvulas de retenção de fluido, que permitem passagem somente no sentido de baixo para cima, conhecidas também como *standing-valves*.

A Figura 7 ilustra a seqüência das colunas instaladas em um poço equipado com sistema BPZ.

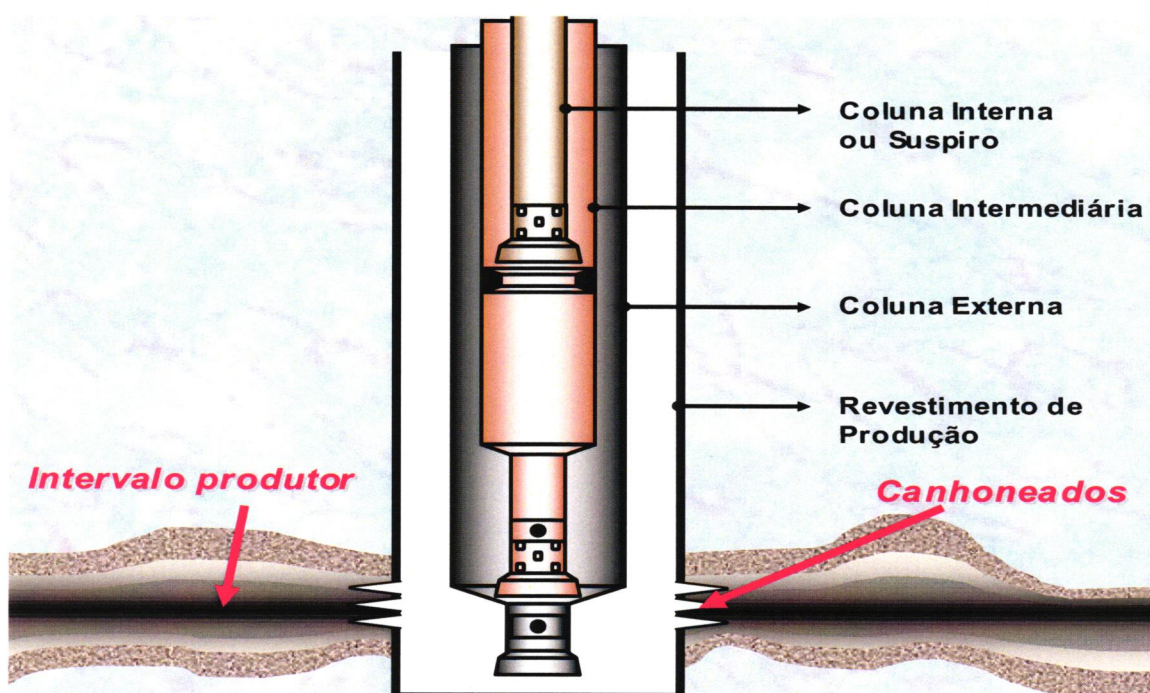


Figura 7: Colunas instaladas em um poço equipado com sistema BPZ.  
Fonte: ENGE PET, 2005.

O sistema BPZ possui três etapas em cada ciclo de operação. A primeira é a pressurização que se caracteriza por pressurizar o espaço anular entre as colunas externa e interna, com o objetivo de deslocar o óleo da câmara de estocagem, que é formada pela coluna externa e intermediária, para a coluna de produção que é formada pela coluna interna.

A segunda etapa é a expansão e produção, que se caracteriza pela expansão e produção do óleo contido na câmara de estocagem. A terceira etapa é a despressurização, que consiste

na drenagem do gás comprimido da coluna intermediária e da coluna externa, com o objetivo de realimentação da câmara de estocagem por óleo do reservatório.

O controle da injeção de gás e de despressurização do sistema é realizado por um sistema de três válvulas pneumáticas controladas por um micro controlador lógico programável. O tempo de abertura de cada uma depende das características de produção de cada poço.

A Figura 8 ilustra as válvulas pneumáticas de controle que são instaladas na cabeça do poço equipado com sistema BPZ.

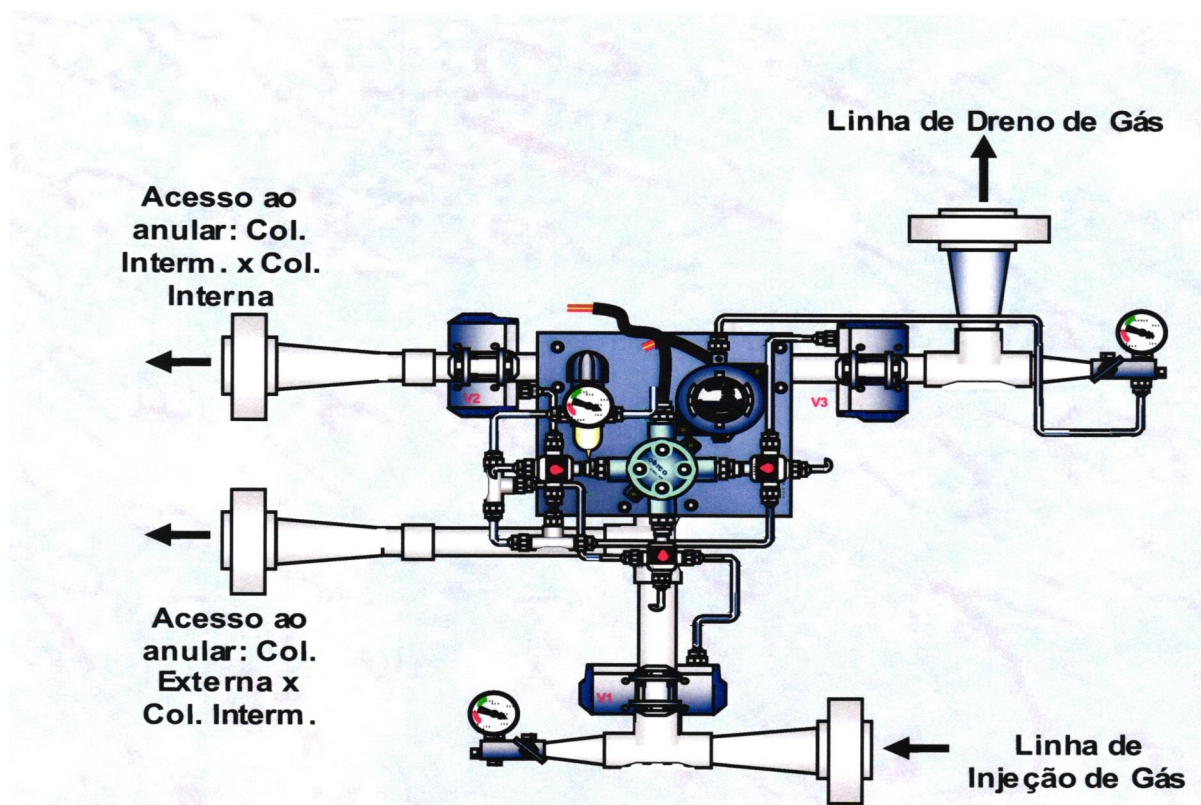


Figura 8: Válvulas pneumáticas de controle.  
Fonte: ENGEPEP, 2005.

A otimização da produção de um poço, equipado com sistema BPZ, é realizada modificando os parâmetros de tempo de abertura das válvulas no micro CLP. Recomenda-se que sempre após uma mudança nos parâmetros de abertura das válvulas, o poço seja colocado em teste em um vaso separador de óleo e gás, com o objetivo de verificar a alteração de vazão após a modificação dos parâmetros.

O anexo 1 e anexo 2 mostram um exemplo de planilha utilizada pela equipe de operação dos campos marítimos de Sergipe para se fazer a otimização dos poços equipados com sistema BPZ, utilizando a alteração dos tempos de abertura das válvulas pneumáticas no micro CLP, e em seguida colocando o poço em teste para verificar o consumo de gás e a quantidade de óleo produzido.

Tabela 12 mostra a data da implantação dos poços com o sistema BPZ, até março de 2005, destacando o local, o método anterior com suas respectivas produções e a produção com o método BPZ já implantado. Com a implantação do método observa-se que houve um ganho significativo na produção de óleo.

Tabela 10: Histórico de implantação do sistema BPZ.

Poço	Data	Local	Método anterior	Produção anterior (m <sup>3</sup> /dia)	Produção atual com BPZ (m <sup>3</sup> /dia)
A	fev/02	COLÔMBIA	GLC	36,9	99,8
B	fev/02	COLÔMBIA	GLC	34,6	90,0
C	jun/02	COLÔMBIA	GLC	17,0	28,0
D	jun/02	COLÔMBIA	GLC	23,0	52,6
E	jun/02	COLÔMBIA	GLC	26,8	43,0
F	nov/02	COLÔMBIA	GLC	39,2	150,0
G	nov/02	COLÔMBIA	GLC	47,2	81,9
H	nov/02	COLÔMBIA	GLC	86,3	127,0
I	nov/02	COLÔMBIA	GLC	55,0	74,5
GA-55	jul/02	SERGIPE	GLC	0,0	65,0
GA-66	nov/02	SERGIPE	GLC	0,0	34,0
GA-58	nov/02	SERGIPE	GLC	0,0	35,0
SES-112	nov/02	SERGIPE	GLC	36,0	48,0
GA-61	nov/02	SERGIPE	GLC	40,0	72,0
GA-62	nov/02	SERGIPE	GLC	0,0	3,5
GA-63	dez/02	SERGIPE	GLC	26,0	39,0
SES-114	nov/02	SERGIPE	GLC	40,0	64,0
PIL-176	dez/02	ALAGOAS	GLC	20,0	31,0
GA-02	jan/03	SERGIPE	GLC	0,0	11,2
AR-49	jan/04	BAHIA	BM	21,7	26,4
CM-93	fev/04	SERGIPE	GLC	40,0	48,5
TQ-187	fev/04	BAHIA	GLC	45,0	60,0
AG-370	set/04	ALAGOAS	GLI	32,0	39,0
CM-13	out/04	SERGIPE	GLC	6,5	36,3
CM-27	nov/04	SERGIPE	GLC	15,7	35,2
CM-37	dez/04	SERGIPE	GLC	7,9	24,1
C-214	fev/05	BAHIA	GLI	14,0	19,0
CM-41	mar/05	SERGIPE	GLC	3,3	37,5

Fonte: ENGEPET, 2005.

Os poços que tiveram esse método implantado recentemente no ano de 2006 foram o CM-84 e o CM-89, ambos localizados na PCM-09, o CM-35 localizado na PCM-05, o GA-02 localizado na PGA-01 e o CM-59 localizado na PCM-03, que foi implantado em março de 2007. Todos os cinco possuíam elevação por injeção de gás *lift* contínuo.

Todos os poços que passaram pela mudança de seus métodos anteriores de elevação artificial para o método utilizando o sistema BPZ tiveram excelentes resultados. O gráfico 9 representa o ganho na vazão de produção de óleo dos poços equipados com o sistema BPZ, quando comparado com os métodos anteriores nestes instalados.

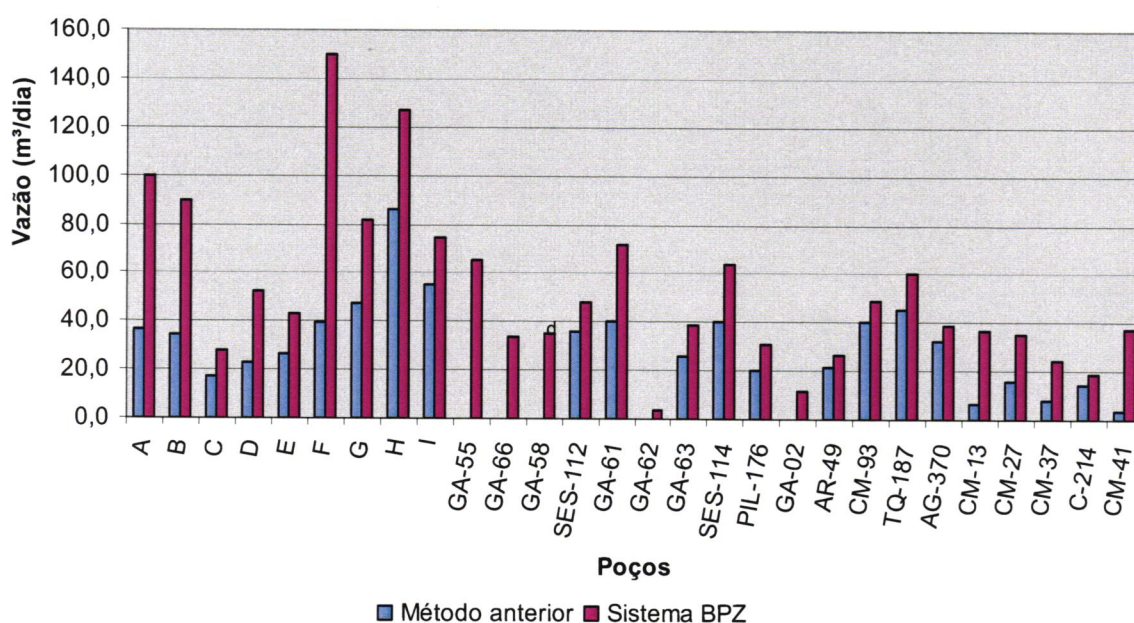


Gráfico 9: Vazão dos poços.

No poço equipado com o sistema BPZ, o risco de falhas operacionais é mínimo devido à não existência de partes móveis como hastes e pistão utilizados no bombeio mecânico. As paradas de produção por causa de ruptura de hastes e pistão, nesse método, não existem e as intervenções com sonda de produção são menores que nos outros métodos.

Nesse método os furos de coluna devido ao atrito das hastes com a coluna são eliminados. Os únicos furos que aparecem nas colunas são devido à corrosão desenvolvida pela produção de fluidos agressivos que contenham  $H_2S$  e  $CO_2$ .

As operações de desparafinação com água quente são otimizadas por circularem em um sistema fechado sem perdas para formação, devido à presença das válvulas retentoras localizadas no fundo da coluna intermediária e da coluna externa.

O consumo de gás utilizado neste sistema BPZ é menor que no sistema de injeção de gás *lift*. O sistema BPZ pode ser aplicado em poços para os quais o sistema de gás *lift* não consegue mais vazões requeridas pelo processo, pois trabalha com pressões menores no fundo do poço, permitindo assim uma maior vazão por parte do reservatório.

Os efeitos de escorregamento de óleo são mínimos quando são comparados com o gás *lift*, uma vez que o gás comprime o óleo na câmara de estocagem de cima para baixo deslocando o óleo para a coluna de produção. Pode ocorrer algum escorregamento no sentido de subida do óleo na coluna de produção.

O sistema pode ser implantado em poços com alta inclinação, e que produzam óleo com areia ou gás, pois ao contrário do bombeio mecânico a presença desses elementos não prejudica o sistema. Pode ser utilizado também em poços com alta temperatura e permite a operação com *wire-line* ou flexitubo.

O processo de implantação do sistema BPZ se torna caro em campos que não exista disponibilidade de gás comprimido. Geralmente, esse processo está sendo implantado na maioria das vezes em poços que já opera com gás *lift*, devido à disponibilidade de linhas de gás comprimido a alta pressão já existir.

### 3 METODOLOGIA

Segundo Gil (2002), de acordo com os objetivos gerais, as pesquisas são classificadas em três grandes grupos, as quais são: as exploratórias, as descritivas e as explicativas.

A pesquisa exploratória tem o objetivo de proporcionar maior familiaridade com o problema, com vistas a torná-lo mais explícito ou a constituir hipóteses, ou ainda pode-se dizer que estas pesquisas têm como objetivo principal o aprimoramento de idéias ou a descoberta de intuições (GIL, 2002).

A pesquisa descritiva tem como objetivo primordial a descrição das características de determinada população ou fenômeno ou, então, o estabelecimento de relação entre variáveis (GIL, 2002).

A pesquisa explicativa tem o objetivo de identificar os fatores que determinam ou que contribuem para a ocorrência dos fenômenos. Esse é o tipo de pesquisa que mais aprofunda o conhecimento da realidade (GIL, 2002).

A realização de um estudo exploratório permite ao pesquisador reunir alguns elementos que vão subsidiar a escolha do objeto, a definição do tema e as justificativas teóricas do mesmo (TACHIZAWA e MENDES, 2001).

De acordo com Gil (2002), o estudo de caso consiste em um profundo e exaustivo estudo de um ou poucos objetos, de maneira que permita seu amplo e detalhado conhecimento.

Segundo Gil (2002), num estudo de caso é possível definir um conjunto de etapas, que são: formulação do problema, definição da unidade-caso, determinação do número de casos, elaboração do protocolo, coleta de dados, análise dos dados e preparação do relatório.

A metodologia de uma pesquisa requer a apresentação de informações acerca de alguns aspectos, como o tipo de pesquisa, a população e amostra, a coleta de dados e a análise dos dados coletados (GIL, 2002).

Para Gil (2002), o tipo de pesquisa deve esclarecer se a mesma é de natureza exploratória, descritiva ou explicativa. A população e amostra envolvem informações do universo a ser estudado, e a coleta de dados envolve as técnicas a serem utilizadas para obtenção de todos os dados utilizados na pesquisa. A análise dos dados envolve a descrição dos procedimentos a serem adotados tanto para análise quantitativa quanto qualitativa.

A pesquisa do presente trabalho é do tipo descritiva, e esta pesquisa analisa e descreve os métodos de elevação artificial de petróleo utilizados na Unidade de Negócios Sergipe-Alagoas, unidade de exploração e produção da PETROBRAS.

Os dados necessários para elaboração do trabalho foram coletados na PETROBRAS e na ENGEPET, empresa terceirizada prestadora de serviço para PETROBRAS na área de instalação e manutenção de poços com sistema BPZ.

## 4 CONCLUSÃO

A escolha do melhor método de elevação artificial para extração de petróleo depende de inúmeros fatores, e cada um apresenta uma série de vantagens e desvantagens. Dentre esses fatores, destacam-se o custo com manutenção, o intervalo de intervenções com sondas, a produção de óleo com areia ou gás, a viscosidade e a vazão do óleo produzido.

Nos campos terrestres pertencentes a UN-SEAL, o método ainda mais utilizado é o bombeio mecânico por ser este método simples e de baixos custos com manutenção e operação.

O investimento para se equipar um poço para receber injeção de gás *lift* ou mesmo o sistema BPZ em campos terrestres se torna muito alto se não existir uma malha de linhas suficientes de gás a alta pressão para alimentação do sistema, pois se torna necessário à construção de ramificações de linhas até os poços e de estações de compressores para comprimir o gás a uma pressão suficiente de trabalho para alimentar o sistema. Devido a estes motivos estes métodos são pouco utilizados nos campos terrestres da UN-SEAL.

Nos campos marítimos de Sergipe a implantação do método com o sistema BPZ é mais fácil de acontecer, pois todas as plataformas do campo de Camorim e Guaricema possuem alimentação de gás a alta pressão para o suprimento dos poços. Sendo assim, essa mudança para o sistema BPZ, necessita modificar apenas o sistema de colunas inseridas no poço.

O método que mais se assemelha com o sistema BPZ é a injeção de gás *lift*, tendo como diferença principal o consumo de gás que é maior em relação ao sistema BPZ. O sistema BPZ

possui também um intervalo maior de intervenções com sonda em relação a todos os demais métodos, sendo esta uma das principais vantagens do método.

O quadro 3 abaixo mostra as principais variáveis consideradas na escolha de um determinado método de elevação artificial, nas quais o sistema BPZ se destaca em todas de forma favorável.

Quadro 3: Principais variáveis dos métodos de elevação.

	Bombeio mecânico	Bombeio com BCS	Bombeio com BCP	Injeção de gás <i>lift</i>	BPZ
Profundidade elevada	Ruim	Bom	Ruim	Bom	Bom
Poços tortos	Ruim	Bom	Ruim	Bom	Bom
Produção de areia	Ruim	Ruim	Bom	Bom	Bom
Produção de gás	Ruim	Ruim	Ruim	Bom	Bom
Temperatura elevada	Bom	Ruim	Ruim	Bom	Bom
Vazão baixa	Bom	Regular	Bom	Regular	Bom
Vazão média	Bom	Bom	Regular	Bom	Bom
Vazão alta	Regular	Bom	Ruim	Bom	Bom
Óleos viscosos	Ruim	Ruim	Regular	Regular	Bom

O método do sistema BPZ apesar de ser uma tecnologia nova vem apresentando excelentes resultados com relação à produção dos poços equipados com esse sistema. Estes resultados são observados quando é feita uma relação entre a produtividade de um poço e o consumo de gás para a operacionalização de um poço equipado com esse sistema, comparado com o método de injeção de gás *lift*.

# ANEXOS

Anexo 1: Planilha dos tempos da válvula do 1º teste.

## OTIMIZAÇÃO DO SISTEMA BPZ

DATA:

PLATAFORMA:

### 1º. TESTE

PARAMETROS/ BPZ		
VÁLVULAS	ABERTA	TODAS FECHADAS
V1	5,0 MINUTOS	
V2	20 SEGUNDOS.	
V1, V2 E V3.		1,0 MINUTO.
V3	9,0 MINUTOS	

**NOTA: A V2 FICA ABERTA 20 SEGUNDOS, JUNTO COM A V1.**

TEMPOS DOS BLOCOS "LOGO"									
B04	B15	B17	B19	B21	B23	B25	B31	B33	B37
FV1	AV2	FV2	AV2	FV2	AV2	FV2	AV3	FV3	RC
300	280	300	---	---	---	---	360	900	902

- CICLO DE---15-----MINUTOS.
- 04---- CICLOS POR HORA.
- 96---- CICLOS POR DIA.
- PRODUÇÃO MÉDIA DO POÇO EM TORNO DE **46 M3/DIA.**
- PRODUÇÃO POR CICLO = **0,48 M3.**
- CONSUMO DE GÁS POR DIA = **08 HORAS** INJETANDO COM V1.

Anexo 2: Planilha dos tempos da válvula do 2º teste.

## 2º. TESTE

PARAMETROS BPZ		
VÁLVULAS	ABERTA	TODAS FECHADAS
V1	3,66 MINUTOS	
V2	20 SEGUNDOS.	
V1, V2 E V3.		30 SEGUNDOS.
V3	7,81 MINUTOS	

NOTA: A V2 FICA ABERTA 20 SEGUNDOS, JUNTO COM A V1.

TEMPOS DOS BLOCOS “LOGO”									
B04	B15	B17	B19	B21	B23	B25	B31	B33	B37
FV1	AV2	FV2	AV2	FV2	AV2	FV2	AV3	FV3	RC
220	200	220	---	---	---	---	250	718	720

- CICLO DE ~~12~~ MINUTOS.
  - ~~05~~ CICLOS POR HORA.
  - ~~120~~ CICLOS POR DIA.
  - PRODUÇÃO MÉDIA DO POÇO EM TORNO DE **49 M3/DIA.**
  - PRODUÇÃO POR CICLO = **0,408 M3.**
  - CONSUMO DE GÁS POR DIA = **7,3 HORAS** INJETANDO COM V1
- (REDUÇÃO DE GÁS = **8,75 %**).

## REFERÊNCIAS

- Apostila de bombeio de cavidades progressivas para operadores, PETROBRAS, 2006.
- CAMPOS, Carlos Walter Marinho, Sumário da historia da Exploração de petróleo no Brasil, PETROBRAS, Rio de Janeiro, 2001.
- CARDOSO, Luiz Cláudio, Petróleo do poço ao posto, Editora Qualitymark, Rio de Janeiro, 2006.
- FONSECA, Rita Menezes Reis, A importância do aproveitamento da água resultante da produção de petróleo, PETROBRAS, 1999.
- GIL, Antonio Carlos, Como Elaborar Projetos de Pesquisa, 4ªedição, Editora Atlas, São Paulo, 2002.
- LIMA, Jozailto, JORNAL CINFOM, municípios, Edição 1255- nº 522, Aracaju, publicação de 30/04/2007 a 06/05/2007.
- Manual de operação com poços BPZ, ENGEPET, 2005.
- Manual de Manutenção preventiva em poços BPZ, ENGEPET, 2005.
- MENESES, Antonio Armando Dias, Apostila de Completação e operações em poços do curso de formação de operadores, PETROBRAS, 2006.
- PEDROZO, Maria de Fátima Menezes, BARBOSA, Eduardo Macedo, CORSEUIL, Henry X., SCHNEIDER, Márcio R., LINHARES, Mônica Moreira, Ecotoxicologia e avaliação de risco do petróleo, Centro de Recursos Ambientais, Salvador, 2002.
- PIMENTEL, Petronilha, Afinal, quem descobriu o petróleo do Brasil?, PETROBRAS, Rio de Janeiro, 1984.
- ROCHA, José Roberto Gomes, Apostila de elevação natural do curso de formação de operadores, PETROBRAS, 2006.

TACHIZAWA, Takeshy, e MENDES, Gildázio, Como fazer monografia na prática, 6ª edição, Editora Fundação Getulio Vargas, Rio de Janeiro-RJ, 2001.

THOMAS, José Eduardo, Fundamentos de engenharia de petróleo, Editora Interciência, Rio de Janeiro, 2001.

WAGNER, Carlos e VALERIANO, Beroaldo, Apostila de operação de plataformas do curso de formação de operadores, PETROBRAS, 2006.