



**FACULDADE DE ADMINISTRAÇÃO E NEGÓCIOS DE  
SERGIPE – FANESE  
CURSO DE ENGENHARIA DE PRODUÇÃO**



658.511  
c837a

**SHIRLEI MONTEIRO RIBEIRO COSTA**

**ANÁLISE DE UMA NOVA TECNOLOGIA IMPLANTADA NOS  
CAMPOS DE ÓLEO PESADO DE SERGIPE**

**Aracaju – Se  
2009.2**

**SHIRLEI MONTEIRO RIBEIRO COSTA**

**ANÁLISE DE UMA NOVA TECNOLOGIA IMPLANTADA NOS  
CAMPOS DE ÓLEO PESADO DE SERGIPE**

**Monografia apresentada á Faculdade  
de Administração e Negócios de  
Sergipe, como requisito parcial do  
curso de Engenharia de Produção.**

**Orientadora: Prof<sup>a</sup>. MSc Helenice Leite  
Garcia**

**Coordenador: Prof. Dr Jefferson Arlen  
Freitas**

FANESE  
BIBLIOTECA Dra. CELUTA MARIA MONTEIRO FREITAS  
N.º RG. 17632 DATA 16 / 06 / 2010  
ORIGEM COMPRADA

#### FICHA CATALOGRÁFICA

Costa, Shirlei Monteiro Ribeiro

Análise de uma nova tecnologia implantada nos campos de óleo pesado de Sergipe/ Shirlei Monteiro Ribeiro Costa. – 2009. 40f.: il.

Monografia (graduação) – Faculdade de Administração e Negócios de Sergipe, 2009.

Orientação: Profª. MSc Helenice Leite Garcia

1. Recuperação do petróleo 2. Produção do petróleo  
3. Petróleo pesado 4. Viabilidade Econômica I. Análise de uma nova tecnologia nos campos de óleo pesado de Sergipe

CDU 658.511

**SHIRLEI MONTEIRO RIBEIRO COSTA**

## **ANÁLISE DE UMA NOVA TECNOLOGIA IMPLANTADA NOS CAMPOS DE ÓLEO PESADO DE SERGIPE**

Monografia apresentada à banca examinadora da Faculdade de Administração de Negócios de Sergipe – FANESE, como requisito parcial para cumprimento do Trabalho de Conclusão de Curso e elemento obrigatório para a obtenção do grau de bacharel em Engenharia de Produção, no período de 2009.2.



---

**Profa. MSc. Helenice Leite Garcia**

---

**Profa. Dra. Ana Eleonora Almeida Paixão**



---

**Prof. Dr. Jefferson Arlen Freitas**

**Aprovado (a) com média: \_\_\_\_\_**

**Aracaju (SE), \_\_\_\_ de \_\_\_\_\_ de 2009**

## **RESUMO**

**As indústrias petrolíferas têm investido em tecnologias que promovem o aumento de produção e de competitividade para as empresas. Um dos métodos, atualmente desenvolvido nesta área, é o sistema Injeção Cíclica de Vapor com Produção Alternada (IVCPA) para aumento da produção de petróleo. Este processo refere-se a um processo térmico de extração de petróleo que possibilita a recuperação através da injeção de vapor no reservatório e a produção de petróleo, alternadamente, sem a necessidade de sonda para trocar os equipamentos de injeção pelos equipamentos de produção. O processo prevê que a mesma fonte de vapor, utilizada para a injeção, seja utilizada para elevação do óleo produzido ou, se houver disponibilidade, o gás comprimido pode substituir o vapor para exercer a mesma função na elevação. O processo permite, ainda, injetar vapor e em seguida iniciar a produção de petróleo mantendo, simultaneamente ou em ciclos, a circulação de vapor com pequenas vazões para manter a formação, na periferia do poço, sempre aquecida. Além disso, o vapor também pode circular com altas vazões para promover a limpeza do poço com a remoção dos detritos que possam se acumular no poço, principalmente nos poços inclinados (direcionais) ou horizontais. Este sistema apresenta, então, vantagens que viabilizam a recuperação do petróleo em menor tempo, através da redução de intervenções realizadas nos poços com investimento reduzido. Esta redução de custo representa valores que tornam viáveis a alternativa de projeto proposta, sendo esta tecnologia a mais recomendada para os campos de óleo pesado tão característico do Estado de Sergipe.**

**Palavras-chave: Recuperação do petróleo. Produção do petróleo. Petróleo pesado. Viabilidade econômica.**

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1- Ciclo do Petróleo.....	13
Figura 2- Mecanismos de Recuperação de Óleo .....	14
Figura 3- Influxo de Água .....	15
Figura 4- Expansão de Capa de Gás .....	16
Figura 5- Gás em solução.....	16
Figura 6- Injeção de Gás.....	17
Figura 7- Injeção de Água.....	18
Figura 8- Bombeio Mecânico .....	20
Figura 9- Bombeio de Cavidade Progressiva .....	21
Figura 10- Bombeio Centrífugo Submerso .....	22
Figura 11- Bombeio Pneumático de Zadson.....	23
Figura 12- Gerenciamento de Projetos.....	25
Figura 13- Esquema mecânico do poço equipado com ICVPA.....	29
Figura 14- Sistema operacional do ICVPA .....	31
Figura 15- Injeção cíclica de Vapor.....	32

## **LISTA DE GRÁFICOS**

<b>Gráfico 1- Simulação de injeção de vapor .....</b>	<b>33</b>
<b>Gráfico 2 - Operação dos poços ativos e parados .....</b>	<b>34</b>
<b>Gráfico 3 - Investimento dos poços parados.....</b>	<b>36</b>

## **LISTA DE QUADROS**

<b>Quadro 1- Vantagens e restrições do Bombeio Mecânico .....</b>	<b>21</b>
<b>Quadro 2- Vantagens e restrições do BCP .....</b>	<b>22</b>
<b>Quadro 3- Vantagens e restrições do BCS .....</b>	<b>23</b>
<b>Quadro 4- Vantagens e restrições do BPZ.....</b>	<b>24</b>

## LISTA DE TABELAS

<b>Tabela 1 - Custos operacionais .....</b>	<b>35</b>
<b>Tabela 2 - Indicadores econômicos.....</b>	<b>36</b>

## SUMÁRIO

### RESUMO

### LISTA DE FIGURAS

### LISTA DE GRÁFICOS

### LISTA DE QUADROS

### LISTA DE TABELAS

<b>1 INTRODUÇÃO .....</b>	<b>8</b>
<b>1.1 Objetivos .....</b>	<b>9</b>
<b>1.1.1 Objetivo geral .....</b>	<b>9</b>
<b>1.1.2 Objetivos específicos .....</b>	<b>9</b>
<b>1.2 Justificativa .....</b>	<b>9</b>
<b>1.3 Caracterização da Empresa .....</b>	<b>10</b>
<b>2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA .....</b>	<b>12</b>
<b>2.1 Petróleo Pesado .....</b>	<b>12</b>
<b>2.2 Métodos de Recuperação .....</b>	<b>14</b>
<b>2.3 Métodos de Elevação Artificial.....</b>	<b>20</b>
<b>2.3.1 Bombeio mecânico (BM) .....</b>	<b>20</b>
<b>2.3.2 Bombeio de cavidade progressiva (BCP) .....</b>	<b>21</b>
<b>2.3.3 Bombeio centrífugo submerso (BCS) .....</b>	<b>22</b>
<b>2.3.4 Bombeio pneumático de zadson (BPZ) .....</b>	<b>23</b>
<b>2.4 Gerenciamento de Projetos.....</b>	<b>25</b>
<b>3 METODOLOGIA .....</b>	<b>27</b>
<b>4 RESULTADOS.....</b>	<b>28</b>
<b>4.1 Desenvolvimento da 1ª Etapa .....</b>	<b>28</b>
<b>4.2 Desenvolvimento da 2ª Etapa .....</b>	<b>32</b>
<b>4.3 Desenvolvimento da 3ª Etapa .....</b>	<b>34</b>
<b>5 CONCLUSÃO .....</b>	<b>38</b>
<b>REFERÊNCIAS .....</b>	<b>39</b>

## 1 INTRODUÇÃO

As indústrias petrolíferas vêm passando por uma luta constante para identificar tecnologias avançadas que contribuam para recuperação de petróleo. Este é uma fonte de energia importante e a mais consumida no mundo inteiro, e torna-se um fator mais agravante por não ser renovável. Além disso, estudiosos explicam que o ciclo de vida do petróleo está curto, sendo, portanto, de extrema necessidade uma análise de projetos que garantam a recuperação de petróleo.

Os profissionais responsáveis em ampliar este ciclo do petróleo estão investindo em conhecimentos e aplicando métodos mais avançados em busca desta riqueza. Profissionais estes como Geólogos, Engenheiros de Petróleo e Engenheiros de Produção, que através de avaliações sísmicas, métodos de recuperação eficientes e análises de viabilidade econômica, vêm trabalhando em conjunto para atender as necessidades da sociedade.

O problema maior que esta equipe vem enfrentando relaciona-se às características dos campos de petróleo, tais como a viscosidade que, sendo muito alta requer uma tecnologia mais avançada. E dentre os métodos de recuperação para este tipo de campo, o método de injeção de vapor de forma contínua, ou cíclica, é o mais utilizado. Porém, sua operacionalização não é economicamente viável, devido aos diversos ciclos que um poço de petróleo pesado deve se submeter.

No Brasil existem muitos campos com características de óleo pesado; algumas áreas não estão sendo exploradas e outras sendo desativadas (sem intervenções) por falta de tecnologias avançadas para recuperação do petróleo.

Algumas instituições de ensino recebem apoio para efetuar pesquisas que tragam soluções modernas para diversos problemas existentes na recuperação de petróleo. E o maior desafio, no momento, é selecionar dentre as tecnologias, a melhor para se aplicar em campos com características de óleo pesado tornando estrategicamente viável a produção de petróleo.

Neste sentido, a visão global para investimentos em projetos tecnológicos tem que atender a todos os quesitos, como cumprimento dos prazos, custos, produtividade, segurança e meio ambiente. Para tal propósito, o desenvolvimento de

novas tecnologias deve ter como principal objetivo a recuperação do petróleo com custo baixo.

Dessa forma, o presente trabalho tem por objetivo analisar as tecnologias aplicadas em relação ao avanço tecnológico que viabilizem a recuperação de petróleo, desde a formação até a superfície. Este avanço se refere a campos com características de óleo pesado de valor baixo para o mercado e custos elevados de operação, mas não descartáveis pelos investidores devido à alta quantidade de campos no Brasil que apresentam tais condições.

## **1.1 Objetivos**

### **1.1.1 Objetivo geral**

Avaliar a proposta de implantação de um novo método de elevação para o aumento da produção de petróleo em campos de petróleo pesado no estado de Sergipe.

### **1.1.2 Objetivos específicos**

- Caracterizar os métodos de elevação artificial;
- Analisar custos operacionais e os indicadores econômicos que definam a escolha da técnica de elevação artificial;
- Comparar, fenomenologicamente, a técnica de elevação artificial em relação à produção do poço.

## **1.2 Justificativa**

A implantação de novas tecnologias para recuperação de petróleo nos poços visa à redução de custos e o aumento da produção de petróleo. O investimento feito em projetos tecnológicos com desenvolvimento e aplicações economicamente viáveis é devido a vários fatores problemas, tais como exploração em águas profundas, bem como em poços com características de óleo pesado.

Dentre os problemas que as indústrias petrolíferas vêm enfrentando, um deles é recuperar este petróleo pesado. A falta da melhor tecnologia aplicada a

campos de petróleo com estas características torna inviável a continuidade da produção.

Os poços em produção, com tal problema, são submetidos a métodos de recuperação com temperaturas elevadas. Os equipamentos internos, que fazem parte de todo este processo produtivo, sofrem desgastes, havendo necessidade de equipamentos resistentes e indispensáveis para a operação. Porém, a otimização deste processo faz-se necessária, uma vez que envolve tempo realizado de sonda de produção e o custo operacional.

Os custos operacionais e o tempo de sonda vêm preocupando a Unidade de Exploração e Produção em Sergipe que apresenta uma grande área terrestre de petróleo pesado. Além disso, no Estado muitos poços encontram-se inativos devido aos métodos de elevações atuais serem eficientes, mas não economicamente viáveis. Entretanto, são necessários investimentos em projetos que, além da sua eficiência, garantam um retorno financeiro.

O alto investimento nestes projetos na área de petróleo estimula equipes de engenharia com vasto conhecimento em petróleo e economia que pesquisem por tecnologias aplicáveis ao problema apresentado. Estas tecnologias, além de atingirem o principal objetivo, qual seja, recuperar petróleo, têm que garantir segurança à sociedade, preservar o meio ambiente e manter a segurança ocupacional.

### **1.3 Caracterização da Empresa**

A ENGE PET – Empresa de Engenharia de Petróleo Ltda vem atuando, nos últimos nove anos, no desenvolvimento e aplicação de tecnologias de elevação e produção de petróleo, sendo formada por técnicos especialistas e egressos da PETROBRAS com larga experiência na indústria do petróleo. Esta empresa vem crescendo, obtendo ótimos resultados e credibilidade em diversas Unidades de Exploração e Produção (E&P) da Petrobras no Brasil e Colômbia.

O produto que fez a história desta empresa é o BPZ- Bombeio Pneumático de Zadson, método de elevação artificial que apresentou ótimos resultados em poços maduros. Porém, a ENGE PET não se limita a um único produto e sim, a outros projetos de intervenção (perfuração, completação,

estimulação e restauração) e projetos especiais (retenção de areia, injeção de água e vapor, elevação artificial e limpeza termoquímica) envolvidos no sistema produtivo do petróleo.

Esta empresa nacional, do segmento de engenharia de petróleo, entende que promover a qualidade e a segurança em seus processos, produtos e serviços, são essenciais para conquistar, manter e ampliar o número de seus clientes.

A ENGEPEPET assume o compromisso de criar as condições necessárias ao cumprimento efetivo desta política, na perspectiva de promover a melhoria contínua em seus processos. Melhoria esta que permite analisar criticamente o desempenho do sistema de gestão integrado, se comprometendo com colaboradores no que se diz respeito aos objetivos e metas a serem alcançadas.

O Sistema de Gestão Integrado desta empresa envolve atividades e políticas que previnem, identificam e controlam a poluição, os impactos ambientais e os riscos de segurança e de saúde ocupacional em suas atividades produtivas. Além disso, atende aos requisitos do cliente, bem como aos requisitos legais aplicáveis e outros requisitos subscritos pela organização, gerenciando de forma eficaz seus recursos humanos, financeiros e materiais disponíveis objetivando minimizar custos e aumentar a sua rentabilidade.

## **2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA**

### **2.1 Petróleo Pesado**

Segundo Corrêa (2003), o petróleo se armazena em sedimentos provenientes da decomposição de matérias orgânicas.

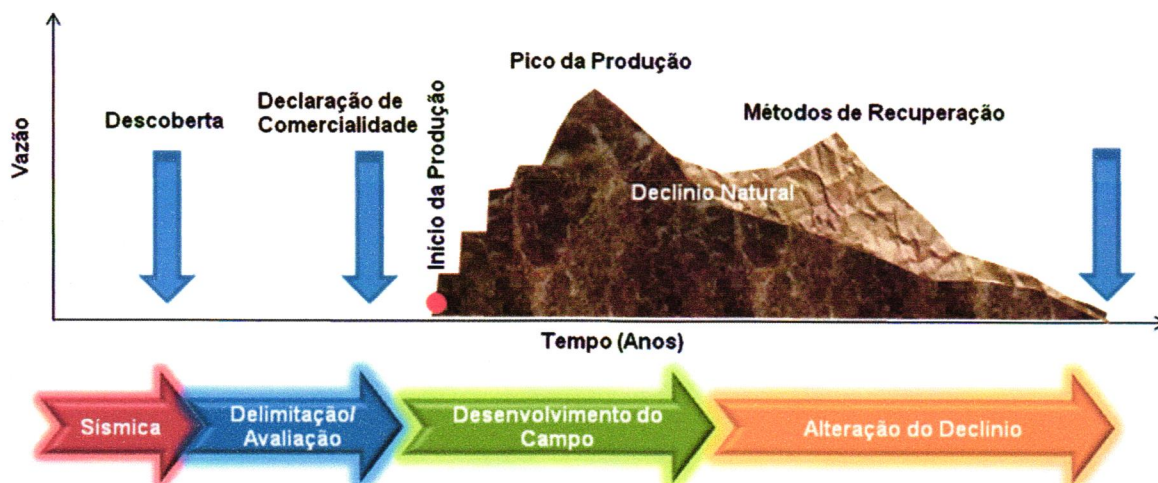
O petróleo tem origem a partir da decomposição da matéria orgânica de restos animais e plantas juntamente com rochas sedimentares, que após longo tempo sofrendo ações bacterianas e químicas, ativadas pelo aumento de pressão e temperatura, acabam por se transformar em hidrocarbonetos. (CARDOSO, 2005, pg.17)

De acordo com Thomas (2004), o acúmulo de petróleo depende de alguns fatores como a existência de rochas geradoras contendo matéria-prima (pasta orgânica) se transformando em petróleo e rochas-reservatório que possuem poros (espaços vazios) que armazenam petróleo. Este lugar onde o petróleo se encontra isolado e sem condições de escapar do subsolo são as jazidas de petróleo.

O ciclo do petróleo é mais complexo do que se imagina. A interpretação destas jazidas é realizada através de métodos geológicos e sísmicos mais avançados que permite analisar de forma probabilística o acúmulo de hidrocarbonetos (CARDOSO, 2005).

Na Figura 1 possibilita verificar de forma crítica a sequência das etapas do ciclo do petróleo. Além disso, na etapa do declínio natural da produção mostra que necessita alterar o projeto antes aplicado no desenvolvimento do campo, permitindo maior recuperação de petróleo para o mesmo tempo de ciclo. Este é o momento de novos investimentos em projetos que viabilizem a operação aumentando a produção de petróleo.

As etapas que o ciclo apresenta reforçam a necessidade de tecnologias cada vez mais avançadas que identifiquem uma possível jazida de petróleo e não comprometa o desenvolvimento do campo de petróleo. Este é o momento da escolha do melhor método de elevação.



**Figura 1: Ciclo do Petróleo**  
 Fonte: Adaptada de Santana (2006)

A complexidade deste ciclo torna ainda, necessária a presença de uma equipe interdisciplinar para identificar condições para uma possível exploração, identificando sua origem, profundidade e classificando os óleos de acordo com o grau API, quanto maior sua graduação melhor seu deslocamento.

“..., os óleos são classificados pelo American Petroleum Institute – API – em vários graus (specific gravity), sendo que os com maior graduação são os melhores, ou seja, como exemplo, um óleo de 17° API é muito pesado e um de 30° API é mais leve.” (CORRÊA, pg.16, 2003)

Para Gray (1995), a densidade do petróleo pode ser afetada pela temperatura e a pressão na formação. Este autor comenta, também, que a maioria das bacias sedimentares tinha petróleo leve quando mais jovens e com o passar do tempo o petróleo torna-se mais pesado.

As rochas-reservatório quando são jovens geralmente são leves, entendendo-se por grau API alto. Porém, o grau API quando é baixo, o petróleo é classificado como pesado. Esta classificação pela densidade do petróleo é importante nas avaliações realizadas no momento da comercialização de acordo com a qualidade do petróleo.

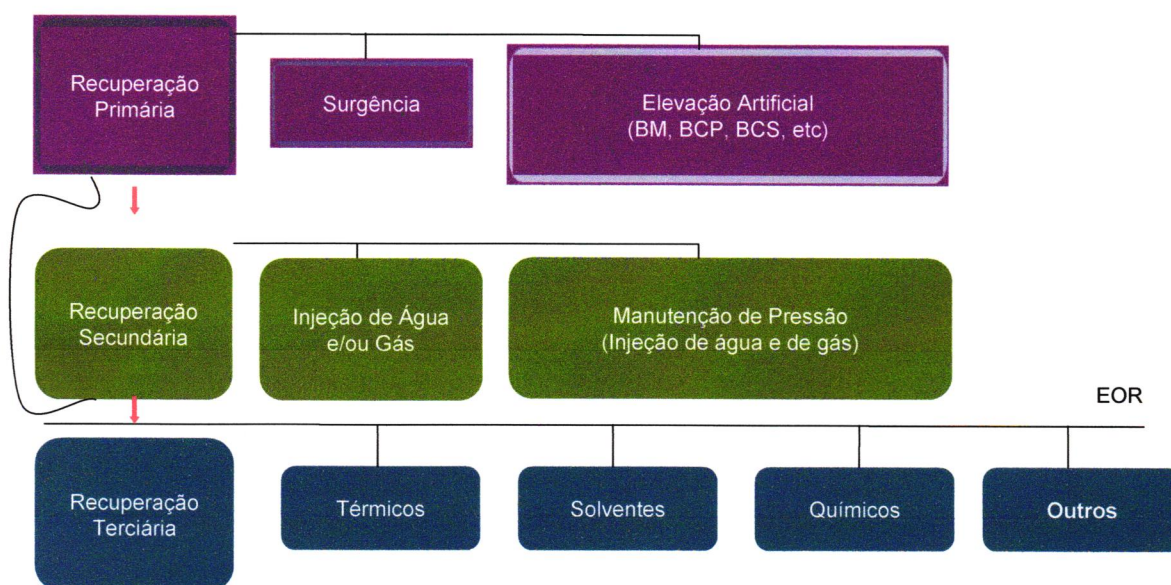
Para esta gama de informações, cabe à equipe formada por engenheiros, com alto grau de conhecimento em reservatório decidir sobre os investimentos realizados nos poços através de cálculos de projetos. Segundo Gray (1995), calcular

o grau API, que faz parte das análises realizadas neste processo decisório é através da Equação 1.

$$^{\circ}API = \frac{141,5}{\text{densidade}} - 131,5 \quad (1)$$

## 2.2 Métodos de Recuperação

O método de recuperação é caracterizado pela forma que o petróleo é trazido à superfície. A Figura 2 caracteriza todo o mecanismo para cada tipo de recuperação de óleo. Existem três mecanismos de recuperação, quais sejam recuperação primária, recuperação secundária e recuperação terciária, de acordo com Thomas (2004).



**Figura 2: Mecanismos de Recuperação de Óleo**  
Fonte: Adaptada de Santana (2009a)

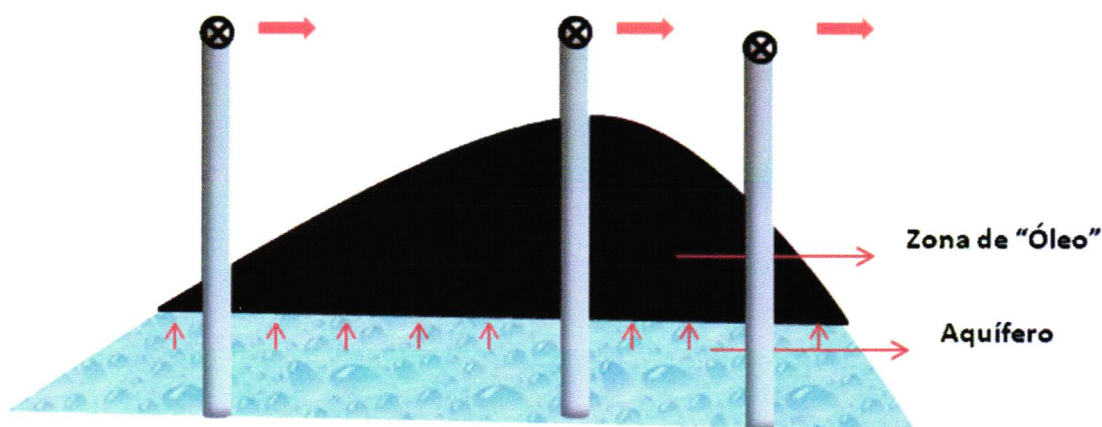
Estes três métodos de recuperação são utilizados de acordo com a característica do poço. Seguindo o raciocínio de Thomas (2004), os mecanismos de recuperação são utilizados de acordo com o ciclo do petróleo. No início, o petróleo flui desprendendo-se das paredes do reservatório devido a uma descompressão e com o passar do tempo o petróleo encontra obstáculos para seu escoamento, perdendo sua energia primária, devido à queda de pressão no reservatório.

Conforme Montalvo (2008), os mecanismos de recuperação não necessariamente devem seguir de forma cronológica. Existem poços que já possuem características que, do ponto de vista econômico, a recuperação primária não se aplicaria, partindo assim, diretamente para a recuperação terciária. Este fato acontece, por exemplo, em poços de petróleo pesado.

### 2.2.1 Recuperação primária

De acordo com Santana (2009a), a recuperação primária utiliza a energia do próprio reservatório. Existem três métodos que podem ser utilizados para este tipo de recuperação: Influxo de Água, Expansão de Capa de Gás e Gás em Solução.

O Influxo de Água, conforme Figura 3, é caracterizado pela presença de água abaixo da camada de óleo. Para Thomas (2004), quando a zona de óleo é colocada em produção, a água se expande para o espaço vazio deixado pelo óleo, mantendo o reservatório com níveis altos de produção. Para que estes níveis de produção sejam mantidos, são necessários grandes influxos de água. Do contrário, torná-se inviável a produção devido à baixa compressibilidade da água.

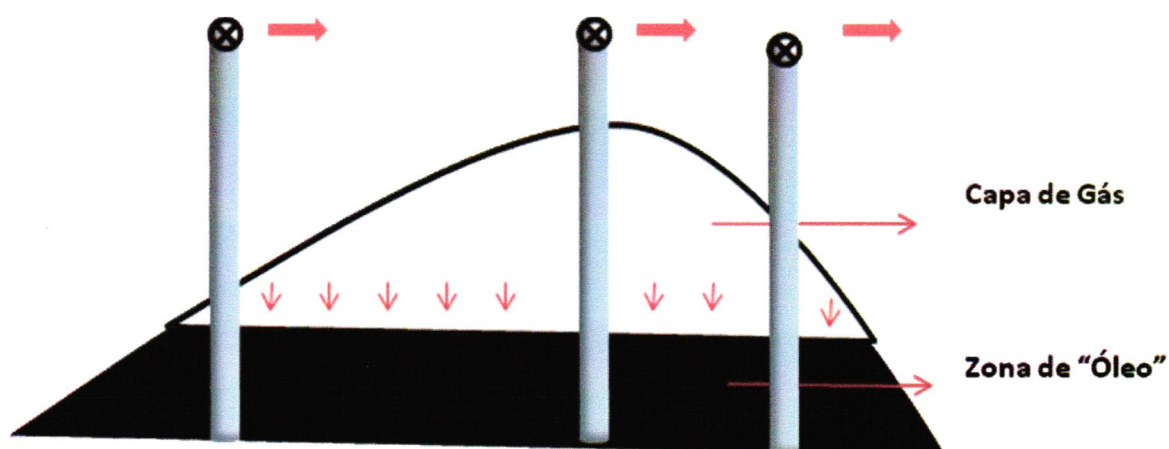


**Figura 3: Influxo de Água**  
Fonte: Adaptada de Santana (2009a)

Observando ainda Figura 3, a zona de óleo, ao entrar em produção, o sentido do fluxo aponta o sentido da ocupação do meio aquífero em grande quantidade abaixo da zona de óleo, permitindo assim, o deslocamento do mesmo.

Ainda de acordo com Thomas (2004), a Expansão de Capa de Gás é a pressão transmitida para a capa de gás após a queda de pressão da zona de óleo ao retirar fluido. Com isso, o gás se expande ocupando os espaços vazios deixados

pelo óleo. A preservação desta capa se deve pela concentração de energia responsável pela produção de óleo, conforme a Figura 4.

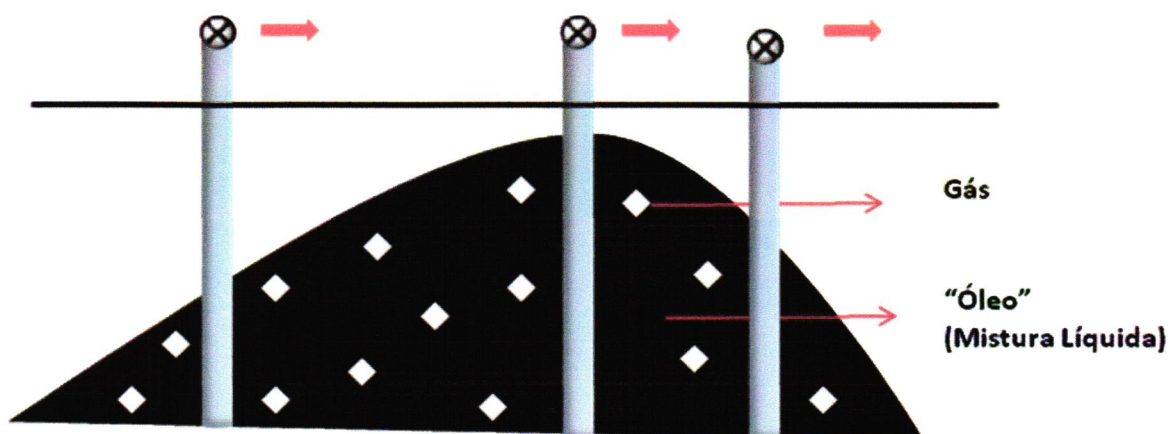


**Figura 4: Expansão de Capa de Gás**

Fonte: Adaptada de Santana (2009a)

A Figura 4 mostra a zona de Óleo abaixo da Capa de Gás, esclarecendo o posicionamento dos fluidos devido à densidade do gás ser menor do que a do óleo. Enquanto o óleo entra em produção, o gás, por sua vez com alta compressibilidade, se expande ocupando o espaço vazio antes ocupado pelo óleo.

Outro mecanismo da recuperação primária é o Gás em Solução, mostrado na Figura 5. Segundo Rosa (2006), este mecanismo ocorre pela expansão do gás, antes dissolvido no óleo, diminuindo a pressão do reservatório e, conseqüentemente, deslocando o fluido do meio poroso.



**Figura 5: Gás em solução**

Fonte: Adaptada de Santana (2009a)

De fato, os três métodos utilizados para recuperação primária são mecanismos de decompressão do fluido que se expande e, para que ocorra o seu

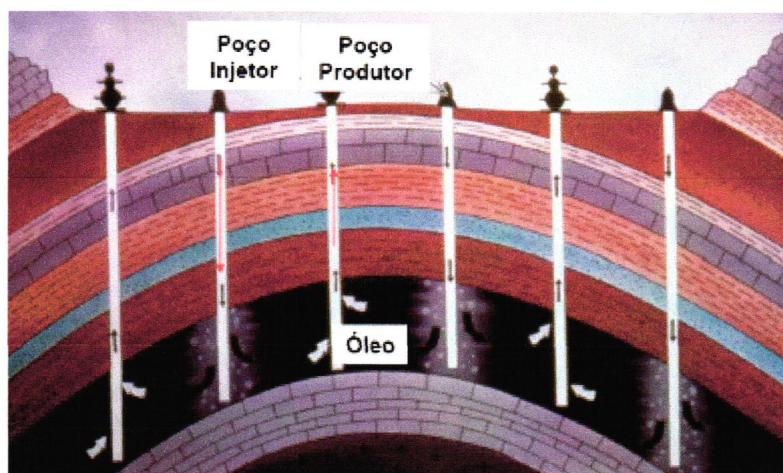
deslocamento, precisando de outro fluido que ocupe o espaço vazio (meio poroso) deixado na rocha-reservatório.

### 2.2.2 Recuperação secundária

O petróleo é produzido mediante a suplementação de energia natural do reservatório, quer dizer, quando não se consegue recuperar petróleo pelo método natural, conforme Corrêa (2003).

O método natural é a chegada do óleo à superfície de forma espontânea devido à pressão interna, mas o método artificial é quando a pressão interna é reduzida e a chegada do óleo à superfície é realizada pelo aumento desta pressão interna utilizando um processo mecânico que necessita de mecanismos da recuperação, tais como injeção de gás ou injeção de água.

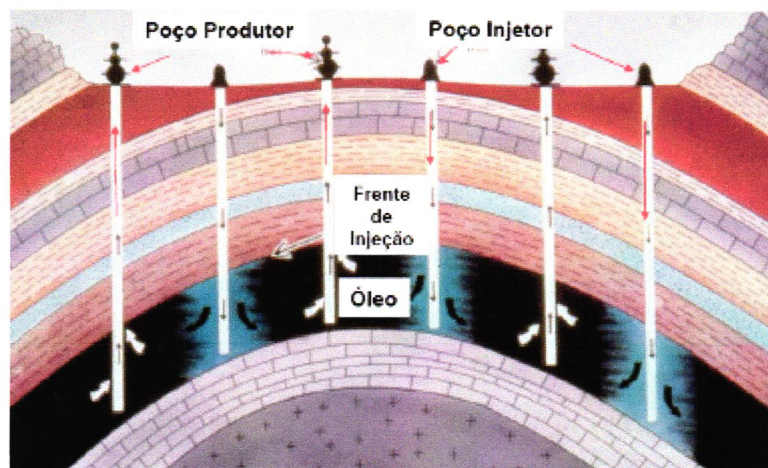
Segundo Santana (2009b), a injeção de gás difere do mecanismo de surgência com a presença de compressores ou poços de injeção. Neste mecanismo, o objetivo não é misturar o gás com o fluido e sim deslocar o óleo afastando-o do meio poroso até chegar à superfície, conforme a Figura 6.



**Figura 6: Injeção de Gás**  
Fonte: Almeida (2009)

Do ponto de vista de Thomas (2004), a Injeção de água pode ser realizada a partir de origens diferentes podendo fazer uso de água subterrânea, água de superfície, água do mar e água produzida. Analisando a Figura 7, no

mecanismo de Injeção de água, os poços injetores de água em contato com óleo deslocam-no até a superfície do poço produtor.



**Figura 7: Injeção de Água**  
Fonte: Almeida (2009)

Observando as Figuras 6 e 7, o que difere entre estes mecanismos da recuperação secundária é o fluido utilizado para o deslocamento do óleo e nenhum dos mecanismos tem a finalidade de se misturar ao óleo e sim de serem os facilitadores do escoamento de fluido. Além disso, a Injeção de água é realizada na parte mais baixa do reservatório (injeção de base) e a Injeção de gás é realizada no topo da formação (injeção de topo), segundo ainda Thomas (2004).

Com esta gama de informações, faz-se importante salientar que a escolha do melhor método de recuperação depende das características do poço, da disponibilidade do fluido para injeção e dos aspectos economicamente viáveis.

### 2.2.3 Recuperação terciária

Na recuperação terciária, o petróleo é produzido de forma assistida por outras fontes de energia. Segundo Gray (1995), os métodos utilizados para este tipo de recuperação são considerados especiais, quais sejam, os Térmicos (injeção de vapor, combustão *in situ*), Miscíveis (injeção de CO<sub>2</sub>, GLP, N<sub>2</sub>), Biológicos (injeção de microorganismos) e Químicos (Polímeros, tensoativos, Álcalis).

O desenvolvimento dos métodos térmicos em poços de petróleo constatou-se a partir da análise comportamental do óleo a ser aquecido, reduzindo

assim, a sua viscosidade. De acordo com Thomas (2004), existem dois modos de aquecer o fluido reservatório em busca do aumento da recuperação do petróleo: injeção de fluidos aquecidos e combustão *in situ*.

Na injeção de fluido aquecido, o calor ainda é gerado na superfície e transferido para o interior da formação, injetando água em forma de vapor ou água quente, enquanto que na combustão *in situ* o calor é gerado internamente com parte do óleo presente, injetando ar aquecido e a partir da temperatura desejada para estabelecer a combustão, injeta-se ar frio realizando o processo.

Os miscíveis fazem parte da classificação da recuperação terciária pela sua importante característica de permitir a mistura de um fluido deslocante com um fluido deslocado, assim comenta Rosa (2006). Para isso, não é necessário uma análise do comportamento dos líquidos devido às semelhanças químicas e os fatores envolvidos, como pressão e temperatura.

Ainda de acordo com Rosa (2006), a causa da interferência do método miscível deve-se pelas altas tensões interfaciais que não permitem a saída do óleo dos poros da rocha. Os fluidos utilizados para permitir o deslocamento do óleo, podem ser o dióxido de carbono, o gás natural e o nitrogênio.

Os métodos químicos diferem pela atuação nos poços de produção. Nestes, o produto de interação dirige-se ao meio poroso, aumentando o varrido e oferecendo mobilidade ao óleo, assim argumenta Thomas (2004). Existem vários métodos de injeção: injeção de solução de polímeros, injeção de solução de tensoativos, injeção de microemulsão, injeção de solução alcalina.

Conforme argumenta Rosa (2006), existem outros métodos que não fazem parte de nenhum dos outros três métodos da recuperação terciária, porém têm provocado também no interior do reservatório significativos efeitos recuperando a produção de petróleo. Este processo de aquecimento envolve duas aplicações: recuperação microbiológica e ondas eletromagnéticas.

A alta viscosidade do óleo cria um obstáculo no deslocamento do fluido e os métodos convencionais resultam em uma recuperação baixa. Por isso, a recuperação terciária é conhecida atualmente como EOR (Enhanced Oil Recovery), isto quer dizer, Recuperação Aprimorada de Óleo.

De forma resumida, a recuperação primária trata de uma energia natural capaz de extrair hidrocarbonetos de reservatórios. Entretanto, a recuperação

secundária serve como manutenção de pressão no poço e a recuperação terciária serve para alterar as propriedades do óleo facilitando o processo de escoamento.

## **2.3 Métodos de Elevação Artificial**

Elevação artificial é utilizada quando a pressão do poço não é mais capaz de elevar o petróleo de forma natural, isto é, pressão interna baixa que necessita de auxílio como recuperação de petróleo ou mudança do método de elevação, conforme comenta Mançú (2007).

Para Thomas (2004), existem diversos métodos de elevação, porém os mais utilizados são o Bombeio Mecânico, Bombeio Centrífugo Submerso e Bombeio de Cavidade Progressiva.

### **2.3.1 Bombeio mecânico (BM)**

Segundo Thomas (2004), o bombeio mecânico ocorre pelo funcionamento do motor elétrico com movimento rotativo transformando em movimento alternado, conforme a Figura 8. Este método tem algumas restrições quanto a poços profundos, com produção de areia e poço com desvios.



**Figura 8: Bombeio Mecânico**  
Fonte: Autora da pesquisa (2009)

A elevação do fluido é permitida através deste método, devido à presença de uma bomba e a uma coluna de hastes que em conjunto trabalham para que o óleo flua até a superfície.

Este método, de acordo com levantamento realizado por Silva et al (2009), apresenta algumas limitações e vantagens, conforme apresentadas no Quadro 1.

**Quadro 1: Vantagens e restrições do Bombeio Mecânico**

Vantagens	Restrições
1. Produção altas vazões e <i>Basic Sedimentary Water</i> (BSW)	1. Elevado custo
2. Motor a combustão interna	2. Poço produtor de areia
3. Óleo viscoso	3. Poço desviado
4. Razão Gás Líquido (RGL) alta	4. Poço produtor de gás
5. Poços profundos de curso vertical	5. Poço produtor de óleo parafinado

Fonte: Silva et al (2009)

### 2.3.2 Bombeio de cavidade progressiva (BCP)

De acordo com Mançú (2009), este método de elevação realiza o sistema imersamente ao poço de forma rotativa, sendo composto por rotor e estator. O rotor tem a função de elevar o petróleo de forma ascendente. A vantagem deste método é a sua utilização em poços com produção de areia, como também em poços com fluidos bem viscosos. Porém, limita-se a poços com altas temperaturas devido a uma borracha presente em seu conjunto. O conjunto deste equipamento é mostrado na Figura 9.



**Figura 9: Bombeio de Cavidade Progressiva**

Fonte: Autora da pesquisa (2009)

Ainda de acordo com levantamento realizado por Silva et al (2009), o Quadro 2 apresenta algumas vantagens e restrições pertinentes a este método de elevação.

**Quadro 2: Vantagens e restrições do BCP**

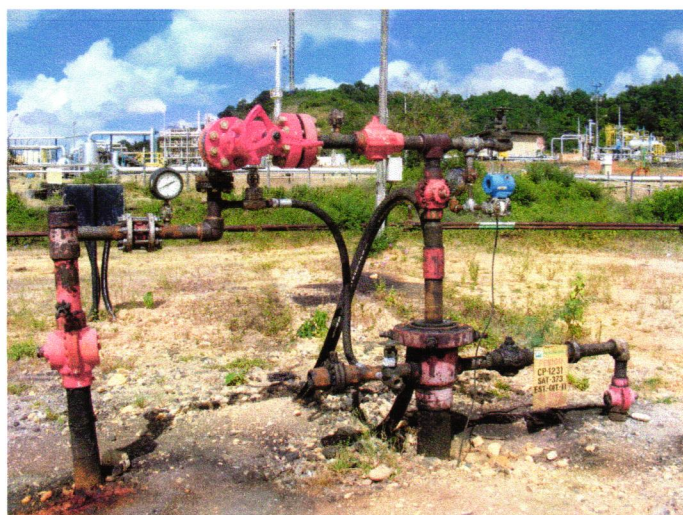
Vantagens	Restrições
1. Alta e baixa viscosidade do fluido	1. Poço direcional
2. Óleos parafínicos	2. Alta temperatura
3. Melhor energia consumida em relação ao BM	3. Razão gás óleo (RGO) alta
4. Menor custo em relação ao BM	4. Nível de fluido suficiente
5. Poço profundo	5. Escorregamento do fluido entre rotor e estator
	6. Poço produtor de areia

Fonte: Silva et al (2009)

### 2.3.3 Bombeio centrífugo submerso (BCS)

O BCS é composto por vários estágios e cada estágio é composto por rotor que tem a finalidade de dar velocidade ao processo e difusor que tem a função de mudar o sentido do fluido, transformando a velocidade em pressão, assim afirma Mancú (2009).

Este é um método de elevação artificial similar ao BCP, porém a sua diferença está nos equipamentos expostos e no seu conjunto operacional, demonstrada na Figura 10.



**Figura 10: Bombeio Centrífugo Submerso**

Fonte: Autora do trabalho (2009)

O Quadro 3 relaciona as vantagens e desvantagens do método, nota-se que é um método de elevação sensível a vários elementos químicos as quais os poços geralmente estão sujeitos. Sendo, portanto, necessária uma melhora antes de escolher este método que possivelmente necessitará de mais intervenções para manutenção, conforme afirma Silva et al (2009).

**Quadro 3: Vantagens e restrições do BCS**

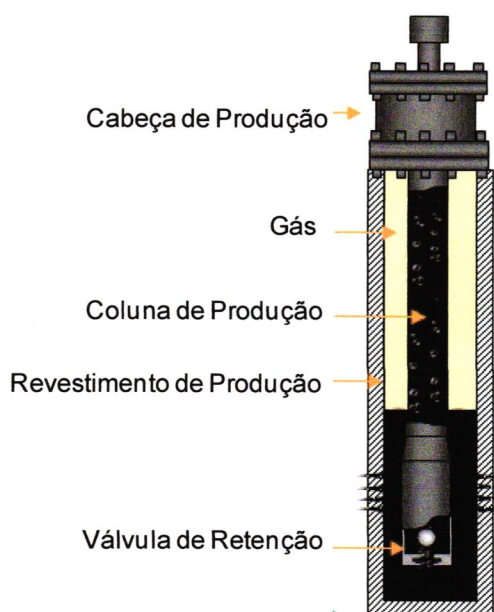
Vantagens	Restrições
1. Produção altas vazões e <i>Basic Sedimentary Water</i> (BSW)	1. Poço produtor de parafina
2. Poço direcional	2. Poço produtor de areia
3. Poço com alta temperatura	3. Poço produtor de H <sub>2</sub> S
4. Alta razão gás óleo (RGO)	4. Deposição de detritos na bomba
5. Poço profundo	5. Escorregamento do fluido entre rotor e estator
	6. Cuidados com o cabo durante a retirada da bomba

Fonte: Silva et al (2009)

### 2.3.4 Bombeio pneumático de zadson (BPZ)

De acordo com Silva et al (2009), o BPZ permite injetar gás pelo anular de um poço, deslocando o óleo presente até a coluna de produção. Este gás do anular, através de uma válvula de retenção é liberado para que não haja uma contrapressão na formação e o óleo da coluna de produção não mais retorna ao anular.

O conjunto deste equipamento é mostrado na Figura 11, onde o gás passa pelo o anular (espaço entre o revestimento e a coluna de produção) e com a liberação da válvula presente na extremidade da coluna permite a entrada do fluido para o interior da coluna de produção não permitindo o retorno do fluido no anular.



**Figura 11: Bombeio Pneumático de Zadson**

Fonte: Silva et al (2009)

O Quadro 4 mostra o quanto este método de elevação BPZ, em relação a um dos métodos mais utilizados BM, tem vantagens de elevação que supera as

expectativas de produção . O BM é aplicável, mas requer muitas paradas nos poços para manutenção na coluna de produção, causadas pela presença de incrustações parafínicas que acarretam em elevados custos operacionais, enquanto o BPZ, por apresentar simplicidade em seu conjunto, não causa paradas na produção e opera na desparafinação.

**Quadro 4: Vantagens e restrições do BPZ**

Vantagens	Restrições
1.Controle não dispendioso 2.Controle automático 3.Fácil operação 4.Oferece segurança ao poço 5.Operações de desparafinação 6.Probabilidade baixa de falhas mecânicas 7.Opera com baixas pressões de fluxo de fundo 8.Pequena movimentação de gás 9.Aplicado a poços direcionais 10.Poços depletados e com alta razão gás óleo (RGO) 11.Alternativa quando o bombeio mecânico não é mais eficiente 12.Poço produtor de areia	1.Ineficiente para altas vazões 2.Planta de gás para injeção 3.Poços profundos

Fonte: Silva et al (2009)

O BPZ é um sistema todo automatizado, através do jogo de válvulas apresenta um sistema operacional simples oferecendo um ganho na produtividade e reduzindo no custo operacional.

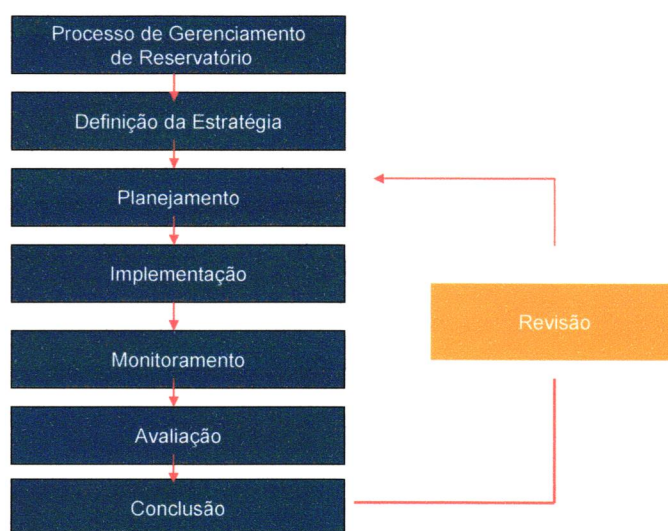
Do ponto de vista de Bezerra (2002), as tecnologias apresentam vantagens e desvantagens quando trata-se de projetos, configuração dos equipamentos, custos de aquisição, procedimentos operacionais, intervenção e reparos. Neste caso, a análise e seleção do método de elevação requerem um levantamento de informações do reservatório, projeto do poço e características do fluido presente na rocha-reservatório. Além disso, deve-se considerar o conhecimento dos especialistas envolvidos com a produção dos poços.

Todos estes métodos de elevação apresentados são os mais utilizados no campo petrolífero no Estado de Sergipe, porém muitos poços encontram-se fechados por não serem economicamente viáveis. E alguns destes, apresentam limitações operacionais para poços com óleo pesado, característica presente nos campos de petróleo do Estado.

## 2.4 Gerenciamento de Projetos

Baseado em informações e conhecimentos das condições físicas do reservatório, do ambiente, da tecnologia e do cenário econômico é que a equipe de Gerenciamento de Projetos tem como principal objetivo obter retorno financeiro de um campo de petróleo. Este processo envolve várias etapas, as quais interagem exigindo uma perfeita harmonia para que o desejado seja realizado sem comprometer o processo.

A Figura 12 mostra as etapas que devem ser realizadas para um bom gerenciamento de projetos; cada etapa deverá ser finalizada para se prosseguir para outra etapa e caso haja algum problema ou limitação no momento da avaliação, este projeto é revisado retornando para um novo planejamento.



**Figura 12: Gerenciamento de Projetos**

Fonte: Adaptada de Klein (2002)

O gerenciamento de projetos baseia-se na otimização econômica, isto é, procura-se buscar a maximização do Valor Presente Líquido (VPL), conforme Brito (2006). Esta análise dos projetos de investimento realizada através do indicador econômico VPL, torna-se interessante por representar o ganho atual, além da expectativa.

Para Pilão (2003), a melhor alternativa das análises dos projetos é aquela que aproxima o custo a zero, em termos de cálculo. Estas análises envolvendo apenas custos ocorrem devido à necessidade de implantação, ou até mesmo, quando os projetos são viáveis. Porém, a custo reduzido.

O VPL é o indicativo para aceitação do projeto. Quanto maior este valor, melhor sua aceitação, do contrário, o projeto poderá ser descartado. De acordo com ROSS et al (1995), o valor presente líquido de um investimento permite decidir se este deve ser executado ou não. Quando o VPL apresenta-se de forma negativa, indica um investimento que deverá ser rejeitado. Caso o VPL seja positivo, o investimento deverá ser executado, seria como receber um pagamento igual ao VPL.

### 3 METODOLOGIA

O presente trabalho explorou os seguintes assuntos: petróleo pesado quanto a sua classificação, métodos de recuperação quanto a sua aplicação, métodos de elevação, mostrando as vantagens e desvantagens quanto à implantação, e o gerenciamento de projetos no que diz respeito a novos investimentos.

A pesquisa foi realizada em um campo petrolífero pertencente à PETROBRAS. No entanto, a pedido da companhia não serão citadas características que identifiquem o poço. Porém, este campo apresenta as características necessárias para o Estudo de Caso de uma nova tecnologia.

A abordagem desta pesquisa destaca-se como sendo quantiquantitativa. Fez-se comparativos operacionais, disponibilizando tempo previsto e tempo realizado de sonda no poço. Em seguida, através do levantamento do custo operacional da tecnologia antiga, mas aplicada a este campo, e o da nova tecnologia. Para esta comparação utilizou-se da *SmartDecision*, empresa de consultoria e desenvolvimento de software de sistema de apoio e decisão, o software chamado PROGRIDE, que indica o Valor Presente Líquido de cada tecnologia, como também outros indicadores quantitativos como o custo unitário de produção, investimentos e *brent* de equilíbrio.

Os limitantes para realização deste trabalho foram decorrentes do fato de que algumas informações são confidenciais. Afim de não ferir a confiabilidade das empresas que concederam condições para realização da pesquisa, alguns dados como custo, foram transformados com fator multiplicador para não identificar o valor real, mas nada altera no resultado final quanto à confiabilidade da nova tecnologia.

## 4 RESULTADOS

Este trabalho foi dividido em três etapas de desenvolvimento para melhor entendimento da obtenção dos dados do tema proposto.

Com a escolha do projeto investimento do ICVPA (Injeção Cíclica de Vapor com Produção Alternada), uma adaptação do método de elevação BPZ, analisou-se o procedimento operacional em relação ao método convencional utilizado atualmente no Estado de Sergipe (BM). Além disso, fez-se levantamento dos poços ativos e parados, e foram obtidos os custos operacionais para calcular o VPL e outros indicadores econômicos que contribuem para a análise da viabilidade econômica da nova tecnologia.

A análise da produção em relação à nova tecnologia para um poço A de um campo X, com características pertinentes a este trabalho, compreende o acompanhamento em cada etapa desta pesquisa.

### 4.1 Desenvolvimento da 1ª Etapa

A escolha do poço teste para a possível implantação do projeto ICVPA foi realizada de forma criteriosa pelos engenheiros, respeitando as características do campo petrolífero. A região de Sergipe possui uma grande área que atende a todas as expectativas sobre a nova tecnologia para recuperar óleo pesado com um custo reduzido.

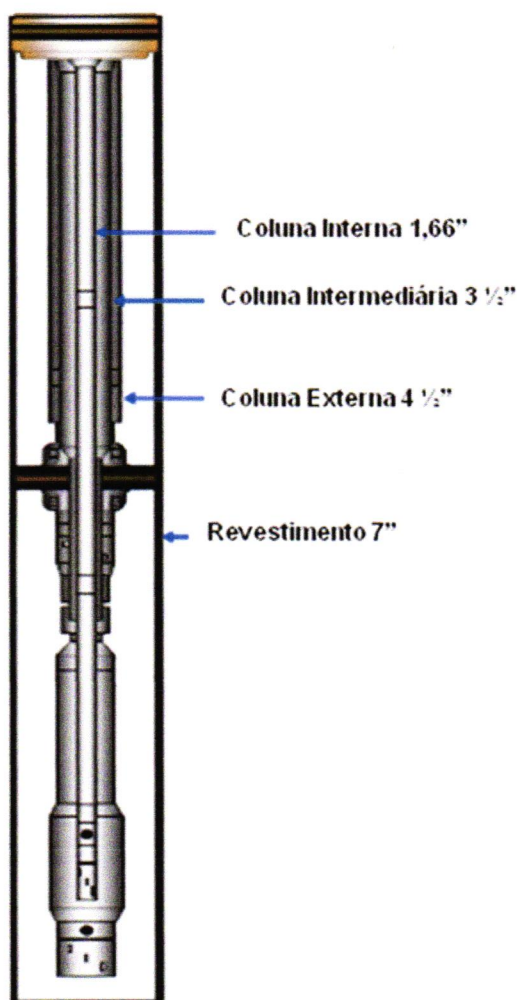
Desde a disponibilidade da sonda, foi feito o acompanhamento da operação no período de 25 a 29 de março de 2009. Então, foi desequipado poço, que antes estava equipado pelo método de elevação Bombeio Mecânico, e posteriormente equipado o poço com três colunas concêntricas pelo método ICVPA (Projeto de Investimento).

O processo de equipagem do poço consiste em, primeiramente, descer a coluna externa de 4 ½" com seus principais equipamentos: três juntas de expansão térmica que permitem dilatação da coluna de três metro, devido às altas temperaturas aplicadas; *packer arrowtherm*, veda coluna de poços submetidos a

injeção de vapor; sub duplo, equipamento que permite o enroscamento de tudo de diâmetro diferenciado (coluna intermediária); a *standing valve*, válvula que permite a passagem do óleo da formação para o interior da coluna externa (tubos, *nipples* e *reduções*).

Em seguida, a coluna intermediária de 3 ½" desce também com seus principais equipamentos: apenas tubos, *nipples* e *reduções*. E por último, desceu a coluna interna de 1,66" com tubos, uma *standing valve* e *reduções*.

A Figura 13 mostra o esquema mecânico do poço equipado com o sistema ICVPA, no qual estão presentes as três colunas concêntricas com seus respectivos suspensores de 4 ½", 3 ½" e 1,66" .



**Figura13: Esquema mecânico do poço equipado com ICVPA**

Fonte: Cortesia ENGEPEP (2009)

O poço ficou, em seu momento de injeção de vapor, sendo aquecido em ciclos determinados pela gerência do reservatório. No ciclo de vapor, a cota de

injeção é dividida de acordo com as características do reservatório. Após a injeção desta cota, o poço fica fechado, o que é chamado de período *soak*, no qual há uma distribuição de calor no reservatório.

O ICVPA apresenta um sistema automatizado que constitui dois períodos. A seguir, será mostrada a sequência funcional do sistema sem sofrer mais intervenções de sonda para o período de ciclo e de produção em um poço de revestimento 7"

#### **A. Período de Ciclo**

Este período consiste nas seguintes etapas:

1. Abrir as válvulas (mestra e de produção) que interligam a coluna de produção (Coluna Interna) do poço com a linha de produção na superfície. Abrir a válvula mecânica lateral do anular 4 ½" x 7" (Coluna Externa x Revestimento) para quando o processo iniciar, o fluido desse anular possa evaporar livremente.
2. Abrir a válvula mecânica lateral (VI1) que permite o acesso do vapor ao anular Coluna Externa x Coluna Intermediária. Parte desse vapor será injetado na formação e parte retornará pela coluna de produção.

Durante todo o processo, a válvula do anular 4 ½" x 7" deverá estar aberta para que o fluido existente possa evaporar livremente.

3. Abrir a válvula mecânica (VI2) que dá acesso ao anular Coluna Intermediária x Coluna Interna.
4. Abrir a válvula automática (VAI2) e em seguida a válvula mestra de vapor permitindo seu acesso ao poço.
5. Quando estiver circulando vapor, interromper o retorno de vapor fechando a válvula da cabeça do poço (Coluna Interna) que permite o acesso à linha de produção.
6. Prosseguir com a injeção de vapor (Ciclo de Vapor) conforme programação da equipe de Gerenciamento de reservatório.

#### **B. Período de produção**

O período de produção consiste nas seguintes etapas:

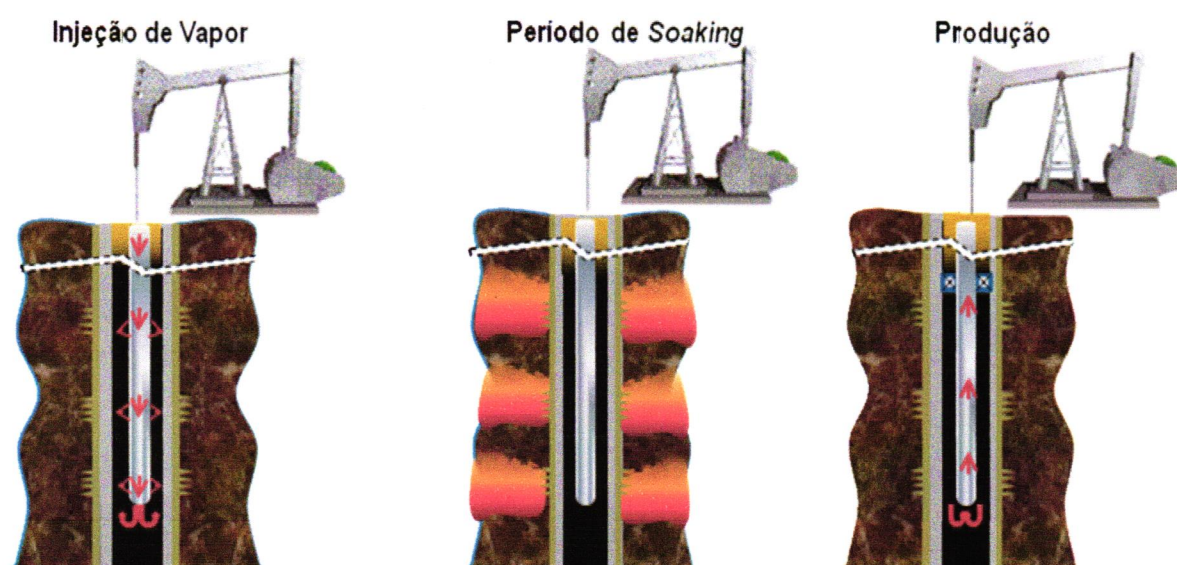
1. Concluído o Ciclo de Vapor programado, fechar a válvula VI1.



## 4.2 Desenvolvimento da 2ª Etapa

Esta fase foi apenas de levantamento de tempo realizado de sonda no poço do método convencional e do método a ser implantado.

O poço escolhido estava equipado pelo método de elevação BM (Bombeio Mecânico) que antes de entrar em produção tinha sido equipado para receber a injeção cíclica de vapor na formação de reservatório de óleo pesado. Este processo envolve três fases, conforme a Figura 15.



**Figura 15: Injeção cíclica de Vapor**

Fonte: Autora da pesquisa

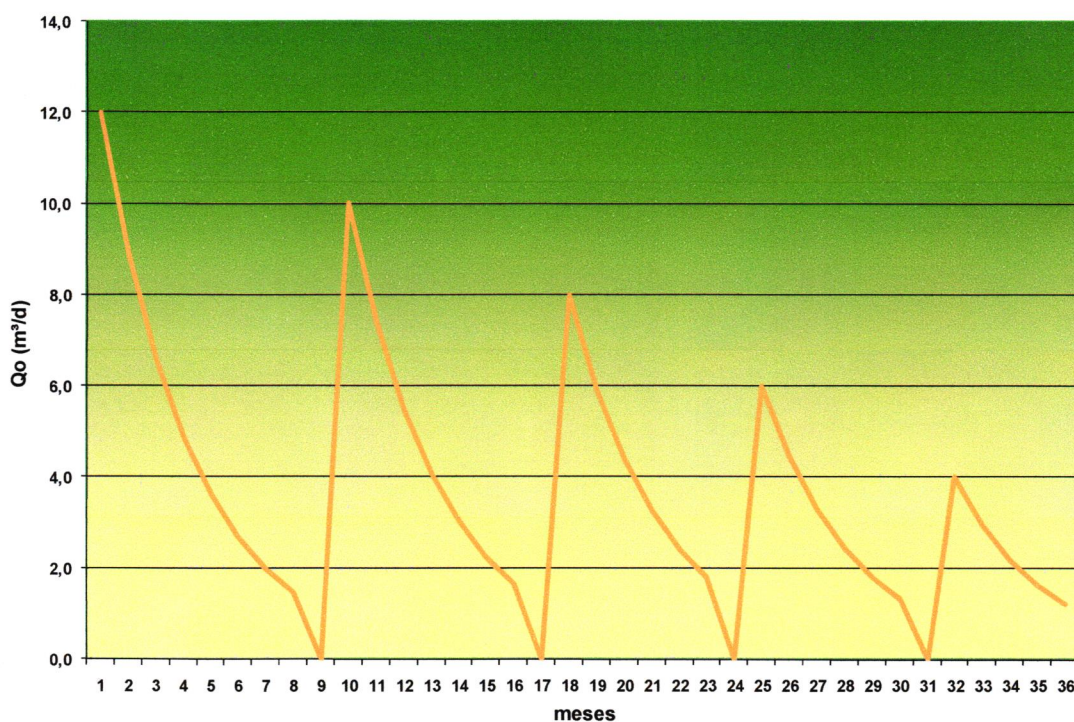
Na primeira fase, a sonda entra no poço e equipa para injeção de vapor por um determinado período. Este poço é fechado para dar início à segunda fase.

A segunda fase que tem o momento de espera chama-se *soak period*, isso quer dizer, período de aquecimento para que toda formação tenha sido aquecida entrando em estado de equilíbrio.

Depois deste período de aquecimento, o poço novamente é desequipado e equipado para produção de óleo durante vários meses a anos. Porém, este processo para atender o limite econômico, repete várias vezes este ciclo que significa entradas e saídas de sondas de produção acarretando em custos não economicamente viáveis. E geralmente, o aumento do ciclo provoca ineficiência independente do tipo de reservatório.

O histórico do poço em pesquisa, quando instalado o BM, foi realizado durante o período de jan/1982 a mar/2007 constituindo cinco ciclos de vapor. Isso significa que as sondas entraram no poço 10 vezes, com mais ou menos quatro dias de intervenção. Neste, a cada ciclo equipa-se o poço para ser injetor e produtor, gerando custos altíssimos. Enquanto o ICVPA, dura unicamente quatro dias, não necessariamente sofrendo outra intervenção em condições normais.

Na simulação de injeção de vapor, através do Gráfico 1, nota-se que a cada ciclo, a energia do reservatório gradativamente diminui e, conseqüentemente, a vazão volumétrica de óleo também diminui. Ainda em análise, a injeção de vapor provoca com o tempo a queda de energia do reservatório. A diferença entre os métodos convencionais e o ICVPA está no retorno em relação ao custo-benefício.



**Gráfico 1: Simulação de injeção de vapor**

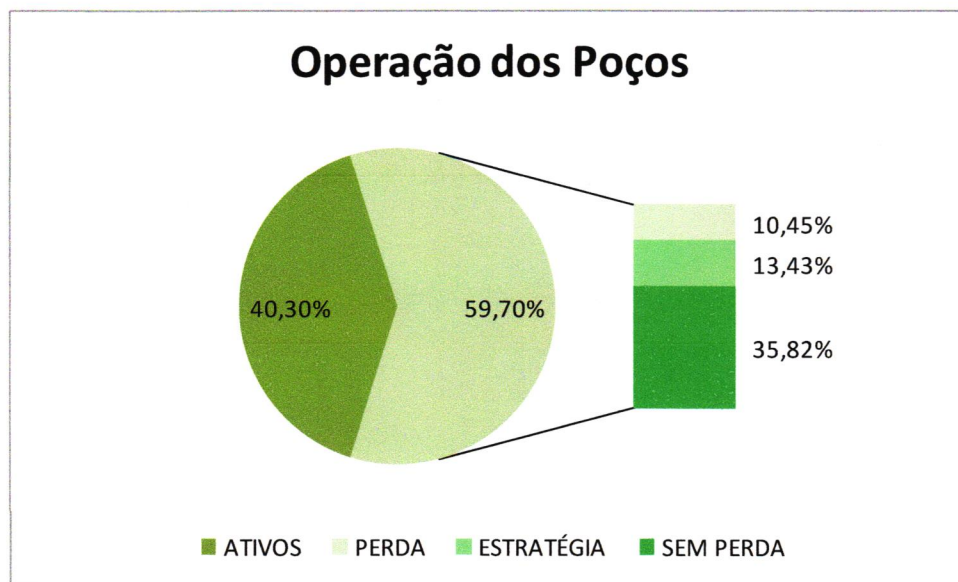
Durante o mesmo período de ciclo, o método convencional é equipado para injeção de vapor, depois aquece a formação *soak* e em seguida, equipa poço para produção de petróleo. Enquanto no ICVPA o poço é colocado em produção sem intervenção de sonda para a elevação do petróleo, permitindo de forma flexível, obedecer ao gerenciamento de reservatórios quanto aos ciclos sem parar a produção de petróleo.

Depois de todo este levantamento complexo de operação da Injeção Cíclica de Vapor para um poço entrar em produção, fez-se um levantamento dos custos para uma análise econômica da nova tecnologia.

### 4.3 Desenvolvimento da 3ª Etapa

Na última fase, fez-se o levantamento das operações de poços, além de uma análise entre os métodos de elevação através dos custos operacionais e uma análise mais rebuscada com indicadores econômicos.

No levantamento das operações dos poços, percebeu-se que 59,70% dos poços estão parados apresentando uma subdivisão de três situações: 10,45% representam os poços-coluna fechados que contabilizam perda devido a um problema operacional; 13,43% são em relação aos poços-coluna que tem condições de operar, mas estão fechados temporariamente por estratégia de operação e 35,82% representam os poços-coluna fechados, que não têm condições de voltar a operar ou não são economicamente viáveis. O Gráfico 2 mostra o percentual de poços parados que necessitam de tecnologias para colocar em produção.



**Gráfico 2: Operação dos poços ativos e parados**

Estes poços parados representam 59,70% da área que precisa ser explorada por apresentar característica de óleo pesado, e economicamente o método convencional não atende às expectativas quanto ao custo-benefício.

A proposta deste novo método consiste em uma forma de realizar o procedimento operacional de forma conjugada, evitando desperdício de tempo, mantendo poço aquecido, com maior segurança operacional já que não há

necessidade de entrada de sonda no poço e reduzindo também, custos de entradas e saídas de sondas que tornam caros para poços de acordo com a característica do poço tipo (petróleo pesado). A Tabela 1 mostra os custos operacionais para cada método.

**Tabela 1: Custos operacionais**

Custo MUS\$)		
<b>ICVPA</b>		
N ciclos		288,02
<b>Método Convencional</b>		
1º ciclo		
Equipado poço para ciclo	86,68	
Equipado poço para produção	39,00	125,68
2º ciclo		
Equipado poço para ciclo	86,68	
Equipado poço para produção	39,00	251,36
3º ciclo		
Equipado poço para ciclo	86,68	
Equipado poço para produção	39,00	377,04
Fonte: PETROBRAS (2009)		

Ainda de acordo com os dados apresentados na Tabela 1, percebe-se a diferença de custos entre o 3º ciclo do método convencional e os N ciclos atingindo o total, por operação, de MUS\$ 89,02. Cabe ressaltar que o método convencional, a cada ciclo gera custos operacionais acumulativos, enquanto que, o método proposto tem um custo fixo que no segundo ciclo já obtém um retorno mínimo e no 3º ciclo um ganho considerável. Porém, este método comparativo de custos operacionais ainda não é suficiente para determinar por si só a aprovação do projeto de investimento.

A aprovação do projeto a ser implantado consiste em complexo cálculo comparativo de variáveis importantes aplicado em um *software* chamado PROGRIDE. Este *software* fornece suporte para decisão de escolha de investimento em projetos aplicando os custos operacionais de cada método de elevação.

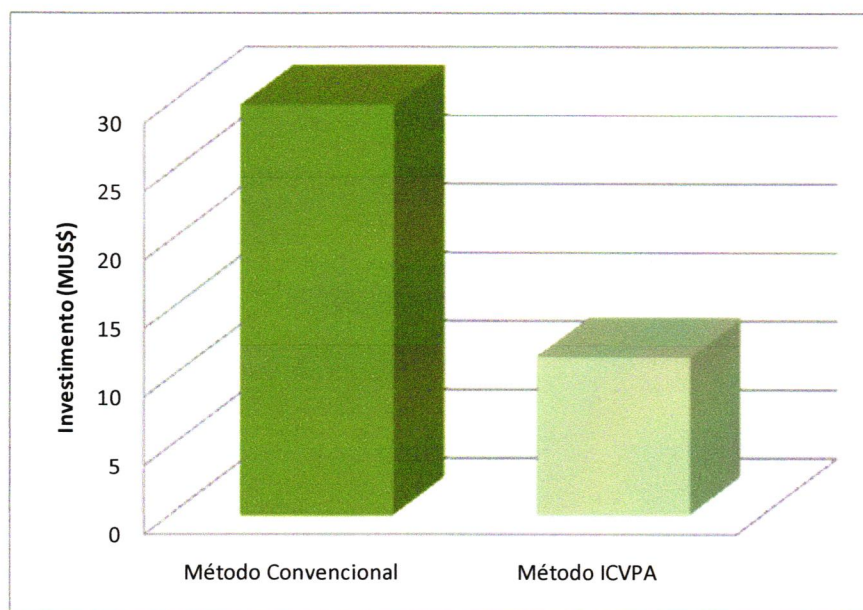
A Tabela 2 apresenta indicadores econômicos, gerados pelo PROGRIDE, estes indicadores são importantes para a análise dos métodos. O custo unitário de produção (CUP) do ICVPA representa 42,57% dos custos da produção em relação ao método convencional. O investimento Capex é tido como uma despesa que traz benefícios, sendo que quanto menor esta despesa, melhor o investimento. Neste contexto, o ICVPA apresentou seu investimento menor em relação ao método

convencional. O *Brent* de equilíbrio que representa o nível de preço fixo do petróleo atrela ao preço corrente do VPL tornando igual a zero. Neste caso, o ICVPA, mais uma vez, destaca-se na análise econômica, atendendo às expectativas.

**Tabela 2: Indicadores econômicos**

Indicadores Econômicos	Convencional (BM)	ICVPA
VPL (MMUS\$)	0,75	1,04
CUP (US\$/BBL)	23,21	9,88
Investimento - Capex (MMUS\$)	0,75	0,29
Brent de equilíbrio (US\$/BBL)	26,77	11,4

Quando aplicado o investimento-Capex de cada método gerado pelo PROGRIDE na Tabela 2 em relação aos poços parados, gerou-se no Gráfico 3 um diferencial que possibilita avaliar o ICVPA como um método de elevação atraente por apresentar um valor de investimento inferior ao valor de investimento do método convencional, representando aproximadamente 50% de economia.



**Gráfico 3: Investimento dos poços parados**

Além disso, o ICVPA apresenta um sistema operacional flexível, simples a um custo reduzido, trazendo segurança operacional por minimizar entradas de sondas nos poços. Sendo assim, o método apresenta a mesma recuperação do petróleo com retorno financeiro em menor tempo.

O indicador econômico que realmente possibilita a decisão de aceitação ou rejeição do projeto fornecendo a resposta para a viabilidade econômica é o valor presente líquido (VPL). Este indicador quantifica, em valor presente, todos os custos

e benefícios líquidos de um determinado projeto ao longo da sua vida econômica. A regra é muito clara para a seleção ou rejeição do projeto: Se o VPL for maior que zero aceita-se o projeto. Do contrário, se o VPL for menor ou igual a zero, rejeita-se o projeto.

O resultado do VPL não exclui o Método Convencional dos poços ativos, permite o funcionamento daqueles poços que estão parados. Nesta análise, a gama de vantagens do ICVPA poderá recuperar mais petróleo com retorno financeiro em um curto espaço de tempo para o mesmo tempo de ciclo do petróleo e até mesmo, prolongar este ciclo.

Neste caso, o VPL encontrado para o método convencional é 0,75 MMUS\$ e o VPL encontrado do ICVPA é 1,04 MMUS\$. Observa-se que ambos os projetos são economicamente viáveis; logo, com base nos outros indicadores econômicos e na busca pela maximização do VPL, é melhor utilizar o ICVPA nos poços que estão parados. Este é o método adaptado do BPZ, podendo atuar em poços com características de óleo pesado a custo fixo; e a segurança operacional por não necessitar de intervenções com sondas nas condições normais do poço.

## 5 CONCLUSÃO

A análise de viabilidade econômica de uma nova tecnologia deve ser realizada em função de parâmetros do processo. No que concerne aos mecanismos de recuperação de petróleo, fatores com condições de interferir nas características dos reservatórios são importantes para obtenção do óleo retido nas rochas-reservatório, utilizando-se dos métodos de elevação para a extração do petróleo.

Neste sentido, o presente trabalho apresentou uma análise da nova tecnologia para poços com características de óleo pesado. O desempenho do projeto tecnológico foi satisfatório, porém, ainda é um procedimento operacional desconhecido. No entanto, é relevante para o Brasil e, principalmente, para o Estado de Sergipe, uma vez que produz óleo pesado (mais viscoso, mais barato) e ainda não tem condições tecnológicas para viabilizar o custo-benefício quanto a sua produção. O preço do petróleo leve (bom) e o pesado (ruim) é bastante diferenciado, reforçando estudos de oportunidades de investimentos futuros para que se diminuam as perdas de produção. A nova tecnologia, o ICVPA reduz tempo de sonda de produção, opera de forma flexível aos ciclos determinados e seu procedimento operacional atende às necessidades para escoamento do petróleo com custo baixo.

## REFERÊNCIAS

ALMEIDA, Alberto Sampaio. **Recuperação Secundária em Campos de Produção de Petróleo**. Seminário Recursos Energéticos do Brasil: Petróleo, Gás, Urânio e Carvão – Clube de Engenharia, 2009

BEZERRA, Murilo Valença. **Mestrado: Avaliação de métodos de elevação artificial de petróleo utilizando conjuntos nebulosos**. Unicamp, 2002

BRITO, Paulo. **Análise e viabilidade de projetos de investimento**. 2.ed.- São Paulo: Atlas, 2006

CARDOSO, Luiz Cláudio. **Petróleo: do Poço a posto**. – Rio de Janeiro: Qualitymark, 2005, 192p

CORREIA, Oton Luiz Silva. **Petróleo: noções sobre exploração, perfuração, produção e microbiologia**. Rio de Janeiro: Interciência, 2003

GRAY, Forest. **Petroleum production for the nontechnical person...**-2 Ed. - II Title. United States, 1995

KLEIN, Gustavo. **Projeto fim de curso: Gerenciamento de reservatórios**. Curso: Engenharia de Produção. UFRJ, 2002

MANÇÚ, Raimundo Jorge de S. **Elevação de Petróleo**. Petrobras, 2007

MONTALVO, Miguel Eduardo Del Aguila. **Dissertação de mestrado: escoamento de emulsões óleo em Água através de Microcapilares**. PUC-Rio, 2008

PILÃO, Nivaldo Elias et al. **Matemática financeira e engenharia econômica: a teoria e a prática da análise de projetos de investimentos**. – São Paulo: Pioneira Thomson Learning, 2003

ROSS, S.A., WESTERFIELD, R. W. e JAFFE, J. F. **Administração Financeira Corporate Finance**. Tradução Antonio Zoratto Sanvincente. São Paulo: Atlas, 1995.

SANTANA, Ana Paula S. C de. **Mecanismo de Produção**. PETROBRAS, 2009a

SANTANA, Ana Paula S. C de et al. **Pós-Graduação: O Desenvolvimento de um Campo de Óleo Pesado em Terra e seus aspectos tecnológicos**. FANESE, 2006

SANTANA, Ana Paula S. C de. **Injeção de Água**. PETROBRAS, 2009b

SILVA, Wilson Messias et al. **Nota técnica:** Método de Elevação Artificial em Poços de Petróleo. Lagarto- SE, 2009

THOMAS, José Eduardo. **Fundamentos de engenharia de petróleo.** -2.ed.- Rio de Janeiro: Interciência: PETROBRAS,2004