



**PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL EM CAMPOS
COM ACUMULAÇÃO MARGINAL NO BRASIL
UMA VISÃO PRAGMÁTICA**

ANABAL A. DOS SANTOS JR.

**Salvador
Agosto – 2006**

**UNIVERSIDADE SALVADOR
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA E ARQUITETURA
(DEAR)
MESTRADO DE REGULAÇÃO DA INDÚSTRIA DE ENERGIA**

**PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL EM CAMPOS
COM ACUMULAÇÃO MARGINAL NO BRASIL
UMA VISÃO PRAGMÁTICA**

Anabal Alves dos Santos Jr.

Dissertação apresentada à Universidade Salvador, como parte das exigências do curso de Mestrado de Regulação da Indústria de Energia, para obtenção do título de Mestre.

Orientador:
Prof. Dr. James Silva Correia

Salvador
Agosto - 2006

Ficha Catalográfica elaborada pelo Sistema de Bibliotecas da Universidade
Salvador - UNIFACS

Santos Júnior, Anabal.

Produção do petróleo e gás natural em campos de economicidade marginal no Brasil: uma visão pragmática /. Anabal Santos Júnior. - 2006.

152 f, il.

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado em Regulação da Indústria de Energia, Universidade Salvador - UNIFACS.

Orientador: Prof^a James Correia.

1. Petróleo – Aspectos econômicos. 2. Petróleo – Produção. 3. Petróleo – Regulação. 4. Gás natural – Produção. 5. Hidrocarbonetos. 6. Campos maduros. 7. Campos marginais I. Correia, James, orient. II. Universidade Salvador – UNIFACS. III. Título.

CDD: 338.27280981

PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL EM CAMPOS COM ACUMULAÇÃO MARGINAL NO BRASIL UMA VISÃO PRAGMÁTICA

ANABAL A. DOS SANTOS JR.

Dissertação apresentada à Universidade Salvador, como parte das exigências do curso de Mestrado de Regulação da Indústria de Energia, para obtenção do título de Mestre.

APROVADA em 29/09/2006

Banca Examinadora

Prof. : James Silva Correia – Orientador: _____
Doutor em Engenharia Elétrica, Universidade de São Paulo, Brasil.
Universidade Salvador, UNIFACS, Brasil.

Prof. Paulo Sergio de Mello Vieira Rocha: _____
Doutor em Engenharia de Petróleo, Universidade do Texas, EUA.
Universidade Salvador, UNIFACS, Brasil.

Prof. : Doneivan Fernandes Ferreira: _____
Doutor em Geociências, Universidade Estadual de Campinas, Brasil.
Universidade Estadual de Campinas, UNICAMP, Brasil.

Prof. Edmilson Moutinho dos Santos: _____
Doutor em Economia e Gestão do Petróleo e Gás Natural, Université de Bourgogne, IFP, França
Universidade de São Paulo, USP, Brasil.

Salvador
Agosto – 2006

Dedicatória,

Dedico este trabalho aos meus filhos, Roberto e Érica, à minha esposa Cristina e aos meus pais, Anabal e Carmélia.

Agradecimentos,

Agradeço a todos que diretamente ou indiretamente contribuíram para a realização deste trabalho e em especial ao meu orientador, professor James Silva Correia, pelo incentivo e correções de rumo na condução do trabalho; aos demais professores do curso de mestrado pela transmissão dos seus conhecimentos; aos meus colegas de curso pela convivência e compartilhamento de informações relevantes; aos funcionários da UNIFACS pelo apoio administrativo e à minha família pela compreensão das minhas ausências do convívio familiar durante o período do mestrado.

Agradeço também a RECAM – Rede de Engenharia de Campos Maduros, coordenada pela UNIFACS e a FINEP, pela disponibilização de contatos com pesquisadores vinculados a estas entidades e informações que contribuíram para os objetivos deste trabalho.

Um agradecimento particular ao Prof. Jose Ângelo Sebastião de Araújo dos Anjos, pela valiosa contribuição no equacionamento metodológico que o trabalho utilizou.

“As coisas velhas estão morrendo e ninguém sabe ainda o que virá”
Sherry Turkley

RESUMO

Santos Jr, Anabal - **Produção de petróleo e gás natural em campos com acumulação marginal no Brasil - Uma visão pragmática.** 2006, Dissertação (Mestrado em Regulação da Indústria de Energia), Universidade Salvador, Salvador/Bahia.

Desde a flexibilização do monopólio da extração de petróleo e gás natural no Brasil, muito tem sido falado sobre a possibilidade de criação de novas empresas voltadas para a operação de campos de petróleo e gás com acumulação marginal. Visando contribuir para transformar essa possibilidade em realidade e consolidar os avanços na construção do novo modelo brasileiro para o mercado de petróleo e gás natural, o trabalho, baseado na experiência do autor e em trabalhos de pesquisadores e profissionais brasileiros e estrangeiros, discute a caracterização da atividade de produção de petróleo e gás natural em campos com acumulação marginal; o cenário regulatório brasileiro atual relacionado ao tema; as possibilidades e as experiências com este tipo de atividade no mercado brasileiro; faz uma avaliação dos potenciais benefícios socioeconômicos que a atividade pode gerar e finalmente os principais entraves para o seu desenvolvimento no Brasil. Após a descrição dos cenários, o trabalho propõe um programa de fomento, sugerindo algumas medidas que podem contribuir para que a atividade se consolide no Brasil.

Palavras-chave: Petróleo, gás natural, hidrocarbonetos, campos maduros, campos marginais, regulação.

ABSTRACT

Santos Jr., Anabal – **Oil and gas production in Brazil's marginal fields – A pragmatic vision.** 2006, thesis (Degree of Doctor in Energy's Industry Regulations.), Universidade Salvador, Salvador.

Since the end of the state monopoly on the exploration and production of petroleum and natural gas in Brazil, some questions were raised regarding the creation of new companies to operate marginal projects. Aimed at contributing to the establishment of this activity and the construction of a Brazilian model for marginal fields, this work (1) portrays the author's experience in the operation of marginal fields in Brazil; (2) discusses the characterization of such fields based on the existing literature; (3) describes the current regulatory scenario focusing on this specific activity; (4) considers the potential and the existing experience related to this activity in the Brazilian market; (5) evaluates potential socioeconomic benefits of the activity; and (6) identifies the main obstacles expected in the development of this niche in Brazil. Following the description of these scenarios, the present work proposes an incentive program suggesting measures that may contribute to the consolidation of this activity in the country.

Keywords: Oil, Gas, Hydrocarbons, Mature fields, Marginal fields, Regulation

SUMÁRIO

CAPÍTULO 1

1 - INTRODUÇÃO.....	20
1.1- Objetivos	20
1.2- Plano de Trabalho	22
1.3 - Metodologia utilizada	23

CAPÍTULO 2

2 - A ATIVIDADE E O CENÁRIO REGULATÓRIO.....	25
2.1- Caracterização da atividade	25
2.2- Histórico	27
2.3- A regulação existente	32
2.4- O cenário internacional	34

CAPÍTULO 3

3 – O MERCADO BRASILEIRO E EXPERIÊNCIAS RECENTES	37
3.1- Oportunidades existentes	38
3.2- As experiências brasileiras	42

CAPÍTULO 4

4 - OS PRINCIPAIS BENEFÍCIOS SOCIOECONÔMICOS.....	64
4.1- Indicadores socioeconomicos	65
4.2- Modelo hipotetico para simulação da estimativa do valor dos benefícios socioeconomicos	88
4.3- Geração de tributos	91
4.4- Geração de divisas.....	93
4.5- Geração de emprego e renda	94

CAPÍTULO 5

5. - AS PRINCIPAIS DIFICULDADES DA ATIVIDADE E ESTRATÉGIAS PRO POSTAS	95
5.1- Dificuldades de natureza regulatória e administrativa	97
5.2- Dificuldades operacionais	108
5.3- Estratégias propostas	125

CAPÍTULO 6

6 - CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	147
REFERÊNCIAS	149

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1	Curva de preços do barril do petróleo (1997-2000).....	29
Figura 3.1	Gráfico de produção do campo de QUIAMBINA	55
Figura 5.1	Esquema de coleta de produção.	124

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1	Campos abdicados (1999).....	40
Tabela 3.2	Campos vinculados ao projeto campo-escola da ANP.....	41
Tabela 3.3	Campos operados pela empresa Petrorecôncavo S.A. no CPR (Petrobrás).....	42
Tabela 3.4	Empresas habilitadas para participar do 1º leilão de transferência de concessão, promovido pela PETROBRAS.....	45/48
Tabela 3.5	Grupos de campos ofertados no 1º leilão de transferência de concessão, promovido pela PETROBRAS.....	49/50
Tabela 3.6	Campos arrematados pela empresa W. Washington no 1º leilão de transferência de concessão, promovido pela PETROBRAS.....	50
Tabela 3.7	Campos arrematados pela empresa Marítima no 1º leilão de transferência de concessão, promovido pela PETROBRAS.....	51
Tabela 3.8	Empresas habilitadas para participar do 2º leilão de transferência de concessão, que seria promovido pela PETROBRAS.....	52
Tabela 3.9	Grupos de campos ofertados no 2º leilão de transferência de concessão, que seria promovido pela PETROBRAS.....	53
Tabela 3.10	Campos operados pela Petrorecôncavo situados dentro dos limites do BTREC-10.....	55
Tabela 3.11	Resumo do resultado da Parte B da 7ª. rodada de licitação da ANP (1ª. rodada de licitação de campos com acumulações marginais).....	56
Tabela 3.12	Empresas habilitadas para a parte B da 7ª. rodada da ANP.....	57/60
Tabela 3.13	Empresas concessionários – (Parte B da 7ª rodada de licitação da ANP).....	60
Tabela 3.14	Resultado dos vencedores da 2ª. rodada de campos com acumula- ções marginais.....	61
Tabela 3.15	Empresas habilitadas na 2ª. rodada de licitação de campos com acumulações marginais.....	62/64
Tabela 4.1	Indicadores socioeconômicos de municípios selecionados.....	68/71
Tabela 4.2	Modelo hipotético para simulação da estimativa dos valores dos benefícios socioeconômicos devido ao programa de revitaliza- ção de campos com acumulação marginal.....	90

Tabela 4.3	Resumo da simulação dos benefícios socioeconômicos devido ao programa de revitalização de campos com acumulação marginal.....	89
Tabela 5.1	Quadro comparativo entre CPCR e CONCAM.....	127

ABREVIATURAS, SIGLAS E SÍMBOLOS:

2D	Duas Dimensões.
3D	Três Dimensões.
AGERBA	Agência Estadual de Regulação de Serviços Públicos de Energia, Transportes e Comunicações da Bahia
<i>API</i>	<i>American Petroleum Institute</i>
ANP	Agência Nacional do Petróleo.
<i>ATW</i>	<i>Applied Technology Workshop.</i>
BCP	Bomba de Cavidade Progressiva.
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Social.
BOE	Barris de Óleo Equivalente.
BOED	Barris de Óleo Equivalente por dia.
BPD	Barris por dia.
<i>BSW</i>	<i>Basic Sediment and Water.</i>
BTREC-10	Bloco Terrestre da Bacia do Recôncavo Baiano nº 10.
CEFET	Centro Federal de Educação Tecnológica.
CNP	Conselho Nacional do Petróleo.
COFINS	Contribuição para Financiamento da Seguridade Social.
DNC	Departamento Nacional de Combustíveis.
E&P	Exploração e Produção.
EC	Emenda Constitucional.
EUA	Estados Unidos da América.
FGTS	Fundo de Garantia por Tempo de Serviço.
ICMS	Imposto de Circulação de Mercadoria e Serviços.
IDH	Índice de Desenvolvimento Humano.
IR	Imposto de Renda.
ISS	Imposto Sobre Serviços.
MM	Milhões.
Mm ³	Mil metros cúbicos.
MME	Ministério das Minas e Energia.
<i>MTBF</i>	<i>Medium Time Between Failures.</i>
O&M	Operação e Manutenção.
PIS	Programa de Integração Social.

R\$	Real (Moeda Brasileira).
RRC	<i>RailRoad Commission of Texas</i>
SPE	<i>Society of Petroleum Engineers.</i>
SPT	Sonda de Produção Terrestre.
UCOQ	Unidade de Circulação de Óleo Quente.
UFBA	Universidade Federal da Bahia.
UN	Unidade de Negócios.
US\$	Dólar (Moeda Norte-americana).
VPL	Valor Presente Líquido.
WTI	<i>West Texas Intermediate.</i>

GLOSSÁRIO:

- Abandono de poço:** Série de operações destinadas a restaurar o isolamento entre os diferentes intervalos de rocha porosa capaz de armazenar e produzir fluidos. Podendo ser um abandono permanente, quando não houver interesse de retorno ao poço ou temporário, quando por qualquer razão houver interesse de retorno ao poço.
- Acidificação:** Operação de injeção em poços de uma solução ácida que dissolve impurezas e melhora a permeabilidade em torno do poço.
- Arras:** Penalização pecuniária prevista no Código Civil Brasileiro a ser aplicada na parte que decidir por desfazer um negócio anteriormente acordado com outra parte.
- Brent:** Denominação comercial do petróleo que corresponde a mistura de petróleos produzidos no mar do Norte, oriundos dos sistemas petrolíferos Brent e Ninian, com grau API de 39,4 e teor de enxofre de 0,34%.
- Brown fields:** Áreas que necessitam ser recuperadas.
- Canhoneio:** Operação que permite a produção de um poço novo ou de um novo intervalo, onde são feitos “furos” nas paredes internas do poço (tubo de revestimento) e nas regiões no entorno do poço (zona cimentada atrás do tubo de revestimento e zona produtora).
- Canhoneados:** Denominação dada aos furos gerados na operação de canhoneio.
- Cabeça de poço:** Conjunto dos equipamentos instalados na superfície onde se localiza o poço que controla as condições de fluxo além de garantir sua estanqueidade.
- Cimentação:** Operação onde é bombeada desde a superfície uma pasta de cimento para obturar furos nas paredes internas do poço (squeeze), separar intervalos produtores (tampão de cimento) ou fixar revestimento.

Concessão:	Contrato administrativo mediante o qual a ANP outorga às empresas que atendam aos requisitos técnicos, econômicos e jurídicos por ela estabelecidos, o exercício das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural no território nacional.
Concessionário:	Empresa constituída sob as leis brasileiras, com sede e administração no Brasil, com a qual a ANP celebra contrato de concessão para exploração e produção de petróleo ou gás natural em bacia sedimentar localizada no território nacional.
Curva básica:	Gráfico de produção ao longo do tempo, baseado em histórico de produção e em simulação de produção futura a partir de uma taxa de declínio calculada para aquele campo.
Desenvolvimento:	Conjunto de operações e investimentos destinados a viabilizar as atividades de produção de um campo de petróleo ou gás natural.
<i>Downtime:</i>	Tempo perdido sem produção.
Exploração:	Fase de pesquisa em um bloco, onde são desenvolvidos trabalhos visando identificar acumulações de petróleo ou gás natural.
Explotado:	Produzido
Fraturamento:	Operação que faz uma fratura na rocha reservatório mediante injeção de um fluido geleificado no intervalo produtor sob alta pressão.
Grau API ou °API:	Escala idealizada pelo API em conjunto com a National Bureau of Standards, utilizada para medir a densidade relativa de líquidos. A escala API varia inversamente com a densidade relativa, isto é, quanto maior a densidade relativa, menor o grau API: $^{\circ}\text{API} = (141,5/g) - 131,5$, onde "g" é a densidade relativa do petróleo a 15°C.
Intervalo produtor:	Faixa de profundidade do poço de onde é produzido o petróleo ou gás natural. Também denominada zona produtora.

Intervenção:	Entrada de uma SPT em um poço.
Prod. incremental:	Produção adicional, acima da curva básica, fruto de investimento objetivando melhorar a produção.
<i>Project finance:</i>	Forma de financiamento cuja garantia é a receita futura do projeto.
<i>Ring fence:</i>	Limites ou fronteiras de uma concessão ou de um campo.
Rodada Zero:	Designa a assinatura, entre a ANP e a PETROBRAS, nos termos do artigo 34 da Lei do Petróleo, na data de 06 de agosto de 1998, de 397 contratos de concessão de blocos que já se encontravam em fase de exploração, desenvolvimento ou produção pela estatal, na data da promulgação da Lei do Petróleo.
<i>Spread:</i>	Diferença entre valor de venda e o valor de compra.
Superficiário:	Proprietário da terra onde se localiza o poço.
<i>Supply houses:</i>	Fornecedores de equipamentos e insumos para pronta entrega.
Teste de formação:	Operação de registro da pressão natural de um reservatório durante um teste de produção que permite simular o seu comportamento na fase produtiva.
<i>Turn key:</i>	Contratação a preço fechado ou serviço completo.
WTI:	Denominação comercial do petróleo com grau API entre 38º e 40º e aproximadamente 0,3% de enxofre, cuja cotação diária no mercado spot reflete o preço dos barris entregues em Cushing, Oklahoma, nos EUA.

NOMENCLATURA

CONBT	Contrato de concessão em Bloco Terrestre.
CONCAM	Contrato de concessão em Campos com Acumulações Marginais
CPCR	Contrato de Produção com Cláusula de Risco.
IM	Valor adicional gerado de impostos municipais.
ISS	Valor adicional gerado na forma de ISS.
ISS MT	ISS de prestadores de serviços de manutenção.
ISS OP	Valor devido do ISS da operadora.
ISS PS	Valor de ISS das empresas prestadoras de serviços.
ISS RT	ISS de prestadores de serviços na reativação de poços.
PAG	Produção adicional de gás natural.
PAO	Produção adicional de óleo.
PRG	Preço de referência de gás natural.
PRO	Preço de referência de óleo.
RO	Valor adicional gerado de royalties.
RS	Renda do superficiário.
VPA	Valor da produção adicional.
VPAG	Valor da produção adicional de gás natural.
VPAO	Valor da produção adicional de óleo.

1. INTRODUÇÃO

1.1. Objetivos

As perspectivas da produção de petróleo e gás natural em campos com acumulação marginal por outras empresas, além da PETROBRAS, é um novo negócio no Brasil. Ao longo do tempo o ritmo da sua evolução sofreu fortes variações pela ausência de um direcionamento quanto à forma de desenvolvê-lo.

Este desenvolvimento avançou um pouco, a partir da decisão da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), em licitar os campos que haviam sido devolvidos pela empresa Petróleo Brasileiro S.A. (PETROBRAS) mas ainda caminha com idas e vindas em função das relevantes transformações que passa o setor petróleo no mercado brasileiro desde a quebra do monopólio exercido pela PETROBRAS até um cenário de abertura plena.

Estas transformações trouxeram naturais dificuldades regulatórias e foram agravadas pela componente ideológica que o tema petróleo carrega no seio da nossa sociedade.

Como será demonstrado adiante, o inegável benefício para o país, desta iniciativa, impõe a formulação pelo Estado de uma política clara para o subsetor, através de um programa de incentivo e fomento à atividade.

No modelo adotado pelo Brasil para o setor, existe uma lacuna que necessita ser preenchida com a consolidação do surgimento de novas e pequenas empresas nacionais que possam se ocupar de projetos de revitalização de campos terrestres com acumulação marginal.

Pretende-se neste trabalho, baseado na própria experiência profissional do autor e nos estudos que desenvolveu sobre o assunto, propor e justificar o preenchimento da lacuna no modelo setorial, apresentando um programa de fomento para que sejam criadas as condições para a consolidação do surgimento de novos e pequenos agentes.

O programa poderá ser coordenado e implantado pela ANP, tornando a evolução do mercado independente das grandes empresas concessionárias uma vez que suas decisões empresariais não são necessariamente coincidentes com as diretrizes que um programa deste tipo necessita.

O conflito entre o interesse público e o empresarial, pode ocorrer mesmo quando, a grande empresa concessionária, se trata da PETROBRAS, apesar de reconhecer a contribuição inquestionável da empresa estatal ao país quando exerceu o monopólio.

Hoje, a PETROBRAS se vê desafiada, por uma competição de mercado aberto e global (ZAMITH, 2005), portanto com obrigações corporativas que neste cenário nem sempre são convergentes com os objetivos do país.

Além disto, as estratégias empresariais da PETROBRAS, como de qualquer empresa, podem ser revisadas e alteradas por mudança de foco de negócio, alterações de gestão, etc.

Para desenvolver uma atividade emergente é necessário que o Estado estabeleça diretrizes de longo prazo, dando uma perspectiva clara para que o mercado possa fazer seus planos e investimentos, com um direcionamento que resulte em bons projetos para os investidores e para a sociedade.

Tais diretrizes irão contribuir para o desenvolvimento da atividade, pois dentre os diversos riscos a que está exposta à atividade privada, o risco regulatório é um componente importante no cálculo da taxa de risco de um projeto (CONSULTOR JURIDICO, 2003).

Para justificar a proposta de criação do programa de fomento, descrevem-se as vantagens socioeconômicas geradas pelos projetos e apresenta-se simulações que visam quantificar o valor destes benefícios.

O trabalho baseado em avaliações de indicadores socioeconômicos demonstra a pobreza e os baixos indicadores sociais das cidades onde se localizam os projetos, o que torna os benefícios ainda mais relevantes.

Apresenta, também, um relato das dificuldades encontradas em projetos de revitalização de campos com acumulação marginal que o autor participou na sua vida profissional.

A dissertação está estruturada em seis capítulos, para dar uma visão geral do tema e à medida que avança, oferece um detalhamento pertinente com seu objetivo de destacar as questões mais relevantes da produção de petróleo e gás natural em campos com acumulação marginal no Brasil com uma visão pragmática.

Esta estruturação serviu também como um roteiro de orientação para a pesquisa facilitando sua execução.

O presente estudo foi dividido como se segue:

1.2. Plano de trabalho:

◆ Capítulo 1 – Introdução

Objetivos.

Estrutura do trabalho.

Metodologia Utilizada.

◆ Capítulo 2 - A Atividade e o cenário regulatório:

Este capítulo apresenta a atividade de produção de petróleo e gás natural em campos com acumulação marginal dentro do atual cenário regulatório brasileiro para o setor, com um breve histórico da evolução do setor petróleo no Brasil visando esclarecer os papéis das principais entidades envolvidas com a atividade: a ANP, a PETROBRAS e o mercado.

Discute as dificuldades de conceituação da atividade, esclarecendo diferenças entre campos com acumulação marginal, os ditos campos marginais e os campos maduros.

Identifica as normas brasileiras que regulam especificamente este subsetor da indústria do petróleo e faz uma breve comparação com o cenário internacional.

◆ Capítulo 3 - O mercado brasileiro e experiências recentes:

Demonstra as oportunidades potenciais atuais do mercado no Brasil e as experiências recentes, comentando as possíveis causas do fracasso ou do sucesso de cada uma.

Neste capítulo, também, indica os principais modelos de formatação jurídica para os projetos de revitalização de campos com acumulação marginal.

◆ Capítulo 4 - Os principais benefícios socioeconômicos:

Apresenta indicadores e perfis socioeconômicos de municípios selecionados onde se localizam os campos com economicidade marginais e baseado na experiência profissional do autor é feito um relato dos principais benefícios socioeconômicos para a sociedade brasileira advindos da atividade a partir da geração de empregos, renda, impostos e divisas e a sua importância para as economias locais, principalmente porque estes campos petrolíferos se localizam, quase sempre, em regiões carentes do país e economicamente dependentes das atividades petrolíferas.

Desenvolve um modelo que calcula uma estimativa do valor dos potenciais benefícios gerados a partir da execução dos projetos de revitalização dos citados campos.

◆ Capítulo 5 - As principais dificuldades da atividade e as estratégias propostas:

Tratando-se de uma atividade emergente, o autor relata as principais dificuldades relacionadas com questões regulatórias, administrativas, operacionais e comerciais.

Ao longo deste capítulo, também é feito um comparativo do impacto de cada dificuldade específica em função do tipo de formatação jurídica do projeto.

Comenta ainda as questões ligadas à falta de uma política de financiamento e fomento da atividade e trata também da questão do abandono dos poços.

Apresenta também uma série de sugestões de estratégias que ajudaram a superar as dificuldades apresentadas.

◆ Capítulo 6 - Conclusões.

E finalmente neste capítulo, reforça-se a necessidade da interferência do Estado na formulação de uma política para o setor baseado principalmente pela possibilidade de geração dos potenciais benefícios socioeconômicos.

Propõe a assunção do modelo setorial onde o mercado seja atendido por uma grande empresa com controle estatal, no caso a PETROBRAS, competindo com outras grandes empresas multinacionais e várias empresas pequenas para atender os projetos de menores portes. Neste modelo, as três categorias de agentes econômicos se complementam e maximizam os resultados do setor para o país.

Reforça a necessidade de adoção de um programa de incentivo e fomento que possibilite a consolidação e o surgimento de novas empresas que venha a complementar o modelo proposto.

1.3. Metodologia utilizada:

Na escolha da metodologia a ser aplicada levou-se em conta os objetivos do trabalho e as questões relacionadas com o problema que investiga-se.

Com base nesta perspectiva, considerando a complexidade, a especificidade e contemporaneidade do tema e a pouca disponibilidade de bibliográfica que trate

adequadamente o assunto sob o enfoque que se propõe o trabalho, optou-se pela utilização de métodos e técnicas de pesquisas combinados.

A combinação de técnicas de pesquisas, alternativa aceita pela comunidade científica (SILVA, 2003), é uma estratégia para superar as naturais dificuldades ao estudar um tema com as características como as citadas acima.

Assim, o trabalho tem predominantemente abrangência qualitativa apesar de contemplar em menor proporção, onde foi possível, também uma abrangência quantitativa como a utilizada no capítulo 4 - Os principais benefícios socioeconômicos.

O capítulo 3 – O mercado brasileiro e experiências recentes têm abrangência de “estudo descritivo” quando registra e descreve fatos e fenômenos relativos ao tema estudado, com o propósito de contribuir na preservação das informações sobre o tema e apresenta uma abordagem a partir de relação de causa e efeitos dos fenômenos estudados, especialmente ao descrever as experiências ocorridas no mercado brasileiro.

Tecnicamente a escolha pela pesquisa qualitativa justifica-se pelo caráter complexo e particular do tema, agravado pela pequena quantidade de informação acadêmica disponível, (OLIVEIRA, 2003), além de ser considerada a técnica apropriada para estudo de assuntos com estas características (ROESCH, 1999).

Dentro desta linha e justamente pela sua utilidade aos propósitos do trabalho, em grande parte do estudo lançou-se mão da estratégia denominada de pesquisa-ação.

O emprego desta técnica foi uma decorrência da contribuição da vivência e experiência profissional do autor, que durante a pesquisa atuava profissionalmente na atividade e pode conviver com a realidade deste emergente setor, o que também fez que fosse utilizada a estratégia de pesquisa participação.

Adotando-se por tanto uma linha não convencional de pesquisa, mas aceita pela comunidade científica, especialmente aquela corrente de pesquisadores identificados com as ideologias “reformista” e “participativa” da ciência e na interação da teoria com a prática (GIL, 1991).

Apesar da parcela mais conservadora do pensamento científico fazer algumas críticas a esta linha estratégica ela é reconhecida como uma estratégia válida (SILVA, 2003).

Dada a pequena disponibilidade de trabalhos sobre tema e até mesmo por estar ainda despertando o interesse do meio acadêmico pela discussão deste tema no Brasil, pode-se ainda considerar esta uma pesquisa exploratória, segundo alguns autores (SILVA, 2003).

2. A ATIVIDADE E O CENÁRIO REGULATÓRIO.

2.1. Caracterização da atividade

Os mecanismos usados para propiciar o surgimento de pequenas e medias empresas estiveram sempre vinculados aos campos de baixa economicidade, que inicialmente denominava-se campos maduros, pelo pressuposto que estes campos por serem maduros necessariamente teriam baixa economicidade. Este foi um dos primeiros malefícios que a ausência de um programa de fomento para atividade causou no mercado brasileiro, pois havia uma falta de clareza nesta questão e muita confusão com outros conceitos a este relacionado como, por exemplo: campos maduros, campo marginal, poço marginal, *brown fields*, etc.

No começo da discussão no Brasil, a denominação de campos maduros foi adotada pelo mercado em função de uma designação que a PETROBRAS utilizou nas primeiras experiências brasileiras de transferência de concessão ou para contratação de operadores para os campos na bacia do recôncavo baiano.

A aparente confusão veio contribuir para esclarecer alguns conceitos básicos quanto à maturidade e à marginalidade dos campos. Intuitivamente, sabe-se que a maturidade esta relacionada com o tempo de exploração da bacia e a marginalidade com a economicidade desta exploração.

Existe uma grande diversidade de artigos técnicos em que seus autores citam elementos norteadores que utilizam quando referem-se à campos maduros (CÂMARA, 2004). Tais elementos norteadores são ligados a: volume de reservas, produção declinante, alta produção de água, ultrapassagem do pico de produção, necessidade de utilização de avançados métodos de recuperação, economicidade, etc.

No entanto, não existe uma definição precisa e aceita por entidades credenciadas para campos maduros e marginais, sendo até compreensível a ausência, pelo caráter subjetivo do conceito.

O trabalho “Campos maduros e campos marginais – Definições para efeito regulatórios” (CÂMARA, 2004), após uma revisão bibliográfica sobre o tema, propôs um modelo matemático para caracterizar determinísticamente campos maduros e campos marginais.

De uma maneira geral, existe uma tendência em acatar-se que o conceito de campos maduros esteja associado àqueles campos que estão em adiantado estágio de produção, normalmente com relevante diminuição da produção de hidrocarbonetos e/ou aumento da produção de água e campos marginais, são aqueles campos onde o valor da produção, quando deduzidos os seus custos, não remunera satisfatoriamente o empreendedor.

Existem também as questões ligadas ao critério de tempo e espaço, ou seja, “o onde” e “o quando” são também muito importantes nesta conceituação. A questão temporal é relevante, pois é certo que um campo recém descoberto em algum momento da sua vida produtiva será maduro, uma vez que, um campo de petróleo depois de descoberto e delimitado, inicia sua fase produtiva e é nesta fase que existe um declínio natural e próprio de cada jazida que faz com que ao longo do tempo, a produção diminua pela natural depleção de sua energia até que, a depender da estrutura de custo da empresa operadora, torne-se antieconômico.

Por outro lado, quanto à localização, também é certo que um campo maduro na Arábia Saudita certamente terá características diferentes de um campo maduro no Brasil, para um mesmo período de produção.

Para minimizar estes efeitos e dentro do propósito pragmático do trabalho adota-se as definições considerando as condições brasileiras neste momento. Sendo, assim, perfeitamente possível assumir parâmetros que permitam estabelecer esta caracterização, sem a qual não seria possível dar seqüência ao trabalho.

O escopo do trabalho fixa-se em campos com rentabilidade marginal e assim inclusive os campos maduros que tenham baixa rentabilidade atrelando-se a maturidade do campo ao conceito com acumulação marginal, ou seja, reservas pequenas, de baixa atratividade econômica em avançado estágio de produção. São parâmetros perfeitamente possíveis de serem estabelecidos para um determinado país, levando em consideração as características próprias das jazidas e o modelo de exploração adotado pelo país.

Considerando o cenário brasileiro e a ordem natural do desenvolvimento do setor petróleo, o trabalho concentra-se em concessões em terra, pois entende-se que a experimentação nesta área é mais simples que nas concessões no mar.

2.2. Histórico

Para melhor entendimento da questão desses campos no Brasil, será preciso fazer um breve histórico da atividade de extração de petróleo e gás natural no país.

Sabe-se que esse histórico se confunde em parte com a própria história da PETROBRAS, que a partir de 1953, foi criada pela lei nº. 2004 para, em nome do Estado, exercer o monopólio da exploração e produção de petróleo e gás natural.

Esta lei foi resultado da campanha “O Petróleo é Nosso”, movimento próprio para as circunstâncias da época, com visão nacionalista e protecionista, que garantiu ao Estado o domínio do recurso natural e o controle da indústria petrolífera (LAMARÃO et al, 2001).

Dentre os objetivos instituídos pela citada lei, no seu artigo 6º, cabia à PETROBRAS a pesquisa, a lavra, a refinação, o comércio e o transporte do petróleo proveniente de poço ou de xisto – de seus derivados, bem como de quaisquer atividades correlatas ou afins.

No seu parágrafo único, dizia ainda que a pesquisa e a lavra, realizadas pela PETROBRAS, “obedecerão a um plano por ela organizado e aprovado pelo Conselho Nacional do Petróleo, sem as formalidades, exigências de limitações de área, e outras julgadas dispensáveis, em face do decreto-lei nº. 3.236, de 7 de maio de 1941, autorizando o Conselho atuar em nome da União”.

Assim, o Estado concedeu autonomia para que a PETROBRAS, cumprisse, inicialmente, o seu principal objetivo e missão que era a confirmação da existência de petróleo no país e a necessidade de garantir que este recurso fosse explorado por brasileiros.

Vencida esta etapa, surgiu a necessidade de novas descobertas de forma a garantir a viabilidade da indústria do petróleo brasileira que visava minimizar a dependência do país de importações de petróleo.

Nessa fase, a PETROBRAS desenvolveu esforços exploratórios relevantes no litoral e na costa brasileira, que resultou na descoberta da bacia de Campos, que,

pela sua dimensão, requereu tecnologia e investimentos vultosos praticamente absorvendo a totalidade dos recursos técnicos, materiais e humanos da companhia.

Esta descoberta permitiu que na segunda metade da década de 90, fossem feitas as primeiras previsões quanto à auto-suficiência do país em relação às necessidades de petróleo.

Anteriormente à criação da ANP, apesar da existência de diversos órgãos do governo que eram responsáveis pela formulação de uma política para o setor no país (Conselho Nacional do Petróleo - CNP, Departamento Nacional de Combustíveis - DNC e o Ministério de Minas e Energia - MME), seus corpos técnicos eram normalmente constituídos de empregados da PETROBRAS que lhes eram cedidos temporariamente. O que, de certa forma, permitia uma forte influência da PETROBRAS nas decisões destes órgãos e sempre possibilitou a PETROBRAS atuar com bastante liberdade.

Assim, com a capacidade de influenciar nas decisões de formuladores da política do setor e a autonomia operacional concedida em lei, a PETROBRAS, no desempenho da sua atuação empresarial, adotou decisões que o país aceitou, sem praticamente nenhuma participação do Estado que, em última análise, era a quem caberia definir uma política para ser executada em seu nome pela PETROBRAS.

Em função do saldo positivo durante o período monopolista, não se trata de diminuir os méritos das ações históricas da PETROBRAS, mas, cabe destacar que a ausência do Estado, nos assuntos relacionados ao petróleo, permitiu que este único agente executor do monopólio formulasse a própria política do setor Petróleo no país.

O monopólio representou enormes ganhos econômicos, sociais e tecnológicos, mas trouxe também prejuízos para alguns segmentos da indústria do petróleo pela total dependência da atuação da PETROBRAS e ausência de um mercado eficiente e livre, etc.

A ausência do Estado permitiu que houvesse algumas perdas para a sociedade brasileira, como a exemplo: a falta de política para o gás natural, que só recentemente começou a ser discutida no país; a subprecificação do valor de

referência do petróleo nacional para efeito de pagamentos de royalties ¹, etc., conforme demonstra a figura 2.1 a seguir.

Atitudes justificáveis dentro de um contexto empresarial, que visa a maximização de resultados e que não eram necessariamente boas e justas para o bem comum, uma vez que gerou prejuízos a outros entes beneficiários dos royalties.

BACIA	CAMPO	PTI	BONUS
SERGIPE	PIRAMBU	460,00	10,00
RECONCAVO	RIOUNA	600,00	51,00
RECONCAVO	GAMBOA	750,00	2,00
SERGIPE	ALAGAMAR	810,00	100,00
RECONCAVO	FAZENDA SÃO PAULO	1.100,00	102,00
TUCANO	SEMPRE VIVA	1.260,00	300,00
RECONCAVO	PITANGA	2.250,00	97,00
RECONCAVO	ARAÇAS LESTE	2.400,00	401,00
SERGIPE	FOZ VAZA BARRIS	2.520,00	413,00
RECONCAVO	JACARANDA	2.870,00	279,00
SERGIPE	CARAPITANGA	3.780,00	207,00
RECONCAVO	BOM LUGAR	5.250,00	50,00
SERGIPE	CIDADE DE ARACAJU	6.300,00	106,00
CAMAMU	JIRIBATUBA	7.560,00	104,00
SERGIPE	TIGRE	10.050,00	200,00
CAMAMU	MORRO DO BARRO	13.860,00	710,00
	TOTAIS	61.820,00	3.132,00

Figura 2.1 – Curva de preços do barril do petróleo (1997-2000).

Esta percepção aliada a constatação da incapacidade do Estado e da própria PETROBRAS em atender a todas as demandas de investimentos para expansão desta indústria no país e também pelo fortalecimento de uma política liberal, levou o Estado a criar uma agência regulatória, a ANP em 1997, através da lei nº 9.478.

Esta lei encontrou enormes dificuldades e resistências, principalmente pelo caráter ideológico desta questão no Brasil, que retardaram a sua promulgação (SARMENTO et all, 2001).

Neste cenário, a ANP surgiu com as seguintes atribuições definidas no artigo 8º da citada lei, aqui transcrito:

“Art. 8º A ANP terá como finalidade promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo, cabendo-lhe:

¹ O decreto 2.705 foi editado em Ago/98, um ano após a criação da ANP e define critérios para cálculo e cobrança das participações governamentais de que trata a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, que extinguiu a penalização, resultante da subprecificação, das receitas de entes beneficiários dos royalties.

I - implementar, em sua esfera de atribuições, a política nacional de petróleo e gás natural, contida na política energética nacional, nos termos do Capítulo I desta Lei, com ênfase na garantia do suprimento de derivados de petróleo em todo o território nacional e na proteção dos interesses dos consumidores quanto a preço, qualidade e oferta dos produtos;

II - promover estudos visando à delimitação de blocos, para efeito de concessão das atividades de exploração, desenvolvimento e produção;

III - regular a execução de serviços de geologia e geofísica aplicados à prospecção petrolífera, visando ao levantamento de dados técnicos, destinados à comercialização, em bases não-exclusivas;

IV - elaborar os editais e promover as licitações para a concessão de exploração, desenvolvimento e produção, celebrando os contratos delas decorrentes e fiscalizando a sua execução;

V - autorizar a prática das atividades de refinação, processamento transporte, importação e exportação, na forma estabelecida nesta Lei e sua regulamentação;

VI - estabelecer critérios para o cálculo de tarifas de transporte dutoviário e arbitrar seus valores, nos casos e da forma previstos nesta Lei;

VII - fiscalizar diretamente, ou mediante convênios com órgãos dos Estados e do Distrito Federal, as atividades integrantes da indústria do petróleo, bem como aplicar as sanções administrativas e pecuniárias previstas em lei, regulamento ou contrato;

VIII - instruir processo com vistas à declaração de utilidade pública, para fins de desapropriação e instituição de servidão administrativa, das áreas necessárias à exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, construção de refinarias, de dutos e de terminais;

IX - fazer cumprir as boas práticas de conservação e uso racional do petróleo, dos derivados e do gás natural e de preservação do meio ambiente;

X - estimular a pesquisa e a adoção de novas tecnologias na exploração, produção, transporte, refino e processamento;

XI - organizar e manter o acervo das informações e dados técnicos relativos às atividades da indústria do petróleo;

XII - consolidar anualmente as informações sobre as reservas nacionais de petróleo e gás natural transmitidas pelas empresas, responsabilizando-se por sua divulgação;

XIII - fiscalizar o adequado funcionamento do Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis e o cumprimento do Plano Anual de Estoques Estratégicos de Combustíveis, de que trata o art. 4º da Lei nº 8.176, de 8 de fevereiro de 1991;

XIV - articular-se com os outros órgãos reguladores do setor energético sobre matérias de interesse comum, inclusive para efeito de apoio técnico ao CNPE;

XV - regular e autorizar as atividades relacionadas com o abastecimento nacional de combustíveis, fiscalizando-as diretamente ou mediante convênios com outros órgãos da União, Estados, Distrito Federal ou Municípios.”

Diante deste desafio regulatório, agravado pelas naturais resistências de um agente econômico que durante décadas exerceu um monopólio imune a qualquer cobrança, a ANP concentrou-se em atrair novos investidores para aumentar a disponibilidade de investimento do setor no país e efetivamente quebrar o monopólio da PETROBRAS, pois a época de sua criação todas as concessões eram exercidas naturalmente pela PETROBRAS.

Foi assim que se iniciaram os leilões de novas concessões que, pelos resultados obtidos, motivou a ANP a concentrar-se ainda mais nesta atividade. Vencida a fase inicial de preparação dos leilões, houve outras demandas notáveis da sociedade quanto à questão da qualidade dos combustíveis, questões ambientais motivadas por grandes vazamentos de óleo, etc.

Essas demandas podem explicar as dificuldades da Agência se mobilizar e priorizar a questão regulatória para o fomento ao desenvolvimento de campos com

acumulação marginal. Registre-se, no entanto, os progressos havidos em outros assuntos relacionados com as atividades desenvolvidos pela Agência.

Mesmo sem um programa estruturado, especialmente pelas ações de seus dois diretores Newton Monteiro e Haroldo Lima, verdadeiros entusiastas desta causa, a ANP avançou dentro do que foi possível ser feito, uma vez que o próprio Estado Brasileiro dificultou, e continua a fazê-lo, em muito a ação das Agências, e especificamente na ANP, que além de contingenciamentos constantes em seu orçamento, teve durante os últimos anos, grande parte do tempo com sua Diretoria incompleta e até mesmo em alguns momentos com um número de diretores abaixo de mínimo para que as deliberações de diretoria tivessem eficácia jurídica (EPOCA, 2006).

Neste momento, quando esta sendo rediscutido o papel do Estado e das agências reguladoras, é oportuno, que a questão dos campos com acumulação marginal seja colocada na agenda. Para tal, seria necessária, a criação de um programa que possa equacionar as questões relativas ao tema e que por certo irá contribuir para recuperar o tempo perdido.

2.3. A regulação existente

Inicialmente o assunto de campos com economicidade marginal, que eram denominados de campos maduros, surgiu no Brasil, antes da criação da ANP, motivado pela PETROBRAS, que a partir do ano de 1995, fez uma análise do seu portfólio e seus gestores da época entenderam que seria mais vantajoso para a companhia transferir alguns dos campos de baixa economicidade para outras empresas, ao invés de mantê-los em seu portfólio.

A iniciativa ia ao encontro do desejo do governo de criar um mercado formado por empresas menores e locais, que pudessem absorver estes campos que reconhecidamente estavam subexplorados e sem perspectivas de aumento de produção. Os prognósticos para estes campos era o abandono ou na melhor das hipóteses, seriam devolvidos à ANP.

A partir desta iniciativa da PETROBRAS, existiram algumas experiências de revitalização de campos, descritas no capítulo 3 deste trabalho.

Iniciou-se, assim, a discussão do assunto no país e surgiram mobilizações que geraram expectativas de uma nova onda de desenvolvimento para estas áreas até então esquecidas.

Posteriormente, a PETROBRAS, conforme previsto em seus contratos de concessão, devolveu para a ANP alguns campos pré-existentes a sua criação e que ela, PETROBRAS, não tinha mais interesse em operá-los.

Foram estas duas situações que até aquele momento, motivaram a ANP a começar a pensar em uma regulação específica relacionada com as atividades de campos com acumulação marginal, que se limitou em atender exclusiva e precariamente aquilo que era demandado pelo mercado, sem nenhuma atuação efetiva na destinação destes campos devolvidos e na maximização destes recursos subexplorados que estavam e em grande parte ainda estão sob concessão da PETROBRAS.

Por isso, que podemos dizer que praticamente inexistente uma regulação específica para este subsetor (ROCHA et al, 2002), resumindo-se basicamente a portaria PANP 279/03.

Além desta portaria, houve outros esforços da Diretoria da ANP, notadamente a partir de 2002, quando Newton Monteiro, assumiu uma das diretorias da Agência e tinha uma particular motivação pela questão dos campos com acumulação marginal.

No entanto, efetivamente, nunca houve um programa estruturado para atuação da Agência quanto ao assunto e assim dentro de um cenário regulatório bastante desafiador, de uma atividade recém flexibilizada, mercado incipiente, agência regulatória jovem e com demandas e prioridades maiores do que esta questão dos campos com acumulação marginal, muito ainda tem a ser feito e indispensável se faz ação do Estado.

Diferentemente do Brasil, outros países, como por exemplo: EUA, Canadá, Noruega e Reino Unido, onde o mercado é mais maduro e desenvolvido e sua própria dinâmica otimiza a utilização de seus recursos minerais, seus órgãos reguladores utilizam diversos instrumentos de fomento da atividade, justamente para torná-la atrativa e manter os poços produzindo (SCHIOZER, 2001).

Deve-se relativizar as comparações citadas acima, pois trata-se de realidades diferentes, mas são exemplos de que a intervenção do estado é indispensável para

orientar o mercado e fomentar atividades que foram reconhecidas como de interesse do país.

Normalmente, a transferência de titularidade da concessão em alguns destes países, pelo grau de desenvolvimento de seus mercados, ocorre com muita frequência. Isso por si só proporciona uma otimização da recuperação das reservas uma vez que empresas menores suportam produzir poços com vazões menores até que surjam tecnologias mais sofisticadas. A depender das circunstâncias, com a chegada destas tecnologias, pode ser iniciado novo um ciclo de transferências de ativos.

No Brasil, a ANP tentou estimular estas transferências, quando do 1º leilão, ocorrido em 2001, estabeleceu as regras específicas da transferência de titularidade das concessões licitadas pela PETROBRAS, regras estas que foram flexibilizadas para o 2º leilão que acabou sendo cancelado pela empresa estatal em 2003.

No entanto, considerando o estágio atual do nosso mercado, é indispensável uma regulação que force a transferência, quando não esteja sendo maximizada a utilização do recurso natural. Isso tem respaldo na própria lei do Petróleo, que incumbe à ANP zelar pela exploração racional destes recursos.

A iniciativa da ANP com a realização das rodadas de licitação de concessões de campos de acumulações marginais, que basicamente eram os campos que lhe foram devolvidos pela PETROBRAS, foi um avanço e certamente na medida em que forem avançados os projetos de revitalização destes campos, mas fortemente será percebida a necessidade de uma regulação específica para esta atividade.

2.4. O cenário internacional

No cenário internacional, a otimização da produção de campos maduros tem crescido de importância nos últimos anos (SNEIDER et al, 2000), justamente pela necessidade de garantir o abastecimento de petróleo no mundo, uma vez que só existem duas maneiras de atender à demanda crescente por este tipo de energia: através de novas descobertas ou pela otimização das reservas existentes.

As novas fronteiras de reservas petrolíferas têm caminhado para limites onde a exploração e produção são cada vez mais complexas e caras, como é o caso de reservas marítimas em águas ultraprofundas. Essa corrida por novas descobertas, de certa forma, negligencia a otimização das jazidas já descobertas, apesar dos

avanços tecnológicos ocorridos na área permitirem apurar melhores resultados nas interpretações geológicas dos projetos de Recuperação Avançada de Petróleo (RAP) ou *Enhanced Oil Recovery (EOR)* e na otimização de projetos de produção. Atualmente tem havido um crescimento da preocupação com a otimização da produção das reservas já conhecidas e neste contexto a revitalização dos campos maduros (LAGERLEF, 2005).

Existem duas possibilidades de otimização do aproveitamento de campos maduros: pelo aumento de eficiência na gestão da produção, tais como melhoria das intervenções com sonda, dos sistemas de elevação, das facilidades de produção, implantação de recuperação secundária, etc. e pela implementação de tecnologias disponíveis que não existiam na época da sua descoberta, tais como sísmicas 2D e 3D, perfurações de poços direcionais, novos métodos de recuperação (RAP ou *EOR*).

Existem vários trabalhos demonstrando resultados destes esforços em diversas partes do mundo que aumentaram as reservas provadas de jazidas existentes e otimizaram sua produção.

Nos Estados Unidos, de 1983 até 1992, cerca de 85% ou 20 bilhões de barris de reservas provadas de óleo das reservas adicionadas no período vieram de campos maduros (NEHRING, 1995) e atualmente 48% da produção mundial de óleo é originada de campos maduros e 70% da produção acumulada de óleo é oriunda de campos com vida produtiva de mais de 30 anos (JPT, 2004).

A operação desses campos é o maior desafio técnico e econômico atual da indústria do petróleo, que busca viabilizá-los. Em países, como Canadá, EUA, Austrália e Nova Zelândia, nas jazidas menores, aquelas onde a lucratividade não permite grandes investimentos, a otimização é obtida pela transferência destas reservas para empresas menores que atuam mais focadas e com custos operacionais compatíveis com a escala de produção destes ativos.

A sucessão dos processos de transferências de concessão proporciona revisões nas avaliações técnicas dos projetos que acabam por trazerem um ganho adicional de reserva e que faz com que a vida produtiva dos campos seja ampliada.

Esta dinâmica faz com que existam hoje nos EUA mais de 8.000 empresas produtoras independentes (SOUZA, 2003), e uma diversidade enorme de fornecedores de bens, serviços e insumos que contribuem para a redução dos

custos operacionais e retroalimentam a viabilidade de campos de lucratividade marginal.

Para as jazidas maiores ou com maiores possibilidades de aumentar sua recuperação, empresas de maior porte, acostumadas com maiores riscos, fazem investimentos no sentido de melhorar a interpretação estrutural e estratigráfica do reservatório, eventualmente novas perfurações e implementam técnicas mais apuradas de produção.

Em ambos os casos, a otimização do recurso natural é alcançada basicamente pelas forças que regem o mercado, ou seja, pela busca da viabilidade econômica, uma vez que nesses países os mercados já são maduros e eficientes por possuírem em geral um grande número de empresas atuantes no setor, diferentemente do Brasil.

Existe um movimento global por busca de otimização para as atividades dos campos maduros que possibilite entre outras coisas redução de royalties, revisão da legislação ambiental, desenvolvimento de novas tecnologias de produção e de gestão, elaboração de regulação específica, etc., temas que tem sido amplamente discutido em seminários promovidos pela SPE, tais como:

- Seminar Session Topic: The Resuscitation of Mature Oil and Gas Fields
2003 – SPE London, UK.
- Enhancing Value of Mature Fields: Technology or Efficiency?
20 - 25 Jun 2004, Broomfield, Colorado, USA.
- Field Management of Mature Reservoirs.
18 - 21 Oct 2004, Vienna, Austria.
- New Life on Mature Oil Fields.
21 - 22 Oct 2004, Quito, Ecuador.
- International Improved Oil Recovery Conference in Asia Pacific
20 - 21 Oct 2003, Kuala Lumpur, Malaysia.
- Mature Field Operations.
24 - 25 Nov 2003, Buenos Aires, Argentina.
- International Seminar on Oilfield Water Management.
15 - 18 Aug 2004, Rio de Janeiro, Brazil.
- Accessing and Producing Remaining Oil.
7 - 12 Sep 2003, St. Maxime, France

São alguns exemplos de eventos patrocinados pela SPE, ocorridos entre 2003 e 2004 e que trataram do tema campos maduros.

3. O MERCADO BRASILEIRO E EXPERIÊNCIAS RECENTES.

Conforme descrito anteriormente, o mecanismo mais eficiente para otimização da exploração e produção de campos com acumulação marginal é aquele largamente utilizado no mercado internacional, onde as transferências de titularidade das concessões melhoram a utilização destes recursos, uma vez que normalmente ao longo da sua vida produtiva as concessões são transferidas para empresas cada vez menores. Essas empresas, por sua vez, são capazes de operá-los e torná-los viáveis, liberando as empresas maiores para desafios de maior risco e retorno.

No mercado brasileiro, são poucas as experiências de transferências de titularidade de concessão. Portanto existem ainda muitas oportunidades para revitalização de campos maduros, principalmente aqueles com acumulação marginal que estão sob concessão em favor da PETROBRAS e com muitos poços fechados.

Para revitalizar esses campos, no estágio atual do mercado no Brasil, é necessário melhoria no acompanhamento de produção, simplificação de instalações e projetos, ou seja, ações de otimização de custos, só alcançadas por empresas que focam as atividades de campos com acumulação marginal como seu principal negócio.

A PETROBRAS, uma das maiores empresas de petróleo do mundo (PETROLEUM WORLD, 2006) atualmente produz no Brasil aproximadamente 1.850.000 BPD, sendo que 90% desta produção é obtida em grandes campos marítimos. A empresa também se ocupa de produzir em regiões maduras como na Bahia, onde a sua produção média é de 40 BPD (RIVAS, 2004).

A média de produção de 40 BPD é um nível de produção muito alto para uma grande parte dos poços perfurados na bacia do recôncavo baiano, razão pela qual nestes campos existem uma grande quantidade de poços fechados, dado a estrutura de custos de uma empresa do porte da PETROBRAS.

No universo de poços fechados ocorrem situações onde os projetos de revitalização resumem-se ao acondicionamento das suas locações, intervenção da

sonda, implantação de facilidade para estocagem e escoamento da produção para que o poço volte a produzir como foi o caso dos poços do campo de QUIAMBINA, um dos campos incluídos no projeto “campo-escola”, uma das iniciativas do diretor Newton Monteiro, desenvolvida em 2003, pela ANP, em parceria com a Universidade Federal da Bahia (UFBA).

Este campo foi devolvido pela PETROBRAS para a ANP em 1998, estava desativado desde 1997 e que após a reativação produziu 20 BPD (BRASIL ENERGIA, 2004).

Alem deste campo, também foram realizados trabalhos no campo de Fazenda Mamoeiro, na bacia do Recôncavo, no entanto com resultados ainda não divulgados pela ANP.

Quanto aos resultados dos projetos de revitalização de campos com acumulações marginais arrematados na 7^a. rodada, realizada em 2005, não foi possível ainda avalia-los, pois a sua grande maioria ainda encontra-se em fase de obtenção de licenças e outras providencias de ordem legal.

Somente recentemente houve a avaliação preliminar de um dele, o campo Foz Vaza Barris.

Os campos da 2^a. rodada de licitação de campos com acumulações marginais, realizada em junho de 2006, somente terão seus contratos de concessões assinados em outubro de 2006.

6. Oportunidades existentes

Existe um estoque razoável de oportunidades de revitalização de campos maduros no Brasil, considerando o conceito de campo maduro descrito no capítulo 2 do trabalho e o que foi estabelecido na portaria ANP 279/03 que caracteriza campos que produzem até 500 BPD ou 70 Mm³ de gás natural/dia como campos com acumulação marginal.

Em estudo realizado pela ANP em 2002, (MONTEIRO & CHAMBRIARD, 2002) indica que dos 286 campos existentes no Brasil, 142 têm reservas menores que 3 milhões de barris e juntos produziam 18.000 BPD e 1.750 Mm³ de gás natural por dia e correspondem a menos que 1% das reservas provadas totais do país.

Neste conjunto de campos, à época do estudo, existiam 1003 poços produtores dentre 3.474 perfurados, ou seja, para cada poço produtor havia 2,5 poços que não contribuíam para aquela produção.

O estudo informa que os 142 campos demandariam, para sua revitalização, 6.000 empregos diretos e investimentos de R\$ 500 milhões e esses campos encontram-se essencialmente no Nordeste, sendo que 47% se localizam na Bahia.

No entanto, todos os campos têm como titular da concessão a PETROBRAS o que faz com que o desenvolvimento deste “novo negócio”, dependa do planejamento estratégico da empresa com relação a eles. Apesar desta situação, não há regras estabelecidas pelo Estado que regule a otimização destes recursos naturais.

Mais adiante, apresenta-se uma simulação para projetar o potencial de produção e de benefícios socioeconômicos destas áreas baseadas nos resultados das experiências existentes no Brasil, obtida a partir de um modelo desenvolvido pelo autor.

Além destas oportunidades, existem os campos que foram devolvidos à ANP pela PETROBRAS desde 1998, os chamados campos abdicados e este grupo de campos apresenta o seguinte histórico (MONTEIRO & CHAMBRIARD, 2002):

Cerca de 62 campos marginalmente econômicos foram abdicados e ficaram sob a responsabilidade da ANP em 1998: Bahia: 32, RN/Ceará: 10, E. Santo: 10, R. Janeiro: 1, SE/Alagoas: 5 e PA/Maranhão: 4.

Logo na 1ª. Licitação, a ANP inseriu 5 campos em blocos exploratórios: 4 na Bahia e 1 no Rio Grande do Norte.

Um grupo de estudo avaliou os campos em agosto de 1999 e estabeleceu as seguintes diretrizes: 25 campos a abandonar; 7 a licitar isoladamente; 5 a licitar com agrupamento (gás na BA e gás e óleo em PA/MA); 14 a inserir em blocos exploratórios; e 6 a serem reavaliados.

Da Tabela 3.1 apresentada na página a seguir, verifica-se a destinação que a ANP pretendeu dar a alguns destes campos abdicados.

Do recomendado na citada tabela, a ANP realizou, até a 4ª. Rodada de Licitações(2002), apenas inclusões de campos em blocos exploratórios a licitar, sendo licitado 26 campos.

Dentre eles havia campos recomendados para abandono (8), licitação com agrupamento (gás na BA e gás e óleo em PA/MA) (2), inserção em bloco exploratório (8) e reavaliação (óleo no Recôncavo e Potiguar) (3).

Entre 2001 e 2002, 19 novos campos foram devolvidos, a maioria pela PETROBRAS:

- Sergipe/Alagoas: 2001 - 6 (em terra) e 2002 - 1 (no mar)
- Rio G. Norte e Ceará: 2002- 7 (em terra) e 1 (no mar)
- Bahia: 2002 - 3 (em terra) e 2 (no mar).

TABELA 3.1 – CAMPOS ABDICADOS

<p>1. Campos a serem abandonados - 25 Campos: Alagamar; Araçás Leste; BAS-37; BAS-48; Bela Vista; Curral de Fora; Fazenda Azevedo Oeste; Fazenda Boa Esperança; Fazenda Floresta; Fazenda Nova; Fazenda São Paulo; Jacarandá; Jacumirim; Lagoa do Doutor; Lagoa do Paulo Sul; Lobato; PAS-11; Pitanga; Quixabeirinha; Riacho Velho; Rio do Carmo; Rio Peruípe; RJS-150; Sete Galhos; Soledade.</p>
<p>2. Campos a serem licitados - 7 Campos: Fazenda Mamoeiro; Morro do Barro; Piaçabuçú; Quiambina; Riacho Sesmaria; Sempre Viva; SES-92</p>
<p>3. Campos a serem licitados em grupos - 5 Campos: Acajá; Burizinho; Espigão; Oeste de Canoas; São João.</p>
<p>4. Campos a serem incluídos em futuros blocos exploratórios – 14 Campos: Baixo Vermelho; BAS-60; BAS-85; BAS-86; Carnaubais; Carnaubais Velho; Cidade Aracaju; Conceição da Barra; Fazenda Império; Gamboa; Jiribatuba; Lagoa das Piabas; Povoação; Subáuma Mirim</p>
<p>5. Campos em reavaliação – 6 Campos: Caracatu; Foz do Vaza Barris; Lagoa do Paulo; Lagoa do Paulo Norte; Riacho Tapuio; Trapiá.</p>
<p>6. Campos incluídos em blocos exploratórios já arrematados – 5 Campos: BAS-64; Bom Lugar; Logradouro; Riacho Quiricó; Rio Una.</p>

Fonte: ANP (1999)

Em 2003, a ANP alocou 10 desses campos ao Projeto Campo Escola, que utiliza 5 campos de petróleo na Bahia e 5 no Rio Grande do Norte, como visto na Tabela 3.2, a seguir:

TABELA 3.2 - Campos vinculados ao projeto campo-escola da ANP.

NOME DO CAMPO	LOCALIZAÇÃO
BELA VISTA	BAHIA
CARACATU	BAHIA
FAZ. MAMOEIRO	BAHIA
QUIAMBINA	BAHIA
RIACHO SESMARIA	BAHIA
ALTO ALEGRE	RIO G. NORTE
FAZENDA NOVA	RIO G. NORTE
FAZ. NOVA	RIO G. NORTE
RIACHO ALAZÃO	RIO G. NORTE
RIACHO VELHO	RIO G. NORTE
RIO DO CARMO	RIO G. NORTE

Fonte: ANP

Restando então 78 campos de petróleo e gás devolvidos pela PETROBRAS, que se distribuíram assim:

- 54 com a ANP (10 alocados ao Projeto Campo Escola);
- 24 nas mãos de concessionários, obtidos através de licitações de blocos exploratórios realizadas pela a ANP (licitações de 2000 a 2004).

Em 2004, a ANP que encaminhou ao Conselho Nacional de Política Energética CNPE e ao MME proposta para que fossem realizados leilões de concessões para projetos de revitalização destes campos.

E em 2005 a ANP, obteve a provação da proposta e licitou com sucesso, 16 campos, espera-se que sejam assinados contratos de concessão de outros 11 campos ainda no decorrer de 2006, licitados em Julho de 2006.

Assim verifica-se facilmente que este estoque de campos abdicados em mãos da ANP encontra-se bastante reduzido e estima-se que sejam apenas 17 dentre os quais existem campos com dificuldades de licenciamento ambiental.

Diante desta realidade torna-se ainda mais imperiosa que sejam disponibilizadas novas oportunidades para consolidação deste nicho de mercado.

3.1. As experiências brasileiras

Neste capítulo descreve-se os arranjos jurídicos dos mecanismos que podem ser utilizados em projetos de revitalização de campos maduros e com acumulação marginal.

Os mecanismos que podem ser adotados são: transferência da titularidade concessão, celebração de contrato de prestação de serviços de produção nos casos de concessões vigentes ou através de uma concessão específica para os casos de campos já devolvidos ao ente regulador por outros concessionários.

No Brasil, os projetos de revitalização são ainda poucos, e das poucas experiências já realizadas no país, pode-se relatar as seguintes:

A primeira experiência no país foi o caso da Petrorecôncavo, que celebrou em 2000, um contrato de parceria com a PETROBRAS denominado de Contrato de Produção com Cláusula de Risco (CPCR) visando a operação de 12 campos maduros no recôncavo baiano, indicados na Tabela 3.3.

TABELA 3.3 - Campos operados pela PetroRecôncavo no CPCR.

NOME DO CAMPO	LOCALIZAÇÃO
CASSARONGONGO	BAHIA
FAZ. NORTE CARUAÇU	BAHIA
SESMARIA	BAHIA
FAZ. BELÉM	BAHIA
REMANSO	BAHIA
MATA DE SÃO JOÃO	BAHIA
RIO SUBAUMA	BAHIA
CANABRAVA	BAHIA
BREJINHO	BAHIA
RIO DOS OVOS	BAHIA
GOMO	BAHIA
SÃO PEDRO	BAHIA

Fonte: Revista Brasil Energia

Neste conjunto de campos haviam 645 poços, sendo 180 produtores, que produziam 2.400 BPD de petróleo e 180 Mm³/dia de gás natural.

Nesse tipo de contrato, muito comum e largamente utilizado na indústria petroleira internacional, o concessionário, no caso a PETROBRAS, confia e contrata a operação de campos à uma empresa operadora, no caso a Petrorecôncavo, que se ocupa de todas as atividades relativas aos ativos, sendo acordada uma forma de remuneração do serviço referenciada na produção obtida.

Diferente da transferência de titularidade da concessão, normalmente nestes tipos de contratos, a operadora não paga bônus para obtê-lo, uma vez que se trata de um contrato de serviços. Isso permite que a operadora direcione seus recursos para os investimentos necessários para a reativação dos campos e possa remunerar, através do incremento da produção, os investimentos que fará e os investimentos já feitos pelo concessionário.

Através desse tipo de contrato, no projeto executado pela Petrorecôncavo, nos 4 primeiros anos foram reativados aproximadamente 150 poços, que corresponde a uma reativação de poços de quase 90% do contingente de poços produtores existentes quando do início do contrato, o que permitiu que fosse alcançada uma produção de 3.500 BPD e 360 Mm³ de gás natural por dia.

Além da reversão do declínio da curva de produção, gerou um incremento de 45% na produção de petróleo e de 100 % na produção de gás natural quando comparados com os dados do início do contrato (BRASIL ENERGIA, 2004).

O autor do trabalho teve a oportunidade de acompanhar a formatação e participou do gerenciamento deste projeto durante 5 anos.

Percebe-se que nesse caso, a produção média por poço foi de aproximadamente 15 BOD, ou seja, menos da metade da produção média que a PETROBRAS tem em poços operados por ela na mesma região.

As repercussões da iniciativa para os municípios locais foram bastante significativas. No caso de Itanagra, município baiano, onde se localiza o campo de Sesmaria, a receita do município dobrou de valor através do aumento de arrecadação de impostos do tipo ISS e royalties.

Esta alternativa se constituiu num bom negócio para todos os envolvidos: as empresas, fornecedores, comunidade, etc.

O sucesso da experiência deve-se às seguintes razões:

- ◆ Uma quantidade razoável de poços que proporcionou escala para a contratação de insumos básicos e indispensáveis que requerem uma quantidade mínima de demanda, de acordo com o capítulo 5;
- ◆ O valor do bônus de participação e a forma de seu pagamento era compatível com a possibilidade do negócio e não comprometia a disponibilidade de recursos para investimento da empresa estreante;
- ◆ A imediata disponibilização de forma contínua de Sonda de Produção Terrestre (SPT), que permitiu que fossem realizadas as intervenções necessárias nos poços; e
- ◆ A formatação do negócio que deu atratividade para ambas as empresas.

Os benefícios para PETROBRAS demoraram de ser percebidos, mas o aumento da produção dos campos não exigiu que a empresa estatal fizesse desembolsos de recursos; permitiu transferir seus empregados para outros projetos mais rentáveis e o preço pago pelo barril produzido lhe custava muito menos que o preço internacional e era pago em moeda nacional.

No entanto, ainda sem os resultados desta primeira experiência e devido a uma alteração nos quadros de gestores da PETROBRAS, em 2001, foi decidido que ao invés de contratar esse serviço para campos com perfil similar aos incluídos neste contrato de serviços, era mais conveniente para a PETROBRAS a transferência da titularidade das concessões, ou seja, a venda dos direitos de exploração e produção dos campos.

Nesta modalidade, a empresa, detentora da concessão, mediante determinadas condições comerciais, transfere seus direitos e deveres para outro concessionário, sendo a ANP interveniente que aprova ou não a cessão.

Assim, atendendo à legislação brasileira que estabelece a forma de licitação a que está submetida, a PETROBRAS optou por realizar um leilão para transferência de direitos de concessão para produção de campos maduros em 2001. Houve um grande interesse de empresas privadas pelo leilão e restaram habilitadas quase 60 empresas (Tabela 3.4.1 a 3.4.5), muitas delas de pequeno porte, com capital nacional e estreantes na atividade.

TABELA 3.4.1- Empresas não habilitadas - (1º leilão PETROBRAS.)

AURIZÔNIA EMPREENDIMENTOS LTDA.
BRAZIL DEVELOPMENT COMPANY
CAPCO ENERGY INC
GROWTH OIL&GÁS
IPR INTERNATIONAL LTD
LEAM DRILLING
PANCONTINENTAL OIL&GAS NL
SOLIDÁRIA PARTICIPAÇÕES EM EMPRESAS LTDA.
USIBRAS - USINA BRASILEIRA DE ÓLEOS E CASTANHA LTDA

Fonte: Revista Brasil Energia

TABELA 3.4.2 -Empresas habilitadas não operadoras

EMPRESA	Limite invest. (mil R\$)
BC INTERNATIONAL S.A	5.617
BC PROJETOS LTDA	3.189
CHEIM TRANSPORTES S.A.	24.258
CIA BRASILEIRA DE PETRÓLEO IPIRANGA	Sem restrições
CIA IMPORTADORA E EXPORTADORA COIMEX	Sem restrições
COENGEN COMÉRCIO E ENGENHARIA LTDA	7.163
CONSTRUTORA CEC LTDA	10.295
ENGETÉCNICA SERV. E CONSTRUÇÕES LTDA	15.552
ENERGIA ESPERANZA CORPORATION	3.578
ENGREL ENG. REPRESENTAÇÕES LTDA	12.856
FORPART S.A.	Sem restrições
PAINEIRAS PARTIC. E EMPREENDIMENTOS LTDA.	12.155
PROMON ENGENHARIA LTDA.	Sem restrições
SCS – SOC. COM. E DE SERV.QUÍMICOS LTDA.	6.120
SENGEL CONSTRUÇÕES LTDA	11.118
UMA ADM. E PARTICIPAÇÕES LTDA	40.350
ZPG PARTICIPAÇÕES LTDA.	Sem restrições

Fonte: Revista Brasil Energia

TABELA 3.4.3 - Empresas habilitadas como não operadoras, podendo ser habilitadas como operadoras condicionada à comprovação de quadro próprio de prof. com experiência no gerenciamento e operação de campos de óleo e gás natural.

(1º leilão de transferência de concessão promovido pela PETROBRAS.)

EMPRESA	Limite de invest.(mil R\$)
ECOCIL – EMP. DE CONSTRUÇÕES CIVIS LTDA	33.511
EMPRESA LUZ E FORÇA SANTA MARIA S.A.	sem restrições
ENGEFORM S.A. CONSTRUÇÕES E COMÉRCIO	sem restrições
EQUIPOISE SOLUTIONS LTD	3.053
GEOMECÂNICA S.A.TECNOLOGIA DE SOLOS, ROCHAS E MATERIAIS	11.604
NNF EMPREEND. E PARTICIPAÇÕES LTDA.	22.185
PADRÃO ENGENHARIA E MONTAGENS LTDA	7.884
SAENGE ENG. DE SANEAMENTO E EDIFICAÇÕES LTDA	42.556
SETAL ENG. CONSTRUÇÕES E PERFURAÇÕES S.A.	35.850
UTC ENGENHARIA S.A. (ULTRATEC)	73.788
W. WASHINGTON EMPREEND., PARTICIP. E TRANSP. LTDA.	31.725

Fonte: Revista Brasil Energia

TABELA 3.4.4 - Empresas habilitadas operadoras em terra
 (1º leilão de transferência de concessão promovido pela PETROBRAS)

EMPRESA	Limite de invest.(mil R\$)
AZEVEDO & TRAVASSOS ENGENHARIA LTDA.	30.816
DUTOBRÁS CONSTRUÇÕES LTDA	4.317
GERAL ENGENHARIA LTDA.	31.009
JOSHI TECHNOLOGIES INTERNATIONAL, INC.	6.511
MINERAÇÃO CARAÍBA S.A.	sem restrições
NEOPPG DO BRASIL LTDA.	4.204
OMINEX RESOURCES INC.	42.388
PERBRÁS – EMP. BRAS. DE PERF. LTDA	16.779
PETRORECÔNCAVO S.A.	8.082
PETROSANTANDER INC.	sem restrições
PETROSERV S.A.	7.801
ROCH S.A.	6.800
SOCIEDADE TÉC. DE PERF. S.A. (SOTEP)	43.413
STARFISH OIL&GAS S.A.	3.701
SUN RESOURCES N.L.	24.532
UNIÃO NACIONAL DE PERFURAÇÃO (UNAP)	12.732

Fonte: Revista Brasil Energia

TABELA 3.4.5 - Empresas habilitadas operadoras sem restrição
(1º leilão de transferência de concessão promovido pela PETROBRAS.)

EMPRESA	Limite de investimentos (mil R\$)
BELLWETHER EXPLORATION COMPANY	sem restrições
DNO ASA	sem restrições
KOCH MATERIALS COMPANY	sem restrições
NEWFIELD INTERNATIONAL HOLDINGS	sem restrições
ODEBRECHT SERV. DE ÓLEO E GÁS LTDA.	sem restrições
PLUSPETROL RESOURCES CO.	sem restrições
QUEIROZ GALVÃO PERFURAÇÕES S.A.	sem restrições
RAINIER ENGINEERING LIMITED	sem restrições
SAMSON INVESTMENT COMPANY	sem restrições
SCHAIN ENG. E COMÉRCIO LTDA.	sem restrições
THE COASTAL CORPORATION	sem restrições
UNION PACIFIC RESOURCES COMPANY	sem restrições

Fonte: Revista Brasil Energia

Nesse leilão, denominado mais tarde de 1º Leilão, foram ofertados 11 pacotes com 73 campos (Tabela 3.5). Os grandes obstáculos ao sucesso do negócio foram, entre outros fatores, os preços mínimos excessivos exigidos e os altos compromissos mínimos de investimento que a PETROBRAS havia definido nos planos de desenvolvimento desses campos, submetidos e aprovados pela ANP. Esses compromissos seriam necessariamente absorvidos pela nova concessionária. Como resultado das excessivas exigências apenas as empresas W.Washington e a Marítima, através de sua controlada Rainier, apresentaram propostas. A empresa W. Washington arrematou por aproximadamente US\$ 8,0 MM o direito de explorar e produzir o grupo de campos denominado de BA1 (Tabela 3.6), formado por 18 poços, dos quais 08 produtores e que juntos produziam 300 BPD. ²

² Revista Brasil Energia edição 279/04 de Fev/2004.

TABELA 3.5 - Grupos de campos ofertados - (1º leilão PETROBRAS.)

GRUPO	LOCALIZAÇÃO	NOME DO CAMPO
RN1	RIO GR. DO NORTE	Lagoa da Aroeira (LAR) Porto Carão (PC) Janduí (JD) Sabiá (SAB) São Manoel (SMN) Baixo Juazeiro (BJZ) Fazenda Junco (FJ) Juazeiro (JZ).
RN2	RIO GR. DO NORTE	Barrinha (BAR) Fazenda Curral (FC) Poço Verde (PV) Rio Mossoró (RMO) Riacho Alazão (RAL) Serra do Mel (SM)
AL1	ALAGOAS	Coqueiro Seco (CS) Fazenda Guindaste (FGT) Jequiá (JA) Lagoa Pacas (LPC) Sul de Coruripe (SCE) Sebastião Ferreira (SF) Tabuleiro dos Martins (TM) Cidade Sebastião Ferreira (CSF) Fazenda Pau Brasil (FPB)
SE1	SERGIPE	Aguilhada (AG) Angelim (AN) Atalaia Sul (ATS) Castanhal (CL) Ilha Pequena (IP) Brejo Grande (BRG).
BA1	BAHIA	Fz. Rio Branco (FRB) Fz. S. Estevão (FSE) Santana (SA) Sauipe (SE).
BA2	BAHIA	Apraius (APR) Fz. Azevedo (FA) Fz. Onça (FO) Leodorio (LE) Lagoa Verde (LV) Vale do Quiricó (VQ) Miranga Leste (MGL) Miranga Norte (MGN) Rio Pipiri (RPP) Rio da Serra (RS) Rio Sauipe (SER).

TABELA 3.5 - Continuação)

GRUPO	LOCALIZAÇÃO	NOME DO CAMPO
BA3	BAHIA	Camaçari (CA) Cantagalo (CGL) Dias D'Ávila (DA) Fz. Alto das Pedras (FAP) Fz. Sori (FS) Pojuca (PC) Pedrinhas (PDR) Pojuca Norte (PJN) Rio Joanes (RJ).
BA4	BAHIA	Massuí (MUI) Paramirim (PV) Socorro (SC) São Domingos (SDS)
BA5	BAHIA	Fz. Matinha (FMT) Fz. Santa Rosa (FSR) Iraí (IR) Lagoa Branca (LB) Quererá (QE).
ES1	ESPÍRITO SANTO	Cor. Das Pedras (CP) Guriri (GU) Ilha da Caçumba (ICA) Mariricu Norte (MAN) R. Itaúnas Leste (RIL)
ES2	ESPÍRITO SANTO	Cação (CA) Cor. Dourado (CD) Campo Grande (CG) Lagoa Bonita (LB) Rio Ibiribas (RIB) Rio Doce (RD).

Fonte: Revista Brasil Energia

TABELA 3.6

Campos arrematados pela EMPRESA W. WASHINGTON
(1º leilão de transferência de concessão promovido pela PETROBRAS.)

NOME DO CAMPO	LOCALIZAÇÃO
SAUÍPE	BAHIA
FAZ. STO ESTEVÃO	BAHIA
SANTANA	BAHIA
FAZ. RIO BRANCO	BAHIA

Fonte: Revista Brasil Energia

Decorridos 03 anos da realização do leilão, a produção do grupo de campos arrematados pela empresa W. Washington, passou para 350 BPD, sendo, no entanto, necessário o fechamento de um poço devido ao aumento da produção de água e a grande dificuldade de descartá-la de forma econômica e ambientalmente sustentável.

A empresa Marítima arrematou por aproximadamente US\$ 7,0 MM o grupo de campos denominado de AL1 com 9 campos (Tabela 3.7) composto em 2001 por 4 poços produtores e que juntos produziam 220 BPD.

TABELA 3.7 - Campos arrematados pela EMPRESA MARÍTIMA
(1º leilão de transferência de concessão promovido pela PETROBRAS.)

NOME DO CAMPO	LOCALIZAÇÃO
COQUEIRO SECO	ALAGOAS
FAZENDA GUINDASTE	ALAGOAS
JEQUIÁ	ALAGOAS
LAGOA PACAS	ALAGOAS
SUL DE CORURIFE	ALAGOAS
SEBASTIÃO FERREIRA	ALAGOAS
TABULEIRO DOS MARTINS	ALAGOAS
CID. SEBASTIÃO FERREIRA	ALAGOAS
FAZENDA PAU BRASIL	ALAGOAS

Fonte ; ANP

Após três anos de atuação da Marítima nestes campos, foram reativados 08 poços e alcançada a produção de 450 BPD³. Quando comparados ao resultado da Petrorecôncavo, as duas experiências foram relativamente modestas apesar dos números da Marítima serem um pouco melhor, já que foram duplicados os números de poços produtores e a produção neste período de vigência da transferência.

As aparentes razões para este desempenho foram, a pequena quantidade de poços existentes em cada uma das concessões, que inviabilizou a contratação de insumos básicos e indispensáveis e o alto valor pago como bônus de participação.

³ Revista Brasil Energia Edição 279 de Fev/2004.

Em meados de 2002, a PETROBRAS lançou no mercado um 2º leilão de cessão de direitos para exploração e produção de campos maduros, que seria teoricamente para rever os erros de formatação do 1º leilão.

Para este 2º leilão, 26 empresas (Tabela 3.8) foram habilitadas para participar do certame e após diversos adiamentos restou cancelada.

TABELA 3.8 - Empresas habilitadas
(2º leilão de transferência de concessão que seria promovido pela
PETROBRAS.)

EMPRESAS
AURIZÔNIA EMPREENDIMENTOS LTDA.
CARCARA PETROLEO S.A
COMPANHIA PARANAENSE DE GÁS – COMPAGAS
COMPANIA ESPANOLA DE PETROLEOS - CEPSA
CONSTRUÇÕES E COMÉRCIO CAMARGO CORRÊA S.A
DZ NEGÓCIOS COM ENERGIA S.A
EL PASO PETROLEO DO BRASIL LTDA.
ESTRELLA ENERGY LTDA
GASINDUR, S.L.
GDK ENGENHARIA S. A
GROWTH OIL & GAS, INC.
LAM EQUIPAMENTOS E PEÇAS S.A
MARÍTIMA PETROLEO E ENGENHARIA LTDA.
MEDANITO S.A
NORSERGE - NORTE SERVIÇOS GERAIS LTDA.
OKER EMPREENDIMENTOS PART. E SERV. LTDA.
PETRORECONCAVO S.A
PETROSYNERGY LTDA.
POTIOLEO LTDA
QUEIROZ GALVÃO PERFURAÇÕES S.A
SAMSON DO BRASIL LTDA.
SCHAHIM ENGENHARIA LTDA.
SOTEP - SOCIEDADE TECNICA DE PERFURAÇÃO S.A
STARFISH OIL & GAS S.A
TECPETROL DO BRASIL LTDA.
TERRA PETROLEUM LTDA.

Fonte: Revista Brasil Energia

O portfólio deste 2º leilão contemplava 31 campos (Tabela 3.9), distribuídos em 7 blocos que produziam em 2002, 3741 BPD de petróleo e 23 Mm³ de gás natural por dia, com 25 poços produtores dentre 322 perfurados. Um dos motivos

anunciados pela PETROBRAS para o cancelamento do leilão foi a “revisão do seu planejamento estratégico”.

TABELA 3.9

Grupos de campos ofertados - (2º leilão PETROBRAS.)

GRUPO	LOCALIZAÇÃO	NOME DO CAMPO
SE1A	SERGIPE	Aguilhada (AG) Angelim (AN) Aruari (ARI) Ilha Pequena (IP)
BA2A	BAHIA	Apraius (APR) Faz. Azevedo (FA) Fazenda Onça (FO) Lagoa Verde (LV) Leodório (LE) Miranga Leste (MGL) Miranga Norte (MGN) Rio da Serra (RS) Rio Sauípe (RSE) Vale do Quiricó (VQ)
BA3A	BAHIA	Camaçari (CA) Cantagalo (CGL) Dias D'Ávila (DA) Fazenda Sori (FS) Pedrinhas (PDR) Rio Joanes (RJ)
BA4	BAHIA	Massuí (MUI) Paramirim do Vencimento (PV) Socorro (SC) São Domingos (SDS)
BA5	BAHIA	Fazenda Matinha (FMT) Iraí (IR) Fazenda Santa Rosa (FSR) Quererá (QE) Lagoa Branca (LB)
BA6	BAHIA	Itaparica (I)

Fonte: Revista Brasil Energia

Declarações em palestras e entrevistas aos meios jornalísticos, sua diretoria que indica que a PETROBRAS pretende voltar a produzir nos campos que estavam incluídos no leilão ⁴.

⁴ O Diretor Guilherme Estrella – Diretor de E&P da PETROBRAS fez esta afirmação em seminário na Federação das Indústria do Estado da Bahia, durante o seminário Regulação e Desenvolvimento da Indústria de Petróleo e Gás no Brasil: Perspectivas para a Região Nordeste, ocorrido em maio/2004.

No período entre 2004 e 2006 diversas situações contribuíram para que a PETROBRAS não priorizasse estes campos, tais como: novas descobertas com bom potencial com a Bacia de Santos e a Bacia de Camamu, a crise do Gás com a Bolívia, etc., que acabaram por exigir da PETROBRAS, recursos principalmente, humanos para geri-los⁵ que fizeram que estes projetos de mais baixo retorno fossem deixados para um outro momento.

Estas foram as primeiras experiências e que foram concebidas com o propósito de revitalizar os campos maduros nelas envolvidos e em que houve transferência da responsabilidade pela sua produção para um outra empresa menor, mas existiram outras situações, que resultaram em reativação de campos maduros.

A experiência da Petrorecôncavo com a reativação do campo de Lagoa do Paulo, que estava dentro do *ring fence* do BTREC-10, bloco exploratório cuja concessão foi licitada e arrematada pela Petrorecôncavo no 4º leilão de áreas exploratórias feito pela ANP. Dentro do *ring fence* deste bloco estavam localizados 5 campos (Tabela 3.10) que haviam sido devolvidos, em 1998 pela PETROBRAS.

A companhia optou por avaliar a possibilidade de reativação destes campos, sendo considerados viáveis a reabertura de 05 poços do campo de Lagoa do Paulo que produziam aproximadamente 80 bbl de óleo (BRASIL ENERGIA, 2004)

Nesta época, deve-se registrar, não existia procedimento específico para reabertura destes campos devolvidos pela PETROBRAS à ANP, sendo necessário uma adaptação da regulação existente para atender esta iniciativa pioneira.

TABELA 3.10

Campos operados pela PetroRecôncavo dentro dos limites do BTREC-10.

NOME DO CAMPO	LOCALIZAÇÃO
LAGOA DO PAULO	BAHIA
LAGOA DO PAULO SUL	BAHIA
LAGOA DO PAULO NORTE	BAHIA
ACAJÁ	BAHIA
BURIZINHO	BAHIA

Fonte: ANP

⁵ O Presidente Jose Sergio Gabrielli no 1º semestre de 2006, em discurso na cerimônia de criação da RedePetroBahia disse que faltam recursos humanos para gerir a demanda de projetos que a PETROBRAS dispõe em carteira.

Esta revitalização só foi possível por estarem estes campos muito próximos da área de operação que a empresa mantém no CPR dos outros 12 campos operados em parceria com PETROBRAS e portanto já dispôr da logística indispensável para tal operação.

Além deste exemplo, houve a reativação de um poço do campo de Quiambina, também devolvido pela PETROBRAS à ANP em 1998, no escopo do programa “campo-escola”, O poço Quiambina-4A teve a sua produção restaurada em dezembro de 2003, através de um investimento de cerca de R\$ 300.000,00 que incluiu as obras civis de restauração de acesso e preparação de locação, a aquisição dos equipamentos necessários à reabilitação da sua produção e os serviços de sondagem realizados. Durante o ano de 2004 o poço produziu 6.500 barris de petróleo de 30 °API, sem nenhuma intervenção adicional à realizada em 2003. O acompanhamento do poço foi feito através de visita diária de um único operador e o óleo foi totalmente comprado integralmente pela PETROBRAS. Veja a seguir na figura 3.1, o gráfico de produção obtida no ano de 2004.

Esta reativação só foi possível devido a ajuda que a ANP recebeu de diversas empresas e em particular da PETROBRAS, que lhe disponibilizaram recursos que não seriam possíveis obtê-los, para um projeto deste porte, caso fossem observadas as práticas convencionais do mercado fornecedor local.

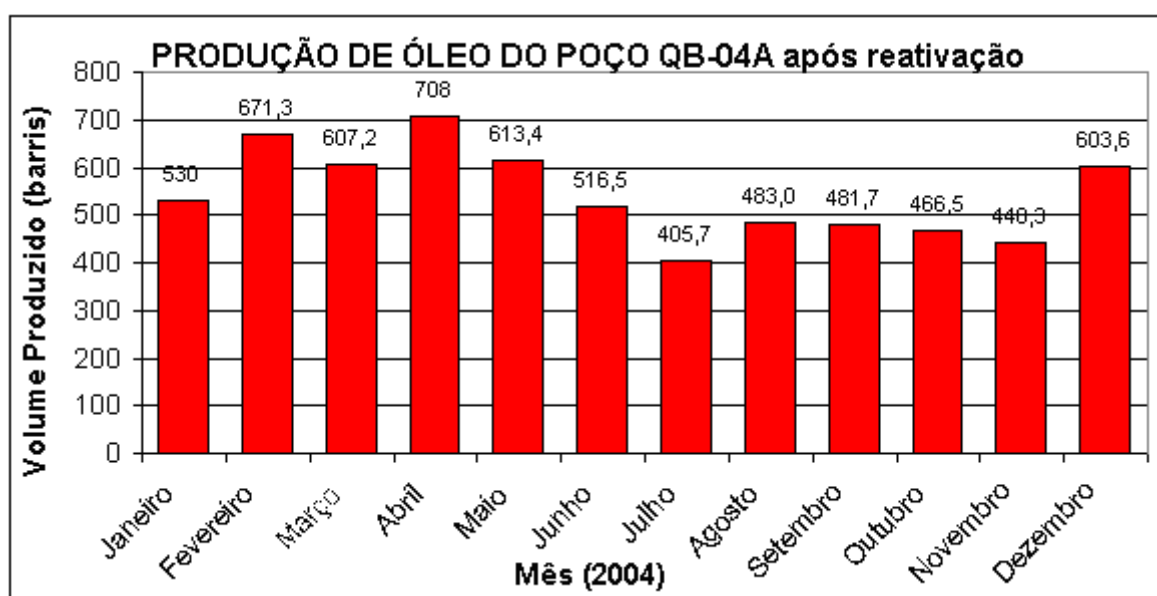


Figura 3.1 – Gráfico de Produção do campo de QUIAMBINA

Fonte: ANP

Um poço do campo Fazenda Mamoeiro, outro campo dentro do programa campo-escola foi reativado em 2006, mas os resultados ainda não foram publicados.

A partir da aprovação do CNPE, ANP realizou duas Rodadas de Licitações de Campos com Acumulações Marginais - uma em outubro de 2005 e outra em 29 de junho de 2006.

E desta feita, o objetivo da licitação eram revitalizar os campos abdicados e o contrato de concessão foi construído com este objetivo.

Na Primeira Rodada (2005), foram oferecidos 17 campos, localizados em Sergipe (6) e na Bahia (11).

Apenas o campo de Curral de Fora, na Bahia, não foi arrematado, sendo arrecadados R\$ 3.045.804,00 em bônus de assinatura e R\$ 61.800.000,00 de investimentos mínimos na reativação dos campos arrematados, distribuídos, como apresentado na tabela 3.11, a seguir:

Tabela 3. 11 – Resumo do resultado da Parte B da 7ª. rodada de licitação da ANP – Campos com acumulações marginais

BENEFICIO SOCIOECONOMICO	VALORES
RENDA	1.676,5
OPERADORA	1.471,2
TERCEIROS	161,4
SALÁRIOS	43,2
SUPERFICIARIOS	0,7
IMPOSTOS	228,8
MUNICIPAIS	49,7
ESTADUAIS	12,1
FEDERAIS	111,9
ROYALTIES (EX- MUNICIPIO)	55,2
GERAÇÃO DE DIVISAS	2.070,0

Nota: Os valores estão expressos em milhões de Reais

Fonte:ANP

Houve um grande numero de empresas que manifestaram interesse, 113, destas, 89 foram habilitadas e 53 apresentaram ofertas.

Registre-se que a PETROBRAS, habilitou-se para participar do certame, onde seriam licitados poços por ela abdicados, no entanto não apresentou oferta para nenhum dos campos.

As 53 ofertas somaram o valor de R\$ 256 milhões em proposta de programa mínimo de trabalho, o que vale dizer que quase R\$200 milhões de investimento deixaram de ser captados por falta de oportunidade ou seja os estados da Bahia e Sergipe, deixaram de receber este investimento simplesmente por o Estado brasileiro não gerou oportunidades de negócio suficiente para absorver todo o potencial de disposição de investimento dos empreendedores.

A tabela 3.12 , apresenta as empresas habilitadas para este certame.

Tabela 3.12 - Empresas habilitadas para a parte B da 7ª. rodada da ANP.

NOME DA EMPRESA
ALCOM COMÉRCIO DE ÓLEOS LTDA.
BFM ENGENHARIA
BRAZALTA RESOURCE LTDA.
C FOSTER SERV. E EQUIP. DE PETRÓLEO LTDA.
CARCARÁ PETRÓLEO S.A.
CLÍNICA DE REPOUSO SÃO MARCELO
CONSDON ENG. E COMÉRCIO LTDA.
CONSTRUTORA PIONEIRA LTDA.
CONSTRUTORA REGÊNCIA LTDA.
CONSTR. GUTEMBERG – CAETANO LTDA.
CONTERP CONSULT. E SERV. DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO
CWA CONSULT. & SERV. DE PETRÓLEO LTDA.
DARWIM ENGENHARIA LTDA.
DELP ENGENHARIA MECÂNICA LTDA.
EGESA ENGENHARIA S.A.
ENGEPET – EMP. DE ENG. DE PETRÓLEO LTDA.
ENGESPRO ENGENHARIA LTDA.
ERG - NEGÓCIOS E PART. LTDA.

Tabela 3.12 – continuação

NOME DA EMPRESA
EXPEX OIL LTDA.
GENESIS 2000 EXP. E PROD. DE HC LTDA.
GEOBRAS – PESQ. MINERAIS LTDA.
GNC GÁS NATURAL CARMÓPOLIS LTDA.
GULF GESTÃO DE RECURSOS LTDA.
J P OIL COMPANY, INC.
KENTRON INDÚSTRIA E COMÉRCIO LTDA.
KOCH PETRÓLEO DO BRASIL LTDA.
LOGOS ENGENHARIA AS
MCKINLEY CONSULTORIA E PART. LTDA.
CONSTRUTORA MULTIMIL LTDA.
N. SRA. DA PENHA EMPREENDIMENTOS LTDA.
ORTENG EQUIPAMENTOS E SISTEMAS
PANERGY CONSULT. E PART. EM NEG. COM ENERGIA LTDA.
PERÍCIA ENGENHARIA E CONSTRUÇÃO LTDA.
PETROÍMA INDÚSTRIA COMÉRCIO E SERVIÇOS
PETROLAB INDUSTRIAL E COMERCIAL LTDA.
PETRORECÔNCAVO
PROEN ENGENHARIA E MANUTENÇÃO LTDA.
PROMINAS PROJ. SERV. DE MINERAÇÃO LTDA.
RAL ENGENHARIA LTDA.
SB ADMINISTRADORA DE BENS LTDA.
SCHAHIN ENGENHARIA S.A
SEVERO & VILARES PROJ E CONST. LTDA.
SILVER MARLIN EXP. E PROD. DE PET. E GÁS LTDA.
SINALMIG SINAIS E SIST. E PROG. VISUAL LTDA.
SOL NORDESTE LTDA.
SOLLITTA ENG. E CONSTRUÇÕES LTDA.
TECNOGÁS CONSULTORIA E SERVIÇOS LTDA.
TRANSPORTES DALCOQUIO LTDA.

Tabela 3.12 – continuação

TRATORTEC INDÚSTRIA E COMÉRCIO LTDA.
TSL ENG. MAN. PRESERVAÇÃO AMBIENTAL LTDA.
VEGA SERVIÇOS MARÍTIMOS LTDA.
WELLCON TREINAMENTO E CONSULTORIA LTDA.
ALPHATEC ENGENHARIA & INSPEÇÃO LTDA.
ANGRAPORTO OFFSHORE LOGISTICA LTDA.
ARBI PETRÓLEO LTDA.
ASPERBRAS BAHIA LTDA.
AURIZÔNIA EMPREENDIMENTOS S.A.
CAPIXABA DE PRODUTOS QUÍMICOS LTDA.
CHEIM TRANSPORTES S.A.
COENGEN COMERCIO E ENGENHARIA LTDA.
CONSTRUTORA COWAN S.A.
CONSULTORIA LFMM S/S LTDA.
COTIA TRADING S.A.
CPL PARTICIPAÇÕES LTDA.
ENCAVI EMPREENDIMENTOS LTDA.
ENGESE ENG. DE SEG. NA TRABALHO LTDA.
GEOAMA – GEOL., ÁGUA E MEIO AMBIENTE LTDA.
EXPRO – PETRÓLEO E GÁS LTDA.
HECKE REPRESENTAÇÕES COMERCIAIS LTDA.
HLUCHAN COM. E REP.DE PEÇAS E EQUIP. PARA PETRÓLEO LTDA.
ICOPLAN – INTERNACIONAL E CONSULTORIA E PLAN. S.A.
JM1 EMPREEND. E PARTICIPAÇÕES LTDA.
MATÉRIA PERFURAÇÃO DE POÇOS LTDA.
MAXWAL-RIO LOCAÇÕES COM. E SERV. LTDA.
MINAGEO LTDA.
MTT ASELCO AUTOMAÇÃO LTDA.
OILEQUIP PRODUTOS E SERVIÇOS LTDA.

Tabela 3.12 – continuação

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. – PETROBRAS
POLO DE CONSULTORIA E MARKETING LTDA.
PRS COMPA E PARTICIPAÇÕES LTDA.
RDJ ENGENHARIA LTDA.
RHODES S/A
STARFISH OIL & GAS S.A.
SYNERGY GROUP CORP
TARMAR TERMINAIS AERO-MARÍTIMOS LTDA.
TOP ENGENHARIA LTDA.
UNIÃO COMERCIALIZADORA DE ENERGIA ELÉTRICA LTDA.
VITÓRIA AMBIENTAL ENG. E TECNOLOGIA S/A.
W. WASHINGTON EMPREEND. E PART. LTDA.

Fonte:ANP

Após o leilão e até que fossem assinados os contratos houve algumas desistências de empresas vencedoras e mesmo substituição de empresas por sucessora do mesmo grupo econômico, movimentações que foram resumidas na tabela 3.13.

Tabela 3.13 – Resultado final da parte B da 7ª rodada de licitação da ANP

BENEFICIO SOCIOECONOMICO	VALORES
RENDA	1.676,5
OPERADORA	1.471,2
TERCEIROS	161,4
SALÁRIOS	43,2
SUPERFICIARIOS	0,7
IMPOSTOS	228,8
MUNICIPAIS	49,7
ESTADUAIS	12,1
FEDERAIS	111,9
ROYALTIES (EX- MUNICIPIO)	55,2
GERAÇÃO DE DIVISAS	2.070,0

Nota: Os valores estão expressos em milhões de Reais

Fonte: ANP

Nas áreas de Bom Lugar, Pitanga e Gamboa foram convocados os classificados em segundo lugar para a assinatura do contrato. No caso específico de Gamboa houve desistência formal também por parte do segundo colocado, não

havendo um terceiro. Houve também desistência formal da área de Alagamar por parte da empresa vencedora sem a existência de um segundo colocado.

Até o mês de Agosto de 2006, apenas o Campo de Foz de Vaza-Barris, que se localiza no município de Itaporanga D'ajuda, em Sergipe, havia iniciado a sua reativação. A área foi arrematada pela RAL Engenharia, portanto empresa, que estréia no setor de produção de petróleo, colocou o campo em produção a partir da reativação de dois poços já existentes.

Segundo estimativas RAL o campo deverá produzir cerca de 60 barris/dia de petróleo. Como os demais campos licitados nesta rodada o Vaza-Barris era uma antiga concessão da PETROBRAS devolvidas à ANP por ter sido considerada antieconômica tendo produzido no período de 1989 a 1997.

Na Segunda Rodada (2006), foram oferecidos 14 campos, localizados no Maranhão (3), Espírito Santo (3) e Rio Grande do Norte (8). Três campos não foram arrematados: Carnaubais (RN), Rio Barra Nova (ES) e Quixaba (RN).

A Segunda Rodada de Áreas Inativas arrecadou R\$ 10.677.058,00 em bônus de assinatura e R\$ 24 milhões em investimentos na reativação dos campos arrematados, assim distribuídos:

Tabela 3.14 - Resultado dos vencedores da 2ª. rodada de campos com acumulações marginais

BACIA	CAMPO	PTI	BONUS
BARREIRINHAS - MA	ESPIGAO	2.660,00	1.115,55
BARREIRINHAS - MA	OESTE DE CANOAS	2.360,00	3.275,20
BARREIRINHAS - MA	SÃO JOÃO	6.560,00	4.237,50
POTIGUAR	TRAPIÁ	2.360,00	150,00
POTIGUAR	RIO DO CARMO	1.160,00	51,10
POTIGUAR	RIO VELHO	1.160,00	500,00
POTIGUAR	SÃO MANOEL	1.860,00	150,00
POTIGUAR	PORTO DO MANGUE	1.160,00	337,70
POTIGUAR	CHAUÁ	1.160,00	105,00
ESPIRITO SANTO	CREJOÁ	900,00	144,01
ESPIRITO SANTO	RIO IPIRANGA	2.660,00	611,00
	TOTAIS	24.000,00	10.677,06

Fonte: ANP

Das 55 empresas habilitadas, apresentadas na tabela 3.15, 30 apresentaram ofertas isoladamente ou em consórcio.

As 30 ofertas somaram o valor de R\$ 117 milhões em proposta de PTI (Programa de Trabalho Inicial), o que vale dizer que quase R\$93 milhões de investimento deixaram de ser captados por falta de oportunidade ou seja os estados da Maranhão, Espírito Santo e o Rio Grande do Norte, deixaram de receber este investimento simplesmente porque o Estado brasileiro não gerou oportunidades de negócio suficiente para absorver todo o potencial de disposição de investimento dos empreendedores.

Tabela 3.15 – Empresas habilitadas na 2ª. rodada de licitação de campos com acumulações marginais

EMPRESA HABILITADAS	CLASSIFICAÇÃO
AMBITEC LTDA.	OPERADORA
ARCLIMA ENGENHARIA LTDA.	OPERADORA
BENCO ALTA TECNOLOGIA EM CONST. LTDA.	OPERADORA
BRASLUB – IND. QUÍ. E PETROQUÍMICA LTDA.	OPERADORA
CCT - CONCEITUAL CONSTRUÇÕES LTDA.	OPERADORA
CHEIM TRANSPORTES S.A.	OPERADORA
COMP EXP. E PROD. DE PETRÓLEO E GÁS S/A.	OPERADORA
CONSTRUTORA REGÊNCIA LTDA.	NÃO OPERADORA
DELTA SERV. E INVEST. EM ENERGIA ELÉTRICA LTDA.	OPERADORA
EGESA ENGENHARIA S/A.	OPERADORA
ENGEPET EMPRESA DE ENG. DE PET. LTDA.	OPERADORA
ENGESPRO ENGENHARIA LTDA.	OPERADORA
EXPRO - PETRÓLEO E GÁS LTDA.	OPERADORA
FUAD RASSI ENG. INDUSTRIA E COMÉRCIO LTDA.	OPERADORA
GENESIS 2000 - EXP. E PROD. DE HIDROCARBONETOS LTDA.	OPERADORA
GEOBRAS PESQUISAS MINERAIS LTDA	OPERADORA
GNC - GÁS NATURAL CARMÓPOLIS LTDA.	OPERADORA
GOLD OIL PLC	OPERADORA

Tabela 3.15 – continuação

EMPRESA HABILITADAS	CLASSIFICAÇÃO
HLUCHAN COM. REPR. DE PEÇAS E EQUIP. P/ PETRÓLEO LTDA.	OPERADORA
ICOPLAN - INTERNACIONAL DE CONSULT. E PLANEJAMENTO S/A.	NÃO OPERADORA
INTERUSA - INTERNACIONAL SERV. DE TECNOLOGIA	OPERADORA
J FERNANDO TAJRA REIS APOIO ENG. E MINERAÇÃO	OPERADORA
JP OIL COMPANY INC	OPERADORA
KOCH PETRÓLEO DO BRASIL LTDA.	OPERADORA
LÁBREA PARTICIPAÇÕES LTDA.	OPERADORA
LÍDER CONSTRUÇÕES E INSTALAÇÕES LTDA.	OPERADORA
MULTICARD SERVIÇOS LTDA.	OPERADORA
PANERGY CONSULT. E PART. EM NEG. COM ENERGIA LTDA.	OPERADORA
PERÍCIA ENGENHARIA E CONSTRUÇÃO LTDA.	NÃO OPERADORA
PETROBRAS - PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.	OPERADORA
PETRODIN SERV. MARÍTIMOS E PETRÓLEO LTDA.	OPERADORA
PETRORECÔNCAVO S.A.	OPERADORA
PRIMUS INCORPORAÇÃO E CONSTRUÇÃO LTDA.	OPERADORA
PROEN PROJ. ENG. COM E MONTAGENS LTDA.	OPERADORA
PROJEL ENGENHARIA ESPECIALIZADA LTDA.	OPERADORA
RAL ENGENHARIA LTDA.	OPERADORA
RIO PROERG ENGENHARIA LTDA.	OPERADORA
RIVER BUSINESS CORP.	OPERADORA
SANTA LÚCIA PART. E AGROPECUÁRIA S/A.	NÃO OPERADORA
SCHAHIN ENGENHARIA S.A.	OPERADORA
SEVERO E VILLARES PROJ. E CONST. LTDA.	OPERADORA

Tabela 3.15 - Continuação

EMPRESA HABILITADAS	CLASSIFICAÇÃO
SGP – SOCIEDADE GERAL DE PART. S/A.	OPERADORA
SILVER MARLIN EXP. E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS LTDA.	OPERADORA
SINALMIG SINAIS E SIST. E PROG. VISUAL LTDA.	OPERADORA
SINERGIAS CONSULT. E DESENV. PROF. EM PG E ENERGIA LTDA	OPERADORA
SOL NORDESTE LTDA.	OPERADORA
SÓLLITA ENGENHARIA E CONSTRUÇÃO LTDA.	OPERADORA
SOMOIL – SOCIEDADE PETROLÍFERA ANGOLANA	OPERADORA
SPS - SET POINT SIST. DE AUTOMAÇÃO LTDA.	OPERADORA
SUPERPESA CIA. DE TRANSP. ESP. E INTERMODAIS	OPERADORA
TARMAR TERM. AERO RODO MARÍTIMOS LTDA.	OPERADORA
TECNOGÁS CONSULTORIA E SERVIÇOS LTDA.	OPERADORA
TRATORTEC INDÚSTRIA E COMÉRCIO LTDA.	OPERADORA
UTC ENGENHARIA S.A.	NÃO OPERADORA
VITÓRIA AMBIENTAL ENG. E TECNOLOGIA S/A	OPERADORA

Fonte:ANP

Mais uma vez a PETROBRAS, habilitou-se para participar do certame, onde seriam licitados poços por ela abdicados, no entanto não apresentou oferta para nenhum dos campos.

Os contratos de concessão desta rodada deverão ser assinados em outubro de 2006.

4. OS PRINCIPAIS BENEFÍCIOS SOCIOECONÔMICOS

Os maiores benefícios de um programa de revitalização de campos maduros brasileiros, inequivocamente, serão na esfera social, pela sua possibilidade de geração de emprego e renda.

Vale ressaltar que estes campos na sua grande maioria se localizam na região Nordeste do país, notadamente nos estados da Bahia, Sergipe e Rio Grande do Norte.

A contribuição na produção nacional de petróleo e gás natural dos campos do portfólio descritos no Capítulo 3, apesar de não desprezível, é modesta, girando em torno de um potencial de 30 a 50 mil BPD que quando comparado com a necessidade diária nacional de aproximadamente 2 milhões de barris, representa cerca de 1,5 a 2,5 % da demanda diária nacional.

No entanto, os benefícios socioeconômicos, considerando o perfil econômico dos municípios onde se localizam tais campos, serão uma importante contribuição que esses projetos podem potencialmente oferecer para a microeconomia destas regiões.

4.1- Indicadores socioeconômicos e perfil econômico de municípios selecionados.

Apresenta-se uma série de indicadores econômicos onde se pode constatar que os indicadores de pobreza destes municípios são ruins.

Na Bahia, os municípios de Itanagra, Lamarão, Cardeal da Silva, que, com populações em torno de 10.000 habitantes, têm como principal fonte de receita os repasses do fundo de participação dos municípios, que em 2000 representaram menos de R\$ 1,5 milhões por ano. (IBGE, 2000).

O produto anual estimado pelo governo do estado para cada um deles é menor que R\$ 10 milhões ⁶, classificados entre os 30 municípios mais pobres da Bahia, mesmo distando menos de 100 Km da capital como é o caso de Lamarão e Itanagra.

Outra fonte que confirma a situação de pobreza da região é o Índice de Desenvolvimento Humano (IDH). Este indicador que mede o nível de desenvolvimento humano de uma população é uma boa referência para aferir o grau de pobreza desta população.

Assim, dentro de um universo de 5.507 municípios brasileiros pode-se verificar que as capitais, portanto as cidades mais desenvolvidas e ricas dos estados da Bahia, Sergipe, Alagoas e Rio Grande do Norte ocupam respectivamente as

⁶ Anuário Estatístico dos Municípios da Bahia 2000 – SEI/SEPLAN-Ba

classificações 477º, 714º, 2189º e 870º. Já os municípios de Araçás, Itanagra, Lamarão no Estado da Bahia; os municípios de Telha, Ilhas das Flores e Brejo Grande no Estado de Sergipe; Barra de São Miguel e Pilar no Estado de Alagoas e as cidades de Serra do Mel, Upanema, Areia Branca, no Rio Grande do Norte, onde se localizam predominantemente os poços destes campos maduros com acumulação marginal, estão classificadas no último quartil neste ranking de municípios nacionais e seus indicadores demonstram sua pobreza, conforme pode ser verificado nas Tabelas 4.1-A, 4.1-B, 4.1-C e 4.1-D, apresentadas nas páginas seguintes.

Para melhor compreensão, apresentam-se os conceitos de alguns indicadores socioeconômicos indicados nas tabelas citadas, a saber ⁷:

➤ Esperança de Vida ao Nascer

Número médio de anos que as pessoas viveriam a partir do nascimento.

➤ Taxa de Alfabetização

Indicador componente do IDH-Educação, no qual entra com peso de 2/3. É o percentual da pessoas acima de 15 anos de idade que são alfabetizados, ou seja, que sabem ler e escrever pelo menos um bilhete simples.

➤ Taxa Bruta de Freqüência à Escola

Indicador componente do IDH-Educação, no qual entra com peso de 1/3. A taxa bruta de matrícula é a razão entre o número total de pessoas de todas as faixas etárias que freqüentam o fundamental, o segundo grau e o nível superior e a população de 7 a 22 anos.

➤ Renda per Capita

Razão entre o somatório da renda per capita de todos os indivíduos e o número total desses indivíduos. A renda per capita de cada indivíduo é definida como a razão entre a soma da renda de todos os membros da família e o número de membros dessa família. Valores expressos em reais de 1º de agosto de 2000.

➤ Intensidade da Pobreza: Linha de R\$ 75,50

Distância que separa a renda domiciliar per capita média dos indivíduos pobres (ou seja, dos indivíduos com renda domiciliar per capita inferior à linha de

⁷ Estes conceitos foram retirados do site do PNUB e os indicadores escolhidos pelo autor. As tabelas 16 foram geradas a partir do “Atlas do desenvolvimento humano do Brasil” elaborado pelo PNUD –Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento. A seleção das cidades foi baseada na experiência do autor.

pobreza de R\$ 75,50) do valor da linha de pobreza, medida em termos de percentual do valor dessa linha de pobreza.

➤ Índice de Desenvolvimento Humano Municipal-Longevidade

Subíndice do IDH relativo à dimensão Longevidade. É obtido a partir do indicador esperança de vida ao nascer, através da fórmula: $(\text{valor observado do indicador} - \text{limite inferior}) / (\text{limite superior} - \text{limite inferior})$, onde os limites inferior e superior são equivalentes a 25 e 85 anos, respectivamente.

➤ Índice de Desenvolvimento Humano Municipal-Educação

Subíndice do IDH relativo à Educação. Obtido a partir da taxa de alfabetização e da taxa bruta de frequência à escola, convertidas em índices.

➤ Índice de Desenvolvimento Humano Municipal-Renda

Subíndice do IDH relativo à dimensão Renda é obtido a partir do indicador renda per capita média, através da fórmula: $[\ln(\text{valor observado do indicador}) - \ln(\text{limite inferior})] / [\ln(\text{limite superior}) - \ln(\text{limite inferior})]$, onde os limites inferior e superior são equivalentes a R\$ 3,90 e R\$ 1560,17, respectivamente. Estes limites correspondem aos valores anuais de PIB per capita de US\$ 100 ppp e US\$ 40.000 ppp, utilizados pelo PNUD no cálculo do IDH-Renda dos países, convertidos a valores de renda per capita mensal em reais através de sua multiplicação pelo fator (R\$ 297/US\$ 7625 ppp), que é a relação entre a renda per capita média mensal (em reais) e o PIB per capita anual (em dólares ppp) do Brasil em 2000.

➤ Índice de Desenvolvimento Humano Municipal (IDH-M)

Obtido pela média aritmética simples de três subíndices, referentes a Longevidade (IDH-Longevidade), Educação (IDH-Educação) e Renda (IDH-Renda).

TABELA 4.1 - A

Indicadores socioeconômicos de municípios selecionados do Estado de Alagoas .

Classificação Nacional	Município	Esperança de vida ao nascer, 2000	Taxa de alfabetização, 2000	Taxa bruta de frequência à escola, 2000	Renda per Capita, 2000	Intensidade da pobreza, 2000	Índice de Desenvolvimento Humano Municipal-Educação, 2000	Índice de Desenvolvimento Humano Municipal-Longevidade, 2000	Índice de Desenvolvimento Humano Municipal-Renda, 2000	Índice de Desenvolvimento Humano Municipal, 2000
4519	Barra de São Miguel (AL)	65,97	63,83	75,53	108,93	48,35	0,6770	0,6830	0,5560	0,6390
3905	Coqueiro Seco (AL)	66,90	64,31	70,57	94,64	57,40	0,6640	0,6980	0,5320	0,6310
1530	Maceió (AL)	65,03	83,13	83,96	282,99	48,36	0,8340	0,6670	0,7150	0,7390
3934	Marechal Deodoro (AL)	67,02	66,01	74,51	111,10	51,83	0,6880	0,7000	0,5590	0,6490
3563	Palmeira dos Índios (AL)	68,00	67,55	79,14	117,27	53,63	0,7140	0,7170	0,5680	0,6660
4593	Pilar (AL)	63,06	62,93	71,23	89,04	51,58	0,6570	0,6340	0,5220	0,6040
3780	Piranhas (AL)	63,22	61,19	75,93	89,37	69,61	0,6610	0,6370	0,5230	0,6070
3567	Rio Largo (AL)	67,76	73,01	75,42	112,41	50,32	0,7380	0,7130	0,5610	0,6710
4010	São Miguel dos Campos (AL)	68,08	67,92	80,01	121,78	45,57	0,7200	0,7180	0,5740	0,6710
3974	São Miguel dos Milagres (AL)	67,81	61,55	70,24	79,89	56,36	0,6440	0,7140	0,5040	0,6210

Fonte: PNUD

TABELA 4.1 – B

Indicadores socioeconômicos dos municípios selecionados do Estado da Bahia.

Classificação Nacional	Município	Esperança de vida ao nascer, 2000	Taxa de alfabetização, 2000	Taxa bruta de frequência à escola, 2000	Renda per Capita, 2000	Intensidade da pobreza, 2000	Índice de Desenvolvimento Humano Municipal-Educação, 2000	Índice de Desenvolvimento Humano Municipal-Longevidade, 2000	Índice de Desenvolvimento Humano Municipal-Renda, 2000	Índice de Desenvolvimento Humano Municipal, 2000
	Alagoinhas (BA)	65,34	85,71	90,61	181,26	50,34	0,8730	0,6720	0,6410	0,7290
	Araçás (BA)	56,03	68,56	80,98	62,35	59,74	0,7270	0,5170	0,4630	0,5690
	Camaçari (BA)	67,45	87,65	86,55	163,15	47,57	0,8730	0,7070	0,6230	0,7340
	Cardeal da Silva (BA)	60,81	68,08	81,85	69,82	61,47	0,7270	0,5970	0,4820	0,6020
	Catu (BA)	65,72	84,80	91,33	140,23	55,92	0,8700	0,6790	0,5980	0,7160
	Dias d'Ávila (BA)	67,93	87,84	86,74	146,82	53,69	0,8750	0,7160	0,6060	0,7320
	Entre Rios (BA)	60,14	72,36	77,99	109,66	49,63	0,7420	0,5860	0,5570	0,6280
	Esplanada (BA)	59,99	69,84	79,88	83,20	59,03	0,7320	0,5830	0,5110	0,6090
	Itanagra (BA)	62,14	67,78	74,77	72,60	58,12	0,7010	0,6190	0,4880	0,6030
	Itaparica (BA)	66,34	85,09	88,20	131,24	49,26	0,8610	0,6890	0,5870	0,7120
	Lamarão (BA)	64,43	64,90	70,68	78,01	50,52	0,6680	0,6570	0,5000	0,6080
	Mata de São João (BA)	62,14	81,24	81,15	128,11	52,53	0,8120	0,6190	0,5830	0,6710
	Pojuca (BA)	65,72	83,29	88,30	137,96	45,99	0,8500	0,6790	0,5950	0,7080
	Salvador (BA)	69,64	93,72	89,78	341,32	46,31	0,9240	0,7440	0,7460	0,8050
	São Sebastião do Passé (BA)	65,05	80,28	89,18	125,46	46,50	0,8320	0,6680	0,5790	0,6930
	Teodoro Sampaio (BA)	67,51	70,60	86,38	85,77	51,64	0,7590	0,7090	0,5160	0,6610
	Terra Nova (BA)	65,05	81,09	88,70	83,72	52,55	0,8360	0,6680	0,5120	0,6720
	Tucano (BA)	60,34	61,03	77,65	74,36	57,91	0,6660	0,5890	0,4920	0,5820

Fonte: PNUD

TABELA 4.1 – C

Os Indicadores socioeconômicos dos municípios selecionados do Estado de Sergipe.

Classificação Nacional	Município	Esperança de vida ao nascer, 2000	Taxa de alfabetização, 2000	Taxa bruta de frequência à escola, 2000	Renda per Capita, 2000	Intensidade da pobreza, 2000	Índice de Desenvolvimento Humano Municipal-Educação, 2000	Índice de Desenvolvimento Humano Municipal-Longevidade, 2000	Índice de Desenvolvimento Humano Municipal-Renda, 2000	Índice de Desenvolvimento Humano Municipal, 2000
	Aracaju (SE)	68,72	89,40	91,36	352,74	45,03	0,9010	0,7290	0,7520	0,7940
	Brejo Grande (SE)	56,54	61,94	76,33	59,83	62,08	0,6670	0,5260	0,4560	0,5500
	Carmópolis (SE)	64,98	77,27	85,56	112,16	48,02	0,8000	0,6660	0,5610	0,6760
	General Maynard (SE)	66,67	73,67	89,49	93,31	50,78	0,7890	0,6950	0,5300	0,6710
	Ilha das Flores (SE)	58,05	68,02	80,79	68,58	62,05	0,7230	0,5510	0,4790	0,5840
	Japaratuba (SE)	63,79	74,63	82,15	97,55	51,88	0,7710	0,6460	0,5370	0,6510
	Maruim (SE)	64,56	76,90	84,43	94,58	48,90	0,7940	0,6590	0,5320	0,6620
	Neópolis (SE)	61,79	67,42	80,31	95,73	57,57	0,7170	0,6130	0,5340	0,6210
	Pirambu (SE)	63,79	72,65	81,14	107,62	52,30	0,7550	0,6460	0,5540	0,6520
	Rosário do Catete (SE)	62,61	78,51	91,62	110,96	45,93	0,8290	0,6270	0,5590	0,6720
	Siriri (SE)	64,70	70,78	84,65	87,92	55,39	0,7540	0,6620	0,5200	0,6450
	Telha (SE)	59,91	68,09	76,56	83,92	55,07	0,7090	0,5820	0,5120	0,6010

Fonte: PNUD

TABELA 4.1 - D

Indicadores socioeconômicos dos municípios selecionados do Estado do Rio Grande do Norte.

Fonte: PNUD

Classificação Nacional	Município	Esperança de vida ao nascer, 2000	Taxa de alfabetização, 2000	Taxa bruta de frequência à escola, 2000	Renda per Capita, 2000	Intensidade da pobreza, 2000	Índice de Desenvolvimento Humano Municipal-Educação, 2000	Índice de Desenvolvimento Humano Municipal-Longevidade, 2000	Índice de Desenvolvimento Humano Municipal-Renda, 2000	Índice de Desenvolvimento Humano Municipal, 2000
	Açu (RN)	65,66	71,13	84,01	141,27	47,10	0,7540	0,6780	0,5990	0,6770
	Alto do Rodrigues (RN)	67,65	71,82	81,68	143,88	43,30	0,7510	0,7110	0,6020	0,6880
	Angicos (RN)	71,32	67,65	83,05	115,39	50,05	0,7280	0,7720	0,5650	0,6880
	Janduís (RN)	61,53	63,57	79,30	84,89	52,46	0,6880	0,6090	0,5140	0,6040
	Mossoró (RN)	69,32	80,88	86,43	179,59	45,97	0,8270	0,7390	0,6390	0,7350
	Natal (RN)	68,78	87,84	90,33	339,92	42,52	0,8870	0,7300	0,7460	0,7880
	Pendências (RN)	61,52	66,16	88,60	104,59	46,12	0,7360	0,6090	0,5490	0,6310
	São Miguel (RN)	64,87	59,79	86,87	74,32	65,68	0,6880	0,6640	0,4920	0,6150
	Serra do Mel (RN)	62,83	68,53	74,13	89,35	45,83	0,7040	0,6300	0,5230	0,6190
	Upanema (RN)	61,53	63,80	76,60	67,53	62,14	0,6810	0,6090	0,4760	0,5890

Para melhor compreensão da situação socioeconômica desta região, foram compilados abaixo os perfis econômicos elaborados pelo PNUD para as cidades de Itanagra (BA), Pilar (AL), Brejo Grande (SE) e Serra do Mel (RN),⁸ que constata a carência destes municípios.

Estes perfis apresentam dados comparativos entre 1991 e 2001, sua apresentação na íntegra é uma tentativa do autor de melhorar a percepção social do trabalho e reforçar a necessidade de revitalizar estes campos maduros, que é talvez a única possibilidade real de melhoria econômica e social destas populações, pois como demonstrado na experiência da Petrorecôncavo, as vantagens econômicas para a microrregião são significativas, pela geração de empregos e renda, aumento da arrecadação de impostos, além da renda adicional para os pequenos proprietários das terras onde se localizam os poços.

➤ **PERFIL MUNICIPAL DE ITANAGRA (BA)**

Caracterização do Território

Itanagra tem as seguintes características: Área de 454,1 km², densidade demográfica: 14,0 hab/km², altitude da sede: 44 m, ano de Instalação foi 1.962, distância à Capital: 93,7 km, microrregião: Catu e mesorregião: Metropolitana de Salvador.

Demografia

População por Situação de Domicílio, 1991 e 2000.

	1991	2000
População Total	5.553	6.370
Urbana	1.382	1.859
Rural	4.171	4.511
Taxa de Urbanização	24,89%	29,18%

No período 1991-2000, a população de Itanagra teve uma taxa média de crescimento anual de 1,60%, passando de 5.553 em 1991 para 6.370 em 2000.

A taxa de urbanização cresceu 17,26, passando de 24,89% em 1991 para

⁸ A escolha destas cidades foi baseada na experiência do autor, por considerar representativa do perfil das cidades da região, onde se localizam campos maduros nestes estados. Os dados foram retirados e adaptado no seu formato do Atlas de desenvolvimento do Brasil.

29,18% em 2000.

Em 2000, a população do município representava 0,05% da população do Estado, e 0,00% da população do País.

Estrutura Etária, 1991 e 2000

	1991	2000
Menos de 15 anos	2.640	2.593
15 a 64 anos	2.652	3.451
65 anos e mais	261	326
Razão de Dependência	109,4%	84,6%

Indicadores de Longevidade, Mortalidade e Fecundidade, 1991 e 2000

	1991	2000
Mortalidade até 1 ano de idade (por mil nascidos vivos)	82,7	52,8
Esperança de vida ao nascer (anos)	57,3	62,1
Taxa de Fecundidade Total (filhos por mulher)	4,0	3,6

Educação

Nível Educacional da População Jovem por faixa etária 1991 e 2000

	Taxa de analfabetismo		% com menos de 4 anos de estudo		% com menos de 8 anos de estudo		% freqüentando a escola	
	1991	2000	1991	2000	1991	2000	1991	2000
7 a 14	59,2	27,5	-	-	-	-	57,4	93,9
10 a 14	45,3	13,1	91,5	78,3	-	-	65,5	93,8
15 a 17	33,7	10,0	71,3	44,2	99,3	91,5	48,9	75,6
18 a 24	44,2	10,9	66,5	41,1	87,9	81,0	-	-

- = Não se aplica

Nível Educacional da População Adulta (25 anos ou mais), 1991 e 2000

	1991	2000
Taxa de analfabetismo	60,7	40,7
% com menos de 4 anos de estudo	79,6	67,2
% com menos de 8 anos de estudo	93,9	90,1
Média de anos de estudo	1,7	2,7

Renda

Indicadores de Renda, Pobreza e Desigualdade, 1991 e 2000

1991	2000
------	------

Renda per capita Média (R\$ de 2000)	49,8	72,6
Proporção de Pobres (%)	85,4	75,7
Índice de Gini ⁹	0,48	0,56

A renda per capita média do município cresceu 45,78%, passando de R\$ 49,80 em 1991 para R\$ 72,60 em 2000. A pobreza (medida pela proporção de pessoas com renda domiciliar per capita inferior a R\$ 75,50, equivalente à metade do salário mínimo vigente em agosto de 2000) diminuiu 11,37%, passando de 85,4% em 1991 para 75,7% em 2000. A desigualdade cresceu: o Índice de Gini passou de 0,48 em 1991 para 0,56 em 2000.

Porcentagem da Renda Apropriada por Extratos da População, 1991 e 2000

	1991	2000
20% mais pobres	5,2	2,7
40% mais pobres	14,1	9,8
60% mais pobres	26,6	21,3
80% mais pobres	45,6	39,9
20% mais ricos	54,4	60,1

Habitação

Acesso a Serviços Básicos, 1991 e 2000

	1991	2000
Água Encanada	22,4	39,0
Energia Elétrica	52,5	73,3
Coleta de Lixo ¹	2,2	9,6

¹ Somente domicílios urbanos

Acesso a Bens de Consumo, 1991 e 2000

	1991	2000
Geladeira	25,2	42,2
Televisão	23,0	53,1
Telefone	1,8	2,7
Computador	ND	0,6

⁹ O índice de Gini mede o grau de desigualdade na distribuição de indivíduos segundo a renda domiciliar per capita. Seu valor varia de 0 quando não há desigualdade (a renda de todos os indivíduos tem o mesmo valor) a 1 quando a desigualdade é máxima (apenas um detém toda a renda da sociedade e a renda de todos os outros indivíduos é nula)..

ND = não disponível

Vulnerabilidade

Indicadores de Vulnerabilidade Familiar, 1991 e 2000

	1991	2000
% de mulheres de 10 a 14 anos com filhos	ND	0,2
% de mulheres de 15 a 17 anos com filhos	33,7	14,7
% de crianças em famílias com renda inferior à 1/2 salário mínimo	91,9	88,5
% de mães chefes de família, sem cônjuge, com filhos menores	6,7	8,9

ND = não disponível

Desenvolvimento Humano

	1991	2000
Índice de Desenvolvimento Humano Municipal	0,471	0,603
Educação	0,450	0,701
Longevidade	0,538	0,619
Renda	0,425	0,488

Evolução 1991-2000

No período 1991-2000, o Índice de Desenvolvimento Humano Municipal (IDH-M) de Itanagra cresceu 28,03%, passando de 0,471 em 1991 para 0,603 em 2000.

A dimensão que mais contribuiu para este crescimento foi a Educação, com 63,5%, seguida pela Longevidade, com 20,5% e pela Renda, com 15,9%.

Neste período, o hiato de desenvolvimento humano (a distância entre o IDH do município e o limite máximo do IDH, ou seja, 1 - IDH) foi reduzido em 25,0%.

Se mantivesse esta taxa de crescimento do IDH-M, o município levaria 14,8 anos para alcançar São Caetano do Sul (SP), o município com o melhor IDH-M do Brasil (0,919), e 10,1 anos para alcançar Salvador (BA), o município com o melhor IDH-M do Estado (0,805).

Situação em 2000

Em 2000, o Índice de Desenvolvimento Humano Municipal de Itanagra é

0,603. Segundo a classificação do PNUD, o município está entre as regiões consideradas de médio desenvolvimento humano (IDH entre 0,5 e 0,8)

Em relação aos outros municípios do Brasil, Itanagra apresenta uma situação ruim: ocupa a 4600ª posição, sendo que 4599 municípios (83,5%) estão em situação melhor e 907 municípios (16,5%) estão em situação pior ou igual.

Em relação aos outros municípios do Estado, Itanagra apresenta uma situação ruim: ocupa a 287ª posição, sendo que 286 municípios (68,9%) estão em situação melhor e 128 municípios (31,1%) estão em situação pior ou igual.

➤ **PERFIL MUNICIPAL DE PILAR (AL)**

Caracterização do Território

Pilar as seguintes características: Área: 221,6 km², densidade demográfica: 140,6 hab/km², altitude da sede:13 m, ano de instalação:1.857, distância à capital: 25,5 km, microrregião: Maceió e mesorregião: Leste Alagoano.

Demografia

População por Situação de Domicílio, 1991 e 2000

	1991	2000
População Total	29.254	31.201
Urbana	22.248	28.166
Rural	7.006	3.035
Taxa de Urbanização	76,05%	90,27%

No período 1991-2000, a população de Pilar teve uma taxa média de crescimento anual de 0,75%, passando de 29.254 em 1991 para 31.201 em 2000.

A taxa de urbanização cresceu 18,70, passando de 76,05% em 1991 para 90,27% em 2000.

Em 2000, a população do município representava 1,11% da população do Estado, e 0,02% da população do País.

Estrutura Etária, 1991 e 2000

	1991	2000
Menos de 15 anos	12.345	10.886

15 a 64 anos	15.633	18.852
65 anos e mais	1.276	1.463
Razão de Dependência	87,1%	65,5%

Indicadores de Longevidade, Mortalidade e Fecundidade, 1991 e 2000

	1991	2000
Mortalidade até 1 ano de idade (por mil nascidos vivos)	89,3	51,1
Esperança de vida ao nascer (anos)	55,0	63,1
Taxa de Fecundidade Total (filhos por mulher)	3,9	3,2

No período 1991-2000, a taxa de mortalidade infantil do município diminuiu 42,78%, passando de 89,32 (por mil nascidos vivos) em 1991 para 51,11 (por mil nascidos vivos) em 2000, e a esperança de vida ao nascer cresceu 8,10 anos, passando de 54,96 anos em 1991 para 63,06 anos em 2000.

Educação

Nível Educacional da População Jovem por faixa etária , 1991 e 2000

	Taxa de analfabetismo		% com menos de 4 anos de estudo		% com menos de 8 anos de estudo		% freqüentando a escola	
	1991	2000	1991	2000	1991	2000	1991	2000
7 a 14	63,7	38,7	-	-	-	-	59,6	87,0
10 a 14	51,1	25,8	86,2	74,7	-	-	60,5	88,4
15 a 17	34,7	24,8	61,3	49,0	91,3	91,9	43,1	62,3
18 a 24	36,4	23,1	52,8	41,9	78,9	78,0	-	-

- = Não se aplica

Nível Educacional da População Adulta (25 anos ou mais), 1991 e 2000

	1991	2000
Taxa de analfabetismo	58,6	41,2
% com menos de 4 anos de estudo	71,5	57,9
% com menos de 8 anos de estudo	87,7	82,8
Média de anos de estudo	2,3	3,5

Renda

Indicadores de Renda, Pobreza e Desigualdade, 1991 e 2000

	1991	2000
--	------	------

Renda per capita Média (R\$ de 2000)	81,9	89,0
Proporção de Pobres (%)	73,1	68,5
Índice de Gini	0,52	0,54

A renda per capita média do município cresceu 8,74%, passando de R\$ 81,88 em 1991 para R\$ 89,04 em 2000. A pobreza (medida pela proporção de pessoas com renda domiciliar per capita inferior a R\$ 75,50, equivalente à metade do salário mínimo vigente em agosto de 2000) diminuiu 6,33%, passando de 73,1% em 1991 para 68,5% em 2000. A desigualdade cresceu: o Índice de Gini passou de 0,52 em 1991 para 0,54 em 2000.

Porcentagem da Renda Apropriada por Extratos da População, 1991 e 2000

	1991	2000
20% mais pobres	3,9	2,4
40% mais pobres	12,4	10,0
60% mais pobres	24,9	22,4
80% mais pobres	43,4	42,4
20% mais ricos	56,6	57,6

Habitação

Acesso a Serviços Básicos, 1991 e 2000

	1991	2000
Água Encanada	52,9	71,9
Energia Elétrica	88,9	97,5
Coleta de Lixo ¹	52,4	94,7

¹ Somente domicílios urbanos

Acesso a Bens de Consumo, 1991 e 2000

	1991	2000
Geladeira	44,3	68,1
Televisão	51,3	85,1
Telefone	2,6	8,5
Computador	ND	0,7

ND = não disponível

Vulnerabilidade

Indicadores de Vulnerabilidade Familiar, 1991 e 2000

	1991	2000
% de mulheres de 10 a 14 anos com filhos	ND	0,6
% de mulheres de 15 a 17 anos com filhos	34,7	16,2
% de crianças em famílias com renda inferior à 1/2 salário mínimo	80,9	77,4
% de mães chefes de família, sem cônjuge, com filhos menores	11,8	8,1

ND = não disponível

Desenvolvimento Humano

	1991	2000
Índice de Desenvolvimento Humano Municipal	0,497	0,604
Educação	0,485	0,657
Longevidade	0,499	0,634
Renda	0,508	0,522

Evolução 1991-2000

No período 1991-2000, o Índice de Desenvolvimento Humano Municipal (IDH-M) de Pilar cresceu 21,53%, passando de 0,497 em 1991 para 0,604 em 2000.

A dimensão que mais contribuiu para este crescimento foi a Educação, com 53,6%, seguida pela Longevidade, com 42,1% e pela Renda, com 4,4%.

Neste período, o hiato de desenvolvimento humano (a distância entre o IDH do município e o limite máximo do IDH, ou seja, $1 - \text{IDH}$) foi reduzido em 21,3%.

Se mantivesse esta taxa de crescimento do IDH-M, o município levaria 18,7 anos para alcançar São Caetano do Sul (SP), o município com o melhor IDH-M do Brasil (0,919), e 9,0 anos para alcançar Maceió (AL), o município com o melhor IDH-M do Estado (0,739).

Situação em 2000

Em 2000, o Índice de Desenvolvimento Humano Municipal de Pilar é 0,604. Segundo a classificação do PNUD, o município está entre as regiões consideradas de médio desenvolvimento humano (IDH entre 0,5 e 0,8)

Em relação aos outros municípios do Brasil, Pilar apresenta uma situação ruim: ocupa a 4585ª posição, sendo que 4584 municípios (83,2%) estão em situação

melhor e 922 municípios (16,8%) em situação pior ou igual.

Em relação aos outros municípios do Estado, Pilar apresenta uma situação boa: ocupa a 32ª posição, sendo que 31 municípios (30,7%) estão em situação melhor e 69 municípios (69,3%) estão em situação pior ou igual.

➤ **PERFIL MUNICIPAL DE BREJO GRANDE (SE)**

Caracterização do Território

Brejo Grande tem as seguintes características: área: 149,2 km², densidade demográfica: 47,6 hab/km², altitude da sede: 30 m, ano de Instalação: 1.926, distância à capital: 85,1 km, microrregião: Própria, mesorregião: Leste Sergipano.

Demografia

População por Situação de Domicílio, 1991 e 2000

	1991	2000
População Total	6.701	7.102
Urbana	3.433	3.947
Rural	3.268	3.155
Taxa de Urbanização	51,23%	55,58%

No período 1991-2000, a população de Brejo Grande teve uma taxa média de crescimento anual de 0,67%, passando de 6.701 em 1991 para 7.102 em 2000.

A taxa de urbanização cresceu 8,48, passando de 51,23% em 1991 para 55,58% em 2000.

Em 2000, a população do município representava 0,40% da população do Estado, e 0,00% da população do País.

Estrutura Etária, 1991 e 2000

	1991	2000
Menos de 15 anos	2.949	2.890
15 a 64 anos	3.357	3.763
65 anos e mais	395	449
Razão de Dependência	99,6%	88,7%

Indicadores de Longevidade, Mortalidade e Fecundidade, 1991 e 2000

	1991	2000
Mortalidade até 1 ano de idade (por mil nascidos vivos)	86,8	77,4
Esperança de vida ao nascer (anos)	55,3	56,5
Taxa de Fecundidade Total (filhos por mulher)	6,5	4,2

No período 1991-2000, a taxa de mortalidade infantil do município diminuiu 10,81%, passando de 86,81 (por mil nascidos vivos) em 1991 para 77,43 (por mil nascidos vivos) em 2000, e a esperança de vida ao nascer cresceu 1,28 anos, passando de 55,26 anos em 1991 para 56,54 anos em 2000.

Educação

Nível Educacional da População Jovem, 1991 e 2000

	Taxa de analfabetismo		% com menos de 4 anos de estudo		% com menos de 8 anos de estudo		% freqüentando a escola	
	1991	2000	1991	2000	1991	2000	1991	2000
7 a 14	62,3	32,9	-	-	-	-	72,5	90,0
10 a 14	50,2	19,5	93,2	74,1	-	-	73,3	90,3
15 a 17	33,6	15,8	67,4	45,3	97,7	88,8	59,9	75,0
18 a 24	35,0	21,2	54,5	40,9	86,4	77,8	-	-

- = Não se aplica

Nível Educacional da População Adulta (25 anos ou mais), 1991 e 2000

	1991	2000
Taxa de analfabetismo	61,1	47,2
% com menos de 4 anos de estudo	80,5	68,6
% com menos de 8 anos de estudo	93,4	89,2
Média de anos de estudo	1,7	2,7

Renda

Indicadores de Renda, Pobreza e Desigualdade, 1991 e 2000

	1991	2000
Renda per capita Média (R\$ de 2000)	56,1	59,8
Proporção de Pobres (%)	83,3	78,7
Índice de Gini	0,44	0,58

A renda per capita média do município cresceu 6,67%, passando de R\$ 56,09

em 1991 para R\$ 59,83 em 2000. A pobreza (medida pela proporção de pessoas com renda domiciliar per capita inferior a R\$ 75,50, equivalente à metade do salário mínimo vigente em agosto de 2000) diminuiu 5,60%, passando de 83,3% em 1991 para 78,7% em 2000. A desigualdade cresceu: o Índice de Gini passou de 0,44 em 1991 para 0,58 em 2000.

Porcentagem da Renda Apropriada por Extratos da População, 1991 e 2000

	1991	2000
20% mais pobres	6,3	1,2
40% mais pobres	16,7	8,3
60% mais pobres	31,7	21,0
80% mais pobres	51,8	42,4
20% mais ricos	48,2	57,6

Habitação

Acesso a Serviços Básicos, 1991 e 2000

	1991	2000
Água Encanada	43,3	60,9
Energia Elétrica	74,1	86,4
Coleta de Lixo ¹	0,5	66,9

¹ Somente domicílios urbanos

Acesso a Bens de Consumo, 1991 e 2000

	1991	2000
Geladeira	29,4	50,5
Televisão	27,8	56,4
Telefone	0,2	1,3
Computador	ND	0,1

ND = não disponível

Vulnerabilidade

Indicadores de Vulnerabilidade Familiar, 1991 e 2000

	1991	2000
% de mulheres de 10 a 14 anos com filhos	ND	0,1
% de mulheres de 15 a 17 anos com filhos	33,6	17,9

% de crianças em famílias com renda inferior à 1/2 salário mínimo	91,1	88,3
% de mães chefes de família, sem cônjuge, com filhos menores	8,3	8,9

ND = não disponível

Desenvolvimento Humano

	1991	2000
Índice de Desenvolvimento Humano Municipal	0,483	0,550
Educação	0,499	0,667
Longevidade	0,504	0,526
Renda	0,445	0,456

Evolução 1991-2000

No período 1991-2000, o Índice de Desenvolvimento Humano Municipal (IDH-M) de Brejo Grande cresceu 13,87%, passando de 0,483 em 1991 para 0,550 em 2000.

A dimensão que mais contribuiu para este crescimento foi a Educação, com 83,6%, seguida pela Longevidade, com 10,9% e pela Renda, com 5,5%.

Neste período, o hiato de desenvolvimento humano (a distância entre o IDH do município e o limite máximo do IDH, ou seja, 1 - IDH) foi reduzido em 13,0%.

Se mantivesse esta taxa de crescimento do IDH-M, o município levaria 34,3 anos para alcançar São Caetano do Sul (SP), o município com o melhor IDH-M do Brasil (0,919), e 24,5 anos para alcançar Aracaju (SE), o município com o melhor IDH-M do Estado (0,794).

Situação em 2000

Em 2000, o Índice de Desenvolvimento Humano Municipal de Brejo Grande é 0,550. Segundo a classificação do PNUD, o município está entre as regiões consideradas de médio desenvolvimento humano (IDH entre 0,5 e 0,8)

Em relação aos outros municípios do Brasil, Brejo Grande apresenta uma situação ruim: ocupa a 5301ª posição, sendo que 5300 municípios (96,2%) estão em situação melhor e 206 municípios (3,8%) estão em situação pior ou igual.

Em relação aos outros municípios do Estado, Brejo Grande apresenta uma

situação ruim: ocupa a 73ª posição, sendo que 72 municípios (96,0%) estão em situação melhor e 2 municípios (4,0%) estão em situação pior ou igual.

➤ **PERFIL MUNICIPAL DE SERRA DO MEL (RN)**

Caracterização do Território

Serra do mel tem as seguintes características: área: 604,3 km², densidade demográfica: 13,6 hab/km², altitude da sede: 215 m, ano de instalação: 1.989, distância à capital: 213,0 km, microrregião: Mossoró e mesorregião: Oeste Potiguar

Demografia

População por Situação de Domicílio, 1991 e 2000

	1991	2000
População Total	8.016	8.237
Urbana	1.233	8.203
Rural	6.783	34
Taxa de Urbanização	15,38%	99,59%

No período 1991-2000, a população de Serra do Mel teve uma taxa média de crescimento anual de 0,31%, passando de 8.016 em 1991 para 8.237 em 2000.

A taxa de urbanização cresceu 547,44, passando de 15,38% em 1991 para 99,59% em 2000.

Em 2000, a população do município representava 0,30% da população do Estado, e 0,00% da população do País.

Estrutura Etária, 1991 e 2000

	1991	2000
Menos de 15 anos	3.362	2.721
15 a 64 anos	4.396	5.077
65 anos e mais	258	439
Razão de Dependência	82,3%	62,2%

Indicadores de Longevidade, Mortalidade e Fecundidade, 1991 e 2000

	1991	2000
--	------	------

Mortalidade até 1 ano de idade (por mil nascidos vivos)	90,0	59,0
Esperança de vida ao nascer (anos)	55,8	62,8
Taxa de Fecundidade Total (filhos por mulher)	5,1	3,1

No período 1991-2000, a taxa de mortalidade infantil do município diminuiu 34,41%, passando de 89,98 (por mil nascidos vivos) em 1991 para 59,02 (por mil nascidos vivos) em 2000, e a esperança de vida ao nascer cresceu 7,08 anos, passando de 55,75 anos em 1991 para 62,83 anos em 2000.

Educação

Nível Educacional da População Jovem por faixa etária, 1991 e 2000

	Taxa de analfabetismo		% com menos de 4 anos de estudo		% com menos de 8 anos de estudo		% freqüentando a escola	
	1991	2000	1991	2000	1991	2000	1991	2000
7 a 14	49,9	24,1	-	-	-	-	72,5	93,3
10 a 14	34,9	12,7	84,2	58,5	-	-	73,9	91,7
15 a 17	19,8	7,4	52,5	26,2	96,4	76,5	46,8	67,4
18 a 24	27,3	16,7	46,1	32,7	87,5	67,5	-	-

- = Não se aplica

Nível Educacional da População Adulta (25 anos ou mais), 1991 e 2000

	1991	2000
Taxa de analfabetismo	51,8	40,9
% com menos de 4 anos de estudo	74,0	60,3
% com menos de 8 anos de estudo	93,8	85,6
Média de anos de estudo	2,2	3,4

Renda

Indicadores de Renda, Pobreza e Desigualdade, 1991 e 2000

	1991	2000
Renda per capita Média (R\$ de 2000)	55,2	89,3
Proporção de Pobres (%)	82,9	62,9
Índice de Gini	0,48	0,47

A renda per capita média do município cresceu 61,92%, passando de R\$ 55,18 em 1991 para R\$ 89,35 em 2000. A pobreza (medida pela proporção de pessoas com renda domiciliar per capita inferior a R\$ 75,50, equivalente à metade do salário mínimo vigente em agosto de 2000) diminuiu 24,08%, passando de 82,9% em 1991 para 62,9% em 2000. A desigualdade diminuiu: o Índice de Gini passou de 0,48 em 1991 para 0,47 em 2000.

Porcentagem da Renda Apropriada por Extratos da População, 1991 e 2000

	1991	2000
20% mais pobres	3,9	4,6
40% mais pobres	12,4	13,6
60% mais pobres	26,2	27,9
80% mais pobres	46,7	48,6
20% mais ricos	53,3	51,4

Habitação

Acesso a Serviços Básicos, 1991 e 2000

	1991	2000
Água Encanada	3,9	23,6
Energia Elétrica	88,5	97,1
Coleta de Lixo ¹	1,7	0,6

¹ Somente domicílios urbanos

Acesso a Bens de Consumo, 1991 e 2000

	1991	2000
Geladeira	35,9	68,6
Televisão	37,3	75,2
Telefone	0,0	2,0
Computador	ND	0,2

ND = não disponível

Vulnerabilidade

Indicadores de Vulnerabilidade Familiar, 1991 e 2000

	1991	2000
% de mulheres de 10 a 14 anos com filhos	ND	0,1
% de mulheres de 15 a 17 anos com filhos	19,8	15,8

% de crianças em famílias com renda inferior à 1/2 salário mínimo	88,5	73,2
% de mães chefes de família, sem cônjuge, com filhos menores	5,3	4,4

ND = não disponível

Desenvolvimento Humano

	1991	2000
Índice de Desenvolvimento Humano Municipal	0,510	0,619
Educação	0,577	0,704
Longevidade	0,512	0,630
Renda	0,442	0,523

Evolução 1991-2000

No período 1991-2000, o Índice de Desenvolvimento Humano Municipal (IDH-M) de Serra do Mel cresceu 21,37%, passando de 0,510 em 1991 para 0,619 em 2000. A dimensão que mais contribuiu para este crescimento foi a Educação com 39,0%, seguida pela Longevidade, com 36,2% e pela Renda, com 24,8%.

Neste período, o hiato de desenvolvimento humano (a distância entre o IDH do município e o limite máximo do IDH, ou seja, 1 - IDH) foi reduzido em 22,2%.

Se mantivesse esta taxa de crescimento do IDH-M, o município levaria 17,7 anos para alcançar São Caetano do Sul (SP), o município com o melhor IDH-M do Brasil (0,919), e 10,8 anos para alcançar Natal (RN), o município com o melhor IDH-M do Estado (0,788).

Situação em 2000

Em 2000, o Índice de Desenvolvimento Humano Municipal de Serra do Mel é 0,619. Segundo a classificação do PNUD, o município está entre as regiões consideradas de médio desenvolvimento humano (IDH entre 0,5 e 0,8)

Em relação aos outros municípios do Brasil, Serra do Mel apresenta uma situação ruim: ocupa a 4307ª posição, sendo que 4306 municípios (78,2%) estão em situação melhor e 1200 municípios (21,8%) estão em situação pior ou igual.

Em relação aos outros municípios do Estado, Serra do Mel apresenta uma situação intermediária: ocupa a 107ª posição, sendo que 106 municípios (63,9%) estão em situação melhor e 59 municípios (36,1%) estão em situação pior ou igual.

4.2 Modelo hipotético para simulação da estimativa do valor dos benefícios socioeconômicos.

Para simular os potenciais benefícios socioeconômicos relativos aos projetos de revitalização de campos maduros com acumulação marginal, o autor desenvolveu um modelo hipotético com parâmetros e variáveis reais e valores atribuídos e para tal assumiu algumas hipóteses, como descreve a seguir.

O conjunto de dados hipotéticos atribuídos é uma boa referência para esta simulação e permitem uma aproximação do valor potencial desta alternativa.

Assim, considerando o estoque de oportunidades descritas no item 3.1 deste trabalho, adotou-se que os 3.500 poços existentes podem ser divididos em 10 lotes de 350 poços.

- a. Números de lotes de oportunidade: 10;
- b. Número de poços produtores em cada lote: 150;
- c. Número de poços fechados em cada lote: 200;
- d. Número de reativação mensal (1º ano): 3 poços;
- e. Número de reparação mensal (1º ano): 9 poços;
- f. Custo de cada reativação: R\$ 350.000,00;
- g. Custo de cada reparação: R\$ 35.000,00;
- h. Rateio em material e serviços (reativação): 50% / 50%;
- i. Rateio em material e serviços (reparação): 20% / 80%;
- j. Produção inicial de óleo: 1800 BPD;
- k. Produção inicial de gás natural: 240 Mm³/dia
- l. Taxa de declínio natural do reservatório: 10%
- m. Preço médio de faturamento da Operadora: US\$ 50,00/BOE
- n. Preço de referência do petróleo: US\$50,00 (Brent)
- o. Taxa de câmbio: R\$ 2,30/US\$
- p. Preço de referência do gás natural: R\$ 280,00 /Mm³
- q. Custo de produção: US\$ 3,50/ BOE¹⁰
- r. Custo Total do Petróleo : US\$ 10,00/ BOE¹¹
- s. Royalties: 05%

¹⁰ O custo de extração médio (lifting cost) da Petrobras no ano de 2006 foi de US\$5,70/bbl e a media internacional foi de US\$2,70 (Relatório da Presidência – resultado 2º. T 2006).

¹¹ O Diretor de E&P da Petrobras, durante a palestra “A 6ª. rodada de Licitações e a Petrobras no Nordeste - Ações e Perspectivas” na FIEB em abril/2004 informou o CTPP da Petrobras (Bahia e Sergipe).

- t. Parcela dos royalties destinada aos municípios: 25%
- u. Parcela dos royalties destinada ao superficiário: 1%
- v. Alíquota de ISS: 2%
- w. Alíquota de ICMS: 17%

A Tabela 4.2 – Estimativa de benefícios socioeconômicos, apresentada na página seguinte, foi calculada a partir de uma curva de produção hipotética e estimado o valor de cada benefício socioeconômico gerado no primeiro ano.

Para facilitar a visualização destes montantes, os dados relativos ao primeiro ano, foram sumarizados na tabela 4.3.

TABELA 4.3
Quadro resumo da simulação dos benefícios socioeconômicos

BENEFICIO SOCIOECONOMICO	VALORES
RENDA	1.676,5
OPERADORA	1.471,2
TERCEIROS	161,4
SALÁRIOS	43,2
SUPERFICIARIOS	0,7
IMPOSTOS	228,8
MUNICIPAIS	49,7
ESTADUAIS	12,1
FEDERAIS	111,9
ROYALTIES (EX- MUNICIPIO)	55,2
GERAÇÃO DE DIVISAS	2.070,0

Nota: Os valores estão expressos em milhões de Reais

Fonte: Gerada pelo Autor

Baseado, principalmente nas experiências existentes no Brasil narradas nos capítulos anteriores, enumera-se os principais benefícios gerados pela atividade, como se segue:

TABELA 4.2 - SIMULAÇÃO PARA ESTIMATIVA DOS BENEFÍCIOS SOCIOECONÔMICOS

Mês		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	ACUM	TOTAL
Calculos da receita da produção																
Taxa de declínio	10%															
Produção de petróleo	BPD	1.800	1.785	1.770	1.756	1.741	1.727	1.712	1.698	1.684	1.670	1.656	1.642	1.629	22.270	222.696
Produção de gás	BOED	1.509	1.497	1.484	1.472	1.460	1.448	1.436	1.424	1.412	1.400	1.389	1.377	1.366	18.674	186.738
Produção total	BOED	3.309	3.282	3.255	3.228	3.201	3.174	3.148	3.122	3.096	3.070	3.045	3.019	2.994	40.943	409.434
Numero de pacotes	10															
Poços/pacote	150	153	156	159	162	165	168	171	174	177	180	183	186	2.184	21.840	
Produção média	BOE/poço	22,06													22	221
Poços reativados	unid/mes		3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	36	360
Produção reativada	BOED		66	132	197	261	325	389	452	514	576	638	699	759	5.009	50.087
Produção total	BOED		3.348	3.386	3.425	3.462	3.500	3.537	3.574	3.610	3.647	3.682	3.718	3.753	42.643	426.427
Numero de dias/mes			30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	360	3.600
Produção mensal	BOE		100.443	101.595	102.737	103.870	104.994	106.108	107.213	108.309	109.396	110.474	111.542	112.602	1.279.282	12.792.824
Preço da produção	USD/BOE	50,00	5.022.126	5.079.729	5.136.855	5.193.506	5.249.688	5.305.403	5.360.656	5.415.450	5.469.790	5.523.678	5.577.120	5.630.118	63.964.169	639.641.690
Cambio	R\$/USD	2,30														
Receita mensal	R\$		11.550.889	11.683.377	11.814.766	11.945.065	12.074.282	12.202.427	12.329.509	12.455.535	12.580.516	12.704.460	12.827.375	12.949.271	147.117.474	1.471.174.738
Calculos do Royalties																
Preço da produção	USD/BOE	50,00														
Base de calculo dos royalties			11.550.889	11.683.377	11.814.766	11.945.065	12.074.282	12.202.427	12.329.509	12.455.535	12.580.516	12.704.460	12.827.375	12.949.271		
Royalties (total)	5%		577.544	584.169	590.738	597.253	603.714	610.121	616.475	622.777	629.026	635.223	641.369	647.464	7.355.874	73.558.737
Royalties (Município)	25%		144.386	146.042	147.685	149.313	150.929	152.530	154.119	155.694	157.256	158.806	160.342	161.866	1.838.968	18.389.684
Renda Superficial	1%		5.775	5.842	5.907	5.973	6.037	6.101	6.165	6.228	6.290	6.352	6.414	6.475	73.559	735.587
Calculo dos tributos ISS e ICMS																
Custos reativação	R\$	350.000	1.050.000	1.050.000	1.050.000	1.050.000	1.050.000	1.050.000	1.050.000	1.050.000	1.050.000	1.050.000	1.050.000	1.050.000	12.950.000	129.500.000
Poços reativados	unid/mes		3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	36	360
Parcela de Serviços	50%	175.000	525.000	525.000	525.000	525.000	525.000	525.000	525.000	525.000	525.000	525.000	525.000	525.000	6.475.000	64.750.000
Parcela de materiais	50%	175.000	525.000	525.000	525.000	525.000	525.000	525.000	525.000	525.000	525.000	525.000	525.000	525.000	6.475.000	64.750.000
Custos reparos		35.000	297.500	303.333	309.167	315.000	320.833	326.667	332.500	338.333	344.167	350.000	355.833	361.667	3.990.000	39.900.000
MTBF	meses	18														
poços reparados	unid/mes	8	9	9	9	9	9	9	10	10	10	10	10	10		
Serviços	80%	28.000	238.000	242.667	247.333	252.000	256.667	261.333	266.000	270.667	275.333	280.000	284.667	289.333	3.192.000	31.920.000
Materias		7.000	59.500	60.667	61.833	63.000	64.167	65.333	66.500	67.667	68.833	70.000	71.167	72.333	798.000	7.980.000
Dispendio com Rep+Reat.																
Serviço	R\$		763.000	767.667	772.333	777.000	781.667	786.333	791.000	795.667	800.333	805.000	809.667	814.333	9.464.000	94.640.000
Materias	R\$		584.500	585.667	586.833	588.000	589.167	590.333	591.500	592.667	593.833	595.000	596.167	597.333	7.091.000	70.910.000
Impostos dos dispendios RR																
ISS Dispendios	2%	-	15.260	15.353	15.447	15.540	15.633	15.727	15.820	15.913	16.007	16.100	16.193	16.287	189.280	1.892.800
ISS Produção	2%		231.018	233.668	236.295	238.901	241.486	244.049	246.590	249.111	251.610	254.089	256.548	258.985	2.942.349	29.423.495
ISS Total			246.278	249.021	251.742	254.441	257.119	259.775	262.410	265.024	267.617	270.189	272.741	275.272	3.131.629	31.316.295
ICMS	17%	-	99.365	99.563	99.762	99.960	100.158	100.357	100.555	100.753	100.952	101.150	101.348	101.547	1.205.470	12.054.700
Calculo dos tributos Federais																
PIS/COFINS	4,65%		537.116,34	543.277,05	549.386,64	555.445,52	561.454,12	567.412,86	573.322,15	579.182,40	584.994,01	590.757,40	596.472,96	602.141,09	6.840.963	68.409.625
Receita			11.550.889	11.683.377	11.814.766	11.945.065	12.074.282	12.202.427	12.329.509	12.455.535	12.580.516	12.704.460	12.827.375	12.949.271	147.117.474	1.471.174.738
Despesa	10		1.004.425	1.015.946	1.027.371	1.038.701	1.049.938	1.061.081	1.072.131	1.083.090	1.093.958	1.104.736	1.115.424	1.126.024	12.792.824	127.928.238
IR	34%		341.505	345.422	349.306	353.158	356.979	360.767	364.525	368.251	371.946	375.610	379.244	382.848	4.349.560	43.495.601

Fonte: Gerado pelo autor

4.3. Geração de tributos:

O desenvolvimento desta atividade não exigirá contrapartida de nenhum nível de governo, diferentemente de outras atividades que para se instalarem nestas regiões e gerarem impostos demandam contrapartida de investimento de governo, normalmente em obras de infra-estrutura a serem feitas pelo poder público ou através de renúncia fiscal.

Foram desprezados os efeitos secundários devido pelo aquecimento econômico em função do aumento da renda e maior circulação de recursos.

Para melhor destacar os efeitos positivos gerados pela atividade neste subitem, estes foram classificados quanto à fonte arrecadadora em: municipais, estaduais e federais.

4.3.1. Arrecadação municipal:

A atividade contribui a arrecadação municipal com a parcela dos royalties destinada aos municípios e com o ISS (Imposto Sobre Serviços) .

Havendo aumento de produção, o royalty relativo a esta produção também crescerá na mesma proporção.

Se assumirmos que o histórico das experiências existentes no país, seja reproduzido, haverá um incremento de 100% na produção. Para um determinado preço da produção, a contribuição de royalties é diretamente proporcional à produção, da mesma forma, sua parcela destinada aos municípios também o é, o que permite estimar que os municípios onde se localizam os poços, objetos dos programas de revitalização serão contemplados com um incremento de 100% nos valores arrecadados oriundos de royalties relativos a estes campos.

Um bom exemplo da contribuição para a renda do município do programa de revitalização de campos maduros é o município de Itanagra no estado da Bahia, pois sua receita de royalties é oriunda basicamente do campo de Sesmária. Neste campo, o volume de produção duplicou decorridos 2 anos do início do programa de revitalização e que gerou um aumento expressivo de receita para aquele município.

Outro impacto importante, causado pelo projeto de revitalização, é o aumento da geração de ISS, principalmente se considerada a alternativa da revitalização dos campos através dos ditos contratos de partilha de produção (CPCR), em que a parcela do operador a ser faturada também estará sujeita a tributação do imposto.

Além disto, indiretamente, a arrecadação do ISS será incrementada pela contribuição dos prestadores de serviços que giram em torno da cadeia produtiva, pois é prática da indústria de petróleo utilizar uma parcela razoável de terceirização de serviços, uma vez que existe uma diversidade muito grande de atividades requeridas para produção de um campo de petróleo.

Com a revitalização destes campos, serão demandados serviços adicionais para a reativação de poços e a manutenção da sua produção.

No caso do exemplo hipotético, a geração de receita municipal poderá ser estimado pela seguinte fórmula:

$$IM = ISS + 0,25 RO$$

Onde:

IM é o valor adicional gerado de receitas municipais e

ISS é o valor adicional gerado na forma de ISS e

RO é o valor adicional gerado de royalties.

Mas, a parcela do ISS será obtida através de:

$$ISS = ISS OP + ISS PS$$

Onde:

ISS OP é o valor devido do ISS da operadora e

ISS OS é o valor de ISS das empresas prestadoras de serviços.

Considerando que $ISS OP = \text{Faturamento da operadora} \times \text{alíquota de ISS}$, onde:

Faturamento da operadora = Volume de venda \times preço médio

e a parcela do ISS dos prestadores de serviço é obtida assim:

$$ISS PS = ISS RT + ISS MT$$

Onde $ISS RT = \text{ISS de prestadores de serviços na reativação de poços}$ e $ISS MT = \text{ISS de prestadores de serviços de manutenção}$.

Teremos que o valor adicional de impostos municipais é dado por:

$$IM = ISS MT + ISS RT + ISS OP + 0,25 RO$$

Da tabela 4.3, obtêm-se que o valor adicional de receitas municipais adicionais geradas na situação hipotética estabelecida neste capítulo, corresponde ao valor de R\$ 50 milhões, somente no primeiro ano.

Foram desconsiderados os efeitos secundários de geração de tributos a partir do aumento da atividade econômica na região.

4.3.2. Receitas estaduais e federais

No âmbito estadual haverá dois impactos diretos para geração de adicional de receita, o aumento da arrecadação da parcela estadual dos royalties e o aumento de arrecadação do ICMS (imposto sobre Circulação de Mercadorias).

O aumento de arrecadação de ICMS dar-se-á pelo incremento do recolhimento deste tributo devido às transações comerciais que envolvem a aquisição dos materiais a serem utilizados na manutenção e revitalização dos campos.

Utilizando os dados hipotéticos assumidos para a simulação do valor relativo ao incremento do ICMS, obtivemos somente no primeiro ano o valor de R\$ 12 milhões conforme Tabela 4.3.

No âmbito federal, haverá, também, aumento de recolhimento de IR, pois esta atividade irá gerar um lucro para as empresas encarregadas destas operações e que de acordo com a simulação corresponderá no primeiro ano ao total de R\$ 43 milhões - Tabela 4.3.

Dado ao desconhecimento da estruturas de custos das empresas fornecedoras de insumos, o efeito do benefício pelo aumento de IR destas empresas foi desprezado.

Da mesma forma haverá uma geração adicional de PIS e COFINS relativo ao faturamento das empresas encarregadas pela operação, além do recolhimento destes tributos pelas empresas fornecedores de bens e serviços para a reativação e reparação dos poços. Considerando os dados hipotéticos estabelecidos anteriormente, o total de incremento de receita relativo ao PIS e COFINS, para o primeiro ano, foi estimado em R\$ 68,5 milhões conforme indicado na Tabela 4.3.

4.4. Geração de divisas:

Apesar do adicional de produção obtido pelos projetos de revitalização de campos maduros ser um percentual pequeno em relação à produção nacional, também se obtêm um benefício marginal pela substituição de petróleo importado por petróleo nacional.

Para estimar esta contribuição, utilizou-se o potencial de produção de 50.000 bbl por dia e considerando o preço do petróleo igual a US\$ 50,00/bbl, obtivemos um valor anual de aproximadamente US\$ 900 MM.

4.5. Geração de emprego e renda:

O segmento petróleo utiliza intensamente mão-de-obra terceirizada, de várias especialidades, que possibilita a geração de emprego local para atividades de baixa complexidade.

Baseado nos dados da PETROBRAS, a média mundial do setor, para cada empregado próprio das empresas operadoras, são demandados de empresas prestadoras de serviços 3 empregados (Gazeta Mercantil, 2001).

O setor adota, também, uma política agressiva de remuneração aos seus empregados diretos, que ajuda no aumento da renda média destas localidades e por conseqüência geram demandas de consumo que movimentam a economia local.

No estudo elaborado pela ANP, citado no capítulo 3, a revitalização destes campos maduros demandará 6.000 empregos.

Para calcular a massa salarial gerada por estes empregos, optou-se por adotar o salário médio de empresas nacionais da indústria de transformação, que corresponde a R\$ 600,00/mês (IBGE, 2004) ¹², que multiplicado pelo número de empregos novos (6.000) totaliza R\$3,6 MM/mês.

Este efeito é ainda mais relevante quando comparado com a renda per capita desta região que gira em torno de R\$100,00/mês, (PNUD, 2000)¹³. Os efeitos benéficos para as economias locais conseqüentes do aumento da massa salarial não foram considerados nesta avaliação, mas certamente não são desprezíveis.

Existe também o efeito secundário na geração de empregos e renda, por conta do pagamento de royalties aos proprietários das terras onde se localizam os poços, que normalmente são áreas de pequeno porte e destinados à agricultura de subsistência.

Nestas regiões, devido às expectativas criadas pela possibilidade da revitalização desses campos, as áreas onde se localizam os poços passaram a ser

¹² Rendimento médio de trabalhador na indústria de transformação do período de 1993 a 2002 das RM's : Recife, Salvador, Belo Horizonte, Rio de Janeiro, São Paulo e Porto Alegre. Obs.: Refere-se a pessoas com 15 anos ou mais de idade, IBGE, obtido no site do IPEA.

¹³ Retirado dos perfis dos municípios indicados nas páginas 64 a 81 deste trabalho.

mais valorizadas comercialmente justamente pela possibilidade da renda adicional relativa aos royalties.

Usando os dados assumidos no exemplo hipotético, a reativação dos poços representará uma renda adicional aos superficiários, que poderá ser estimada pela seguinte dedução:

$$RS = VPA \times 1\%$$

Onde:

RS = renda adicional do superficiário

VPA = Valor da produção adicional

Considerando que:

$$VPA = VPAO + VPAG$$

Onde,

VPAO é o valor da produção adicional de óleo e

VPAG é o valor da produção adicional de gás natural.

E como sabemos

$$VPAO = PRO \times PAO$$

$$VPAG = PRG \times PAG,$$

Onde,

PRO é o preço de referência de óleo (R\$/bbl),

PAO é a produção adicional de óleo (R\$/bbl),

PRG é o preço de referência de gás natural (R\$/Mm³)e

PAG é a produção adicional de gás natural (R\$/Mm³).

Assim,

$$RS = ((PRO \times PAO) + (PRG \times PAG)) \times 0,01$$

Da tabela 4.3, obtêm-se o valor de R\$ 735 mil, que é a estimativa, somente relativa ao primeiro ano dos projetos de revitalização, da renda adicional do superficiário.

5. AS PRINCIPAIS DIFICULDADES DA ATIVIDADE E ESTRATÉGIAS PROPOSTAS:

Conscientes das dificuldades que seriam encontradas para a execução dos projetos de revitalização dos campos arrematados e para a consolidação do

segmento, a partir da 7ª. rodada com o surgimento de 9 novas empresas, estas se juntaram a outras 2 já existentes foi então criada a APPOM – Associação de Empresas Produtoras de Petróleo e Gás Natural Extraídos de Campos Marginais do Brasil, em Fevereiro de 2006.

A APPOM tem como finalidade promover e defender a atividade de produção de petróleo e gás natural extraídos de campos marginais e atuará nos planos institucional, empresarial, de capacitação e tecnológica e operacional.

Seus sócios fundadores são as seguintes empresas: SEVERO & VILLARES PROJETOS E CONSTRUÇÕES LTDA ; EGESA ENGENHARIA S.A.; SINALMIG; RAL ENGENHARIA; PETRORECÔNCAVO S.A.; W.WASHINGTON EMPREENDIMENTOS E PARTICIPAÇÕES LTDA; ALCOM COMÉRCIOS DE ÓLEOS LTDA; CFOSTER – SERVIÇOS E EQUIPAMENTOS DE PETRÓLEO LTDA E O CONSORCIO PANERGY/ERG.

O autor do trabalho foi convidado para ocupar a Diretoria Executiva da APPOM e também participou, desde a implantação, da primeira experiência no Brasil de revitalização de campos maduros, o que lhe permitiu conviver com todas as dificuldades da implantação deste negócio.

A revitalização de campos maduros, citada, foi desenvolvida mediante um contrato de produção com cláusula de risco (CPCR), assinado entre as empresas Petrorecôncavo e a PETROBRAS.

A Petrorecôncavo na condição de operadora e a PETROBRAS como concessionária, ajustaram, através deste tipo de formatação jurídica, que a operação dos campos seria feita pela Petrorecôncavo ao invés de continuar sendo feita pela PETROBRAS.

Decorrido algum tempo do início deste projeto, foram adquiridos em 2002, durante a 4ª Rodada de licitação promovida pela ANP, os direitos de concessão do bloco exploratório localizado na bacia do Recôncavo, denominado BTREC10 e neste bloco estão localizados alguns campos devolvidos pela PETROBRAS à ANP, que a empresa revitalizou. Neste projeto de revitalização a Petrorecôncavo era a concessionária que executava também as operações.

Estes eventos permitiram conhecer e exercitar duas possibilidades distintas para a revitalização de campos maduros com acumulação marginal:

- ◆ A parceria com a PETROBRAS, através de um Contrato de Produção com cláusula de Risco (CPCR) que envolveu 12 campos, indicados anteriormente na Tabela 3, que será tratada no trabalho como experiência CPCR e

- ◆ A revitalização de um campo mediante contrato de concessão, que se deu no campo de Lagoa do Paulo, que se encontrava desativado e estava localizado dentro do *ring fence* da concessão do bloco exploratório BTREC10, que será tratada de experiência CONBT.

Esta última experiência serviu de modelo para o desenvolvimento do CONCAM que é um ajustamento do CONBT, com a exclusão da fase preliminar da atividade exploratória.

O CPCR e CONCAM são exemplos de formatação jurídica para projetos de revitalização de campos maduros com acumulação marginal. Dado à distinta natureza operacional e jurídica destes dois formatos de negócio, ao relatar as dificuldades encontradas, indica-se qual destas experiências melhor se aplica, isto possibilitará uma comparação entre as duas possibilidades, que é apresentada na Tabela 6.1.

Assim, baseado na experiência do autor relata-se as principais dificuldades enfrentadas e para a maioria delas, indica-se sugestões de soluções.

5.1. Dificuldades de natureza regulatória e administrativa

As principais dificuldades relacionadas com as questões administrativas e regulatórias foram as seguintes:

- ◆ **As questões de natureza regulatórias junto a ANP.**

Na operação regida pelo CPCR, não houve grandes dificuldades do ponto de vista regulatório, pois eram ainda campos que estavam formalmente “ativos” dentro da classificação da ANP e sob responsabilidade da PETROBRAS.

Neste tipo de contrato a empresa operadora é a responsável por manter a documentação atualizada, renovar os planos de trabalho anuais e demais requerimentos estabelecidos na legislação, etc..

Os requerimentos regulatórios relativos a estes campos eram preparados pela empresa operadora e submetido à PETROBRAS, esta por sua vez os apresentava formalmente à ANP.

Eventualmente, os engenheiros da empresa operadora participavam de discussão técnica na ANP, para esclarecer eventuais dúvidas sobre o projeto.

Já na revitalização do campo de Lagoa do Paulo, operação regida pelo contrato de concessão do BTREC 10, a inexistência de uma ordem regulatória específica para a atividade de revitalização de campos maduros com acumulação marginal foi um complicador.

Foi necessária uma adaptação dos procedimentos existentes para enquadramento desta atividade nos critérios estabelecidos no contrato de concessão, que tem o formato típico para um bloco exploratório, com todas aquelas fases e passos que não eram diretamente aplicáveis a um projeto de revitalização de um campo maduro desativado como era o caso.

Nos contratos de concessão típicos para blocos exploratórios, na sua fase de exploração, à medida que a operação avança são requeridos documentos tais como: declaração de descoberta, declaração de comercialidade, plano de desenvolvimento, teste de avaliação, etc.. que como é facilmente percebido nem sempre são adequados ao programa de revitalização de um campo maduro.

Com o precedente do BTREC10, a ANP adotou as adequações necessárias nos termos dos contratos de concessão de blocos exploratórios para atender as necessidades de um programa de revitalização de campos abdicados e que foi utilizado na 7^a. rodada que contou na sua parte B, de uma licitação específica para campos com acumulações marginais, com obrigações e critérios mais adequados à finalidade.

Mesmo com a utilização da modalidade CONCAM, de qualquer forma a relação do concessionário com a ANP demanda uma série razoável de contatos, comunicações e entregas de documentos.

O fato da ANP só aceitar a entrega de documentação e correspondências relativas aos contratos de concessão em sua sede no Rio de Janeiro, quando dispõe de outros escritórios no país, mais perto destes campos, gerava um complicador adicional para empresas pequenas e especialmente quando localizadas fora do perímetro urbano das capitais.

A descentralização destes contatos facilitaria em muito a relação destes pequenos agentes concessionários com a ANP, uma solicitação da APPOM foi encaminhada à ANP que demonstrando sensibilidade ao assunto foi de pronto

aceita. Afinal todos têm conhecimento que o porte destas operações e que o custo do deslocamento do representante do concessionário até a sede da ANP pode equivaler a alguns dias de produção de determinados poços destes campos.

Outra dificuldade das concessões, é a obrigação contratual de apresentação de um instrumento de garantia financeira destinado a garantir os compromissos do programa de trabalho inicial (PTI). Este instrumento é oneroso, por ser de longo prazo (02 anos), com um custo relevante cobrado pela instituição emissora e, neste caso específico, incompatível com o porte do projeto de revitalização.

Além disto, para a emissão destas garantias, as entidades emissoras normalmente requerem garantias reais, o que muitas vezes dificulta a operação, o que pode levar a empresa vencedora a desistir da assinatura do contrato como de fato já ocorreu.

Já no CPCR, por razões óbvias, não é necessário apresentar garantias de performance à ANP.

A partir do início da execução dos projetos de revitalização dos campos licitados no final de 2005, surgirão necessidades de ajuste na regulação atual, justamente para enquadrar do ponto de vista regulatório as soluções que irão viabilizar os referidos projetos. Já pode-se citar alguns exemplo: a adaptação da portaria da medição fiscal, caso seja utilizada a solução de comercialização conjunta de uma ou mais empresas, a solução do potencial conflito regulatório entre ANP e agências estaduais, como é o caso da Resolução AGERBA 03/06 e a construção de uma solução jurídica que permita a cessão da concessão para viabilizar sua operação em garantia de uma operação financeira, vinculada ao contrato de concessão.

◆ **As questões tributárias.**

Considerando que o CPCR é tipicamente um contrato de prestação de serviços, portanto está sujeito à tributação de ISS e isenta de ICMS, uma vez que o objeto da transação comercial é a prestação de serviços para a obtenção da produção de petróleo e gás natural.

Nos aspectos relacionados com o ISS, tributo municipal, o maior entrave é estabelecer onde deverá ser recolhido o citado tributo, quando houver mais de um município onde os poços incluídos no projeto estão localizados. Esta situação é agravada com a existência de estações coletoras que podem estar localizadas num

determinado município, distintos daqueles onde se localizam os poços produtores, mas que coleta e trata a produção destes poços.

A dificuldade decorre de uma controvérsia jurídica quanto ao domicílio fiscal do contribuinte, quando o município da sede da empresa diverge do município do local da prestação dos serviços.

A controvérsia atinge a todos os prestadores de serviços, não sendo, portanto específica da atividade. No entanto, a dificuldade de definição clara quanto ao local onde é prestado o serviço é um complicador adicional específico da atividade.

Qual seria a resposta mais adequada para esta dúvida? Seria no escritório da empresa, onde se concentra a atividade de engenharia e, portanto seu planejamento e controle? No poço? Ou nas estações? Ou talvez, o correto fosse uma combinação dos três? Mas em que proporções?

Nos casos em que a contratante é a PETROBRAS, a empresa prestadora de serviços também está sujeita ao procedimento interno da estatal, que retém este tributo em função de convênios que mantém com a maioria dos municípios destas regiões onde se localizam os poços, onde atua como substituto tributário.

Para contornar tais problemas, é necessário recorrer à justiça para que esta arbitre em que município deverá ser recolhido o tributo.

A iniciativa irá consumir recursos para condução desta questão que não agrega valor ao projeto de revitalização em curso.

Quanto aos aspectos relacionados com o ICMS, apesar da empresa operadora ser classificada fiscalmente de acordo com o regimento de ICMS na categoria de empresa não contribuinte, pois não é feita venda da produção e sim dos serviços para produzir, mas é necessário um regime especial, até para permitir emissão de notas fiscais que irão garantir o fluxo de material, quer seja importado, no trajeto da alfândega até as instalações da empresa, quer seja os destinados aos poços ou os retirados deles, no trajeto almoxarifado - poço – almoxarifado ou mesmo aqueles materiais enviados para inspeções e reparos no trajeto almoxarifado - fornecedor.

Quanto ao CONCAM, a operação sob esta modalidade, ocorre justamente o contrário, não é sujeita ao ISS e sim ao ICMS. Apesar de, neste caso, obedecer também a um outro regime especial, uma vez que o recolhimento do tributo é diferido para as refinarias quando da comercialização de derivados.

Com este diferimento, em termos práticos, a empresa produtora do petróleo bruto em nada se envolve no recolhimento do tributo e como normalmente o preço de venda da produção é vinculada ao preço da *commodity* petróleo *Brent* ou *WTI*, também não ocorrem perdas financeiras.

◆ **As questões vinculadas ao Meio Ambiente.**

Aqui outra vantagem nítida para o CPCR, pois não é necessária nenhuma providência relativa ao licenciamento ambiental para início das operações, uma vez que a licença ambiental do concessionário atende à legislação. O que vale dizer que as operações podem ser iniciadas imediatamente.

Os vínculos e as relações da empresa operadora, que irá produzir os campos, com o órgão ambiental são similares àqueles relativos à ANP.

Já no caso do CONCAM, é necessário percorrer um longo processo com várias etapas, até a obtenção da licença ambiental, sem a qual não é possível iniciar a operação.

Algumas destas etapas estão fora do controle da empresa e são interdependentes. Para solicitar o licenciamento ambiental é requerida a aprovação do plano de trabalho pela ANP para aquela concessão, que por sua vez depende da anuência do superficiário, muitas vezes desconhecidos ou residentes em outras localidades.

Acrescente-se a legislação ambiental ainda requer ajuste para melhor se adequar as características dos projetos de revitalização, o que fatalmente demandará mais tempo que um processo típico, com etapas já conhecidas.

No caso específico do licenciamento ambiental para o programa de revitalização de 5 poços do BTREC10, foram necessários 12 meses para atender todas as etapas deste processo. Prazo e custos excessivos para o porte do negócio.

Outra questão importante é o tratamento de passivos pré-existentes, considerando que estes campos, dado ao seu próprio perfil, iniciaram sua produção há muitos anos, a questão do tratamento de possíveis passivos ambientais é relevante, pois podem existir situações, até mesmo desconhecidas, onde os custos e a responsabilidade pela reparação do passivo ambiental possam inviabilizar o negócio.

Assim, a experiência, também indica ser oportuno comentar como são encarados, pelas distintas modalidades de contratação, os eventuais passivos ambientais existentes nestas áreas.

No caso do CPCR, como de hábito em transações comerciais envolvendo ativos, é feita uma auditoria ambiental para estabelecer limites das responsabilidades das empresas e desta forma, eventuais passivos ambientais existentes são registrados no relatório da auditoria e nestes casos, a reparação caberia a empresa concessionária e qualquer outro que não estivesse registrado seria assumido como não sendo pré-existente e portanto de responsabilidade da empresa que irá produzir o campo a partir do CPCR.

Mediante identificação, ponto a ponto, são reportados os passivos ambientais existentes e potenciais pontos críticos que necessitam de intervenção.

No caso do BTREC 10, por si tratar de um bloco exploratório e os termos do seu contrato de concessão não estarem adaptados para a revitalização de campos maduros com acumulação marginal existentes neste bloco, não existia previsão de aferição de passivo ambiental eventualmente existente e muito menos qual seria o tratamento dado a este tipo de passivo ambiental, mesmo estando inserido no seu *ring fence* campos devolvidos à ANP, onde a possibilidade de passivos ambientais é real.

Apesar desta omissão no contrato, pela legislação vigente, o concessionário anterior seria responsabilizado pelo passivo pré-existente desde que devidamente provado. Mas é claro que existia uma lacuna nos contratos de concessão de blocos que contém campos desativados dentro de seu *ring fence* e esta lacuna poderia gerar relevantes prejuízos para as novas empresas que poderá requer diligências administrativas no âmbito da Agência e até mesmo judiciais.

Além disto, quem será responsável por eventuais passivos gerados durante o período que em que o campo esteve aos cuidados da Agência, após a devolução pelo concessionário anterior? Como provar estes limites temporais?

São questões de difícil resposta e que têm a tendência de acabar responsabilizando a empresa que adquiriu a concessão mesmo que esta não tenha dado causa aos eventuais passivos ambientais.

No CONCAM relativa a 2^a. rodada de campos com acumulações marginais a ANP adotou procedimento que responsabiliza o concessionário anterior pelo passivo

pré-existente, nos termos da legislação, assim o recomendável é o novo concessionário realizar uma verificação ambiental para evitar que a empresa entrante venha a arcar com custos de reparação de eventuais passivos ambientais que não lhe dizem respeito.

◆ **A questão da cobertura de seguros.**

Em ambas modalidades de contratação são previstas possibilidades do auto-seguro, obviamente, mediante aprovação da outra parte, que no caso do CPCR seria o concessionário e no caso do CONCAM, a ANP.

A PETROBRAS, o maior cliente deste tipo de cobertura no mercado brasileiro, não contrata seguro para suas operações terrestres, em função dos riscos e custos envolvidos nas suas operações e instalações marítimas¹⁴.

Mais uma vez, dado o pioneirismo deste negócio e de certa forma ao próprio mercado de seguros, não havia uma apólice já desenvolvida para este risco.

É, portanto, um longo trabalho para formatar estas coberturas e necessário a classificação do risco por um terceiro, para que sejam apresentadas propostas pelas seguradoras.

Nesta questão, a modalidade de contratação é neutra e nas duas formatações, CPCR e CONCAM, o custo é relevante e oneram muito o negócio.

A alternativa do auto-seguro talvez fosse a mais recomendada economicamente, no entanto, como as responsabilidades da empresa que irá produzir os campos normalmente são amplas e genéricas, é recomendável e prudente a contratação de seguros, especialmente no caso dos CPCR's onde os ativos pertencem à empresa concessionária e por tanto contratante dos serviços. Em caso de sinistro, a discussão da reparação dos danos é um potencial desgaste adicional para empresa contratada que, já estando numa situação desconfortável dado a existência de um sinistro, terá este desconforto agravado nesta discussão, principalmente se o sinistro foi decorrente de uma falha operacional.

A participação e a aprovação da concessionária quanto aos valores contratados para a cobertura dos seguros, especialmente quanto a cobertura dos ativos, minimizará desgastes em caso de sinistro com os estes ativos.

¹⁴ Informação retirado do relatório anual 2005 da companhia, do capítulo gestão de riscos.

A inclusão de novos campos ou ativos numa apólice já contratada tem um custo marginal e reduzirá muito os custos com seguros da empresa que tenha cobertura de seguro similar.

◆ **As questões de financiamentos.**

Enquanto perdurar as questões macro-econômicas brasileiras e as altas taxas de juros, dificilmente o setor produtivo poderá contar com um financiamento do setor bancário em bases aceitáveis.

Além dos altos juros, os níveis e a qualidade das garantias exigidas são elevados, sendo a tal ponto restritivas que justamente só são capazes de atendê-las aqueles que não precisam do financiamento.

Uma opção plausível seria através de instituições bancárias públicas de fomento (BNDES, Banco do Nordeste, etc.) que dispõe de recursos do Fundo Constitucional do Nordeste (FNE) e do Fundo de Desenvolvimento do Nordeste (FNDE) ou as instituições bancárias adaptando suas linhas de crédito hoje existente para o setor de petróleo e gás natural para a realidade de campos maduros com acumulação marginal. Formatando, por exemplo, um *project finance* com um fluxo de caixa acreditado também pela ANP e com a garantia adicional que os recebíveis do tomador necessariamente sairão do caixa da PETROBRAS, único cliente comprador de óleo no país, que por si só contribui para a diminuição do risco da operação.

Outra possibilidade, porém um pouco mais complexa, seria a criação de fundo para investimento em projetos de revitalização de campos maduros com acumulação marginal, inclusive com a participação de cotas do FGTS, etc.. Seriam destinados aos projetos de revitalização de campos maduros com acumulação marginal aprovados pela ANP, cujos direitos de produção tenham sido adquiridos junto a esta Agência. Este fundo seria administrado por uma instituição financeira, por exemplo o Banco do Nordeste ou mesmo através de qualquer outra entidade que venha a ser vencedora de uma eventual licitação feita pela ANP para este fim.

Os impactos deste quesito em função das modalidades de contratação existentes, são os seguintes:

◆ No CPR, a questão do financiamento não é crítica, pois não há desembolso imediato para adquirir o direito de executar o contrato.

O bônus de participação é diluído ao longo do contrato, por exemplo, assumindo a responsabilidade pelo abandono de uma certa quantidade de poços inicialmente existentes no projeto e que deveria ser feita pelo concessionário.

Este abandono dos poços, só se iniciará quando justificado tecnicamente e aceito pelas duas empresas.

Isto permite que o operador aplique seus recursos diretamente no investimento para o projeto de revitalização dos campos.

◆ No formato de CONCAM, é necessário o pagamento antecipado do bônus de participação, antes mesmo da assinatura do contrato de concessão.

Neste caso, agravado pela exigência da ANP para a assinatura do contrato de concessão dos instrumentos garantidores do valor equivalente do PTI que acaba onerando ainda mais as necessidades financeiras do projeto, seja pelo custo da emissão do instrumento da garantia propriamente dita cobrado pela instituição bancária, seja pelo bloqueio das garantias reais requeridas, que na maioria das vezes são aplicações financeiras de recursos compulsoriamente feitas na instituição bancária emitente da garantia que ficam vinculadas ao instrumento garantidor.

Assim, neste aspecto, a modalidade CPCR leva muita vantagem na proposta de fomento de programas de revitalização de campos maduros com acumulação marginal.

◆ **As questões da comercialização da produção.**

Nos negócios formatados como um CPCR, não existe nenhuma dificuldade na comercialização da produção. Por trata-se de um contrato de serviço, sendo a titularidade da propriedade da produção detida pela concessionária, basta uma medição pura e simples dos volumes gerados pelo serviço objeto do contrato, obedecido os parâmetros contratuais para que possam ser faturados, não havendo burocracias ou entraves de qualquer ordem. Como a responsabilidade pela comercialização é da empresa concessionária e no Brasil, por enquanto, a empresa concessionária detentora de campos maduros com acumulação marginal, em quase a sua totalidade, é a PETROBRAS, a questão da comercialização da produção nesta modalidade contratual não apresenta nenhum problema, o que garante faturamento da receita da empresa operadora logo a partir da entrega da produção.

No entanto, no caso de venda de produção, como é o caso do CONCAM, as dificuldades burocráticas principalmente dentro do âmbito da PETROBRAS, única compradora da produção, pode atrasar muito o início da venda e por tanto da própria produção. Isto ocorre quando o contrato de compra e venda do petróleo e gás natural não foram previamente negociados e não estejam incluso na formatação jurídica do projeto de revitalização. Nos leilões para transferências de concessão de campos maduros, promovidos pela PETROBRAS, apesar das condições comerciais não serem as mais justas, os contratos de compra e venda da produção estavam inclusos na formatação jurídica do negócio..

Para os casos onde este contrato não foi negociado previamente, estes atrasos são compreensíveis do ponto de vista empresarial, pela falta de priorização e relevância para os negócios da PETROBRAS, já que os níveis de produção destes campos são irrelevantes da ordem de no máximo algumas centenas de barris/dia.

O órgão da PETROBRAS responsável pela compra de petróleo e gás natural exige, para atender uma solicitação das refinarias, que a produção seja entregue através de uma das facilidades de uma das Unidade de Negócios (UN's) do seu departamento de Exploração e Produção (E&P). Obviamente o encaminhamento deste assunto não é prioridade das gerências destas UN's.

Deve-se considerar também, que existem tarifas associadas ao serviço de estocagem e transporte que será prestado pela PETROBRAS e que as empresas produtoras praticamente são obrigadas a aderir, pois inexistente negociação, uma vez que a PETROBRAS é o único comprador plausível para este nível de produção.

As condições comerciais estabelecidas no contrato de compra e venda de óleo também são impostas pela PETROBRAS, dada a discrepância do poder de negociação entre as partes.

Conforme relatado pelos seus diretores, nos primeiros contratos negociados pela Petrorecôncavo e pela Marítima com a PETROBRAS para venda da produção de petróleo advindo de suas concessões, foi estabelecido um valor mínimo e um valor máximo para a referência de preço contratual que é a *commodity* Petróleo *Brent* e da mesma forma para a cotação do cambio do dólar. (BRASIL ENERGIA, 2004).

Esta cláusula, foi finalmente retirada dos novos contratos de compra e venda pois eram por demais abusivas. No entanto, efetivamente a única obrigação legal

irrefutável da PETROBRAS é o transporte da produção, dada à lei do livre acesso aos dutos, mediante pagamento de tarifa acordada entre as partes. Apesar das imposições da PETROBRAS, ela faz mais que a legislação lhe obrigaria, sem o que, em alguns casos, não seria possível a entrega da produção.

Este é um exemplo claro que para haver desenvolvimento desta atividade, a ANP deverá intermediar assuntos como este ou até pré-negociar as condições com a PETROBRAS e incluir um contrato de compra e venda da produção nos editais de licitação dos campos, para facilitar inclusive a licitação das áreas.

Outra dificuldade relevante é a necessidade de fazer um tratamento da produção para atender as especificações da refinaria. Normalmente, até pela idade dos campos, a sua produção tem teores de água e salinidade superiores ao estabelecido nas especificações aceitas pela refinaria.

Considerada, na maioria dos casos, a pequeníssima produção destes campos e a eventual ausência de facilidades para armazenar e tratar a produção, isto acaba sendo outro limitador sério para início da produção e das vendas, por demandar investimentos que não são compatíveis com estes níveis de produção.

A APPOM, vêm realizando gestões junto a PETROBRAS no sentido de negociar um contrato coletivo de compra e venda da produção e tentando viabilizar a implantação de estação de tratamento de uso coletivo.

Concluindo, na questão da comercialização da produção a vantagem da formatação do CPR é grande, pois ela tem início imediato e nenhuma burocracia.

No caso da formatação do tipo CONCAM, não tendo o concessionário uma facilidade disponível que seja capaz de tratar a produção será então necessário formalizar 02 contratos (um para compra e venda de óleo e gás natural e outro para tratamento, armazenagem e transporte), com órgãos diferentes na PETROBRAS com as dificuldades negociais colocadas, além de depender da existência de ociosidade na capacidade de armazenamento e tratamento nas instalações da PETROBRAS.

◆ **As questões da transição.**

Outro aspecto relevante é o tempo de resposta dos projetos de revitalização dos campos maduros com acumulação marginal de acordo com estas duas possibilidades contratuais.

Da forma como é formatado o CPCR, sendo tipicamente um contrato de parceria, os resultados da iniciativa são imediatos pois os recursos financeiros não são investidos na aquisição dos direitos de produção, a questão ambiental bem equacionada, faltando apenas insumos básicos para revitalização do tipo SPT, bombas, tubos , etc.. O insumo que não é possível ser obtido no curto prazo pelo novo operador pode ser estabelecido um período para a transição, onde a concessionária fornece e o operador arca com os custos da reposição.

Já no caso do CONBT, o exemplo dos campos inseridos no BTREC 10, o início efetivo da revitalização dos poços não se deu antes de 12 meses como já foi dito, pelas dificuldades regulatórias, ambientais, falta de disponibilidade de energia, dificuldades de identificação dos superficiários das áreas onde se localizavam os poços, etc.

A mesma situação ocorre nos CONCAM gerados nas licitações da ANP com campos com acumulações marginais.

5.2. Dificuldades operacionais.

Como as características das operações são muito similares nas duas modalidades de contratação anteriormente descritas, as dificuldades operacionais são praticamente as mesmas.

Existe uma ligeira vantagem para o caso da CPCR, pois no período de transição negociado entre as partes, onde normalmente a empresa contratante do serviço (concessionária), por ser parceira do negócio e de acordo com os termos contratuais estabelecidos, pode auxiliar na obtenção de insumos indispensáveis à produção.

A seguir, relata-se as experiências com as dificuldades operacionais para o desenvolvimento deste negócio que por ser emergente, enfrenta ausência de mão de obra especializada, de um mercado fornecedor de serviços e produtos compatível com seu porte e customizado para atendê-lo.

Algumas destas dificuldades são críticas para o sucesso do projeto e a quantidade mínima de poços pode facilitar o equacionamento de uma solução.

◆ A qualificação da mão de obra.

Até pouco tempo, os únicos empregadores desta atividade no país eram a PETROBRAS e as empresas terceirizadas que lhe prestavam serviços.

Neste cenário, as empresas preparavam seus recursos humanos através de treinamentos teóricos e o treinamento práticos em serviço ou através de estágio.

São necessários alguns meses e até anos de treinamento para que sejam preparados os recursos humanos especializados, uma vez que tais recursos humanos não são fáceis de serem encontrados prontos e disponíveis no mercado.

Este trabalho, concentra-se nas especialidades onde é indispensável a contratação direta de profissionais como empregados próprios, pois para os casos de serviços contratados de terceiros este problema passa a ser da empresa prestadora do serviço.

Para facilitar o entendimento, divide-se este assunto em duas categorias distintas: os cargos de nível superior (NU) e os cargos de nível técnico (NT).

- Nível superior (NU)

Aqui estão inclusos as especialidades de Engenharia, Geologia e Administração.

Existem no Brasil algumas universidades e cursos que formam engenheiros e geólogos de petróleo. No entanto, nos casos dos profissionais iniciantes, é necessário um tempo de aprendizado e treinamento para capacitá-los.

Para a especialidade de engenharia é necessário, no mínimo, 01 ano de experiência no campo para que o profissional iniciante possa sob supervisão de um profissional experiente, começar a desempenhar suas funções com relativa autonomia. Já para a Geologia, este período é maior, de pelo menos 02 anos para que, sob supervisão o profissional iniciante comece a desenvolver seus trabalhos.

Especial dificuldade é encontrada na área de segurança e meio ambiente, pois para formar este tipo de mão de obra são necessários muitos anos de experiência, especialmente por ser uma atividade onde existem operações de risco.

Na área administrativa, apesar da especificidade dos assuntos afetos à área de petróleo não ter uma demanda muito grande, não existem cursos de graduação específica nem cursos de especialização de administração voltada para área de petróleo.

Através de seminários e treinamentos específicos de curta duração é possível treinar um profissional para atender as necessidades administrativas da área de petróleo.

No entanto, para os profissionais desta área que venham atuar na área de suprimentos, a experiência específica na área de petróleo é elemento crítico para o bom andamento das operações. Existe uma diversidade enorme de equipamentos e ferramentas específicos com denominação própria, que causa estranheza aos leigos tais como: árvores de natal, porco, copos de pistoneio, pescaria , etc.. Além do anglicismo que campeia no vocabulário técnico de petróleo: *packer, pipe-rack, tubings, casing* , etc..

Para atender as necessidades das especialidades demandadas, torna-se indispensável a existência, na empresa, de um núcleo de profissionais experientes que possa desenvolver uma nova geração de profissional e portanto, uma estrutura de pessoal inicial maior do que a efetivamente necessária.

Deve-se considerar uma política agressiva de remuneração dos profissionais, pois como foi dito anteriormente, dada à carência de mão de obra existente no país, existe sempre a possibilidade de algumas baixas que normalmente ocorrem quando o profissional já cumpriu sua fase inicial de treinamento e começa dar resultados.

- Nível técnico (NT).

Até pouco tempo atrás, não existia no país entidade voltada para o treinamento visando à capacitação técnica deste nível de mão de obra para atender as necessidades da área do petróleo.

Situação que obrigava as empresas entrantes, recorrer à mão de obra aposentada da própria PETROBRAS ou contratar os empregados de empresas de serviços, que em ambos os casos, poderiam trazer algumas desvantagens quanto à capacitação e ou produtividade destes recursos humanos, especialmente considerando-se a natureza do trabalho que neste nível é basicamente de campo.

A ANP contribui para a criação de curso preparatório através de convênios com algumas instituições ou outras iniciativas autônomas de outras entidades que iniciaram cursos de preparação de operadores para a área de petróleo, que irá abreviar o processo.

As demais especialidades demandadas pela área de petróleo, como mecânicos, eletricitas, instrumentistas, etc. são menos críticas, pois a maioria dos princípios de funcionamento dos equipamentos utilizado nas operações em campos de petróleo são conhecidos dos profissionais experientes sendo por tanto a capacitação mais fácil e rápida.

◆ **O mercado fornecedor de serviços.**

Neste item, o trabalho descreve os serviços tidos como nobres e especializados, que estão relacionados com a atividade de revitalização dos campos maduros com acumulação marginal e as dificuldades encontradas na sua contratação. As necessidades demandadas pelos projetos de revitalização dos campos não se limitam a esta gama de serviços apresentada.

Alguns dos serviços demandados ficaram fora do escopo do trabalho por não apresentarem dificuldades na sua contratação e por não serem serviços específicos para o fim do projeto de revitalização, pois são de uso geral tais como: serviços de vigilâncias, terraplenagem, capina de vegetação, transporte de óleo, inspeção de equipamentos, etc..

De um modo geral, fornecedores de serviços das especialidades relativas aos projetos de revitalização estão disponíveis no Brasil. Tradicionalmente, os contratos de fornecimento contínuo do serviço de média duração, normalmente 02 (dois) anos.

Este prazo de contrato foi, em grande parte, formatado para atender as demandas da PETROBRAS, grande contratante de serviços aqui no Brasil, que até recentemente era o único cliente deste mercado.

Em função desses contratos, as empresas que executam os serviços dispõem no Brasil de equipamentos e equipes técnicas com pouca ou nenhuma ociosidade a ser contratada.

Além disto, como normalmente para cada especialidade de serviço demandado, atuam no país um pequeno número de empresas, existe pouca concorrência entre os prestadores de serviços. Num mercado oligopolizado e com poucas disponibilidades como este, as empresas fornecedoras têm exigências de preços e condições comerciais que nem sempre são possíveis de serem aceitas por uma pequena empresa para atender num projeto com acumulação marginal.

Situações piores do que a descrita, são aquelas onde nem se quer são apresentadas propostas pela empresa prestadora de serviços, sob argumento de falta de disponibilidade do equipamento.

Neste cenário, assume importância vital o tamanho do projeto de revitalização (quantidade de poços). Ao tamanho do projeto corresponderá a uma determinada demanda de serviços que permitirá ou não a utilização em termos contínuos do

serviço ou equipamento, justificando assim a contratação por um prazo razoável ou até mesmo a compra do equipamento para ser operado pela própria empresa.

O que vale dizer que empreendimentos com poucos poços como, por exemplo, os arrematados pela empresa W.Washington no 1º leilão de transferências de concessões promovido pela PETROBRAS em 2002, o próprio projeto “campo-escola” e aqueles licitados pela ANP nas rodadas de campos com acumulações marginais, têm enormes dificuldades para viabilizar a execução de determinados tipos de serviços.

A Alternativa para contornar este problema é a tentativa de compartilhamento de contratos coletivos que vem sendo buscado pela APPOM.

A seguir trata-se, item a item, dos serviços mais relevantes para que sejam precisos os comentários apresentados no trabalho, como se seguem:

- Serviços de sondas:

Este é o principal insumo para produção e revitalização de campos maduros com acumulação marginal sem o qual nada poderá ser feito no poço para reativá-lo e otimizá-lo ou mesmo para manter sua produção. As intervenções nos poços mesmo que seja apenas para a substituição do método de elevação ou troca de bombas, de hastes ou tubos, etc., sempre é necessária a utilização de uma sonda.

É impossível um caso de sucesso em projetos de revitalização de campos maduros com acumulação marginal onde não esteja garantida a disponibilidade de sondas.

A falta de disponibilidade de sonda para atender as intervenções requeridas pelos poços é também uma das razões para a baixa performance do campo quando operado por empresas maiores, uma vez que o que define as prioridades das intervenções demandadas (a chamada “fila de poços parados aguardando sonda”) são os VPL’s (Valores Presentes Líquidos) destas intervenções.

Estas áreas por serem de produção economicamente marginal ficam sempre no fim desta fila e, muitas vezes, demoram meses para serem atendidas as intervenções necessárias para recolocar o poço em produção dada a relativa baixa atratividade econômica da intervenção, já que naquele dado momento existem poços mais atrativos em outros campos para onde deve ser priorizado o recurso “sonda”.

A partir da entrada de uma empresa menor, o universo de avaliação das intervenções é restringido a estes campos com acumulação marginal, estas intervenções não mais concorrem com intervenções em outras áreas onde a produção não era marginal.

Esta alteração na priorização do atendimento às intervenções contribui para o sucesso de projeto de revitalização dos campos por reduzir o *downtime* dos poços.

Uma das principais causas do sucesso da Petrorecôncavo foi a pronta disponibilização de uma sonda em regime contínuo de 24 horas. A quantidade de poços do projeto permitiu absorver integralmente uma sonda trabalhando continuamente nesta área desde o primeiro momento da vigência do contrato para atender as intervenções nos poços daqueles campos atingidos pelo CPR.

A empresa Marítima, em função das dificuldades encontradas para contratação deste serviço, optou pela compra do equipamento visando garantir a disponibilidade deste indispensável serviço.

A empresa W. Washington, dado ao pequeno número de poços de seu projeto não conseguiu sequer viabilizar a utilização contínua do equipamento e ficava inteiramente dependente de oportunidades e gentilezas de outras empresas para executar as programações necessárias aos seus poços.

Para garantir a disponibilidade de sonda, um bom dimensionamento da quantidade de poços do projeto é de fundamental importância.

Dada a situação de mercado (olipolizado e com baixa disponibilidade) normalmente não são aceitas pelos fornecedores deste tipo de serviço a contratação do serviço da intervenção tipo *turn-key* ou uma programação curta para poucos poços, que quando oferecem esta possibilidade são elevados os custos.

As empresas fornecedoras preferem contratos contínuo com prazo de pelo menos um ano baseado em tarifas horárias, o que faz com que caso não haja trabalho para a sonda, a empresa contratante dos serviços deverá pagar uma taxa horária mesmo que não esteja sendo utilizado o equipamento disponibilizado para o contrato, assegurando um faturamento mínimo mensal para prestadora de serviço, o que devido ao seu valor pode inviabilizar a contratação nestes moldes.

Portanto, é indispensável que os projetos de revitalização de campos maduros com acumulação marginal sejam formatados num tamanho que viabilize a sua operação e reduzam as chances de fracasso do projeto ou que as empresas

concessionárias façam contratações para uso coletivo. Para tal é indispensável que este tamanho viabilize pelo menos a ocupação de uma sonda em termos contínuos.

Como veremos a seguir o tamanho do projeto irá também facilitar a contratação de fornecimento de outras especialidades de serviços e materiais.

É recomendável que este número mínimo de poços dos projetos seja de pelo menos 150 poços ativos. Baseado numa taxa de falha de 01 ano para cada poço e a duração média de 24 horas nas intervenções para manutenção dos poços, esta quantidade de poços viabiliza a operação contínua de 01 sonda, trabalhando pelo menos, 12 horas por dia de segunda a sábado.

Salvo alterações futuras neste mercado, os atuais fornecedores deste serviço pelos motivos que indicados anteriormente não oferecem a possibilidade de contratação dos serviços por 12 horas por dia ou quando o fazem, a redução do desembolso mensal desaconselha esta alternativa. Para esta quantidade mínima de poços é recomendável considerar a possibilidade de utilização de equipamento próprio como fez a empresa Marítima.

- Serviços especializados (canhoneio, fraturamento, acidificação, cimentação, teste de formação).

Estes também são serviços indispensáveis para um projeto de revitalização de campos maduros com acumulação marginal. São necessários para otimização da produção e para a reabertura de um poço, a depender das demandas técnicas desta reabertura. Apesar de alguns deles não serem usados em larga escala devido ao seu alto custo e a baixa economicidade dos projetos.

Estes serviços são cobrados de acordo com uma lista de preços específica para cada produto ou serviço a ser aplicado no poço, portanto o faturamento do serviço é de acordo com que foi aplicado em cada trabalho.

Dado ao custo de mobilização dos equipamentos que executam este tipo de serviço que normalmente são trazidos do exterior, estes fornecedores requerem contrato de longa duração (2 anos) assumindo a contratante algumas obrigações como garantia de faturamento mínimo, etc.

A maioria dos equipamentos disponíveis no Brasil está sob contrato com a PETROBRAS e para serem usados para outras empresas necessitam de sua autorização.

Alguns destes equipamentos que executam o serviço contratado pela PETROBRAS foram importados sob regime aduaneiro de admissão temporária, que os vincula diretamente ao contrato específico, não sendo aceito pela Receita Federal a utilização deles para qualquer outro fim.

Indiretamente, a quantidade de poços aumenta a quantidade de trabalho destas especialidades o que auxilia na tarefa de criar massa crítica para contratação dos serviços.

Mas a solução definitiva para este tipo de problema é atração de empresas de 2ª ou 3ª geração tecnológica com custos menores que possam atender às demandas nestas especialidades para campos com acumulação marginal.

Para estes tipos de serviços, a alternativa da execução com equipes próprias da empresa operadora é desaconselhada.

- Serviços de UCOQ (Unidade de Circulação de Óleo Quente).

Este é outro serviço indispensável para projetos de revitalização em campos maduros com acumulação marginal que tenham problemas de deposição de parafinas.

A solução ideal para este tipo de problema é a identificação de produtos químicos que inibam a formação de parafinas. Mas isto não é fácil de ser obtido. É necessário realizar diversos testes de campo e tentar diversas composições de misturas de produtos químicos até que seja alcançada o produto mais recomendável.

Alternativamente, utiliza uma unidade de UCOQ, que ao circular no poço, o petróleo aquecido, através de uma caldeira montada em cima de um caminhão, muitas vezes resolve-se problemas de perda de produção, pela remoção da parafina que obstruía a tubulação e ou os canhoneados da zona produtora. Esta obstrução fazia com que o poço estivesse sem produzir ou mesmo produzindo abaixo de sua capacidade.

O procedimento pode, em algumas situações, evitar a necessidade de intervenção com sonda nos poços.

Na falta deste serviço de circulação de óleo quente, potencialmente aumenta-se o custo de manutenção dos poços que tenham problemas com parafinas, pois o serviço feito com a sonda custará certamente algo em torno de 30 a 40 vezes mais.

Praticamente não existem prestadores de serviços capacitados e com equipamentos apropriados para prestar um bom serviço em áreas terrestres no Brasil.

Assim, caso o problema de parafina seja grave, a alternativa mais recomendada seria a operação própria do equipamento até por que não existe disponibilidade no país.

Desta forma é também necessário um número razoável de poços para justificar o investimento no equipamento que não é desprezível.

- Serviços de registro de nível de fluido, pressão e carga. (*Sonolog, wireline, dinamômetro*).

Serviços que contribuem no acompanhamento e controle de produção e possibilitam um bom gerenciamento dos poços e dos reservatórios.

Os equipamentos que os executam são importados e atualmente existem poucas empresas no Brasil habilitadas para realizar este trabalho.

Da mesma forma que nas outras especialidades, os fornecedores atendem as demandas da PETROBRAS através de contrato de média duração (normalmente 02 anos) e não tem equipamentos disponíveis no país para novas contratações.

A questão da quantidade de poços é mais uma vez decisivo para viabilizar a contratação destes serviços. Os fornecedores demandam contratos de prazo longo e necessitam de demandas de serviço que justifiquem a aquisição do equipamento podendo também ser considerada a alternativa de operação própria dos equipamentos.

- Inspeção e limpeza de tubos e hastes de produção.

Este é um outro item crítico para otimização dos custos das intervenções e dos projetos de revitalização de campos maduros com acumulação marginal. É recomendável que os tubos e hastes sejam reutilizados tantas vezes quanto possível.

O limite da reutilização destes tubos e hastes é estabelecido pela inspeção que, feita através de um equipamento específico, avalia o seu estado geral quanto à integridade das roscas das conexões, empenos, corrosão e furos, garantindo assim que eles não venham a falhar prematuramente em uma próxima intervenção em que forem usados, comprometendo a continuidade de produção e requerendo uma outra nova intervenção num pequeno intervalo de tempo.

Nas operações para produção de poços, em terra, o principal custo é o incorrido com o tempo de intervenção da sonda e a perda de produção durante o período onde o poço ficou sem produzir.

Para otimizar os custos da operação é indispensável que as intervenções com sonda sejam bem projetadas, os equipamentos, a serem descidos no poço, estejam em bom estado e a intervenção seja executada eficiente e eficazmente.

A reutilização criteriosa de tubos e hastes reduz significativamente os custos operacionais, pois a relação entre o custo de inspeção e recuperação destes insumos e o custo de um item novo é da ordem de 30 vezes.

A inspeção de tubos e hastes é também um bom ponto de verificação da qualidade dos trabalhos executados pela sonda, pois quando bem gerenciado, permite o rastreamento de eventuais erros operacionais das equipes da sonda por apertos excessivos nas conexões e danos indesejáveis no corpo dos tubos e das hastes, que precocemente os inutiliza e são causas de falha de poços.

Existem empresas disponíveis e habilitadas no Brasil para realizar este trabalho, no entanto como o equipamento deve ficar próximo aos campos, mobilizá-los para estas regiões requer um número mínimo de tubos que justifique a mobilização, o que mais uma vez recomenda uma quantidade mínima de poços por projeto.

- Serviço laboratorial de análises químicas.

É recomendável dispor de um pequeno laboratório localizado no campo que seja capaz de realizar as análises de BSW e salinidade, que são as características especificadas para a entrega da produção de óleo. O que auxilia nas transferências de petróleo, certificando de imediato a conformidade da produção estocada e tratada evitando perda de tempo com deslocamentos das amostras para outro local onde eventualmente se localize o laboratório.

As transferências de óleo obedecem a uma programação que envolve outros campos e outros agentes que compartilham da mesma infra-estrutura de oleodutos, assim este laboratório de campo ajuda a cumprir a programação principalmente quando ocorrem problemas no tratamento do petróleo.

Mais uma vez é necessário uma quantidade de poços que justifiquem e atraiam empresas especializadas neste tipo de serviço.

- **Compressão de gás natural.**

Este é outro serviço essencial para a revitalização de campos maduros com acumulação marginal, produtores de gás natural, pois normalmente eles necessitam de compressão para produzir em vista da sua baixa pressão natural.

Atualmente, o mercado oferece diversos tamanhos e modelos de compressores que podem atuar até mesmo em baixíssimas vazões.

Existem compressores compactos que são instalados nas cabeças dos poços, recomendados para baixas vazões. Estes modelos são simples podendo ser operado pelos próprios operadores do campo.

As instalações maiores, que centralizam a compressão de diversos poços ou campos, demandam uma operação mais sensível e complexa. É preciso ter cuidado extremo com estas unidades, por causa da inflamabilidade e explosividade do gás natural. Erros e falhas operacionais implicam em acidentes graves. No Brasil, existem pelo menos 3 empresas estrangeiras que atuam no mercado terrestre, no entanto é necessário um volume mínimo de gás natural (100 a 200 Mm³/dia) que justifique contratá-las.

Uma alternativa que pode ser levando em conta é a compra ou *leasing* da unidade e a contratação do serviço de Operação e Manutenção (O&M) da unidade de compressão.

◆ **O mercado fornecedor de material.**

O capítulo refere-se aos materiais de uso específico na indústria do petróleo e que sejam críticos para o desenvolvimento dos projetos de revitalização de campos maduros com acumulação marginal.

Da mesma forma que o mercado fornecedor de serviços, o grau de concorrência neste mercado é baixo. No entanto, a exposição das empresas demandantes de material aos abusos dos fornecedores é menor dada a possibilidade da sua importação ou pelo menos da obtenção de um preço de referência, uma vez que importar e especificar materiais é menos complexo do que serviços.

A baixa concorrência também se dá em função da forma da contratação com que a PETROBRAS realizou suas compras no passado visando otimizar seus custos

de aquisição de material. As compras são feitas pela PETROBRAS, em grandes lotes, com entregas programadas ao longo de um determinado período de tempo.

Desta forma, aqueles fornecedores que não eram vencedores nas licitações teriam de aguardar os próximos processos de compra para tentarem uma nova oportunidade para fazer o fornecimento. Assim, o mercado acostumou-se a trabalhar sob encomenda e para compras de grandes quantidades, praticamente inexistindo as *supply-houses* que disponibilizam os insumos básicos com entregas imediatas até para pequenas quantidades, como existe em outros países.

Para contornar os problemas, as operadoras necessitam se adaptar à essas condições e necessitam investir para criação de estoques estratégicos para evitar perdas de produção. Para operações muito pequenas, o estoque requer um volume razoável de investimento dado à diversidade de itens necessários para manter um bom índice de continuidade operacional dos poços, por isso que, também aqui, é recomendável um número razoável de poços.

A seguir, apresenta-se as características de mercado dos itens mais relevantes:

- Tubos de produção.

Existe no Brasil um único fabricante de tubos que atende também a pequena quantidade (+/- 1.000 tubos), mas é preciso razoável planejamento de compras, pois seu prazo de entrega é em torno de 100 dias. Para pequenas quantidades a alternativa de importação é mais dispendiosa e demorada. Por causa disto é indispensável a criação de estoque de tubos para garantir a continuidade operacional.

No entanto, também é possível e recomendado reutilizar os tubos retirados dos poços depois de inspecionados e limpos, mas sempre será necessário adquirir alguns tubos novos para repor aqueles que eventualmente não tenha sido recomendada sua reutilização.

- Bombas de fundo, obturadores e outras ferramentas de fundo.

Existem pelo menos dois fornecedores instalados no Brasil que atendem demandas deste tipo material. Tais fornecedores cobrem grande parte das necessidades de um operador de campo maduro terrestre oferecendo inclusive serviços de reparos dos equipamentos.

No entanto, melhores condições comerciais e suporte serão obtidos a depender do porte da operação.

A compra isolada deste tipo de material requer um bom planejamento já que a produção é feita sob encomenda e normalmente é solicitado prazo de entrega de até 120 dias a depender do tipo e do modelo do material.

Uma boa negociação e estabelecimento de contratos para fornecimento regulares permitem reduzir as dificuldades.

Para viabilizar este tipo de contrato também é indispensável uma massa crítica de poços que permita, por exemplo, o fornecedor fazer um comodato dos itens mais utilizados no almoxarifado da empresa compradora.

- Hastes de bombeio e seus acessórios

O mercado brasileiro é abastecido em grande parte por importação do mercado argentino, cujo fabricante trabalha sob encomenda e normalmente o prazo de entrega é de 90 dias.

Como em todo processo de importação, são normais atrasos e dificuldades de transporte e logística para o recebimento do material. Sendo recomendado que haja investimento em estoque destes insumos, devendo ter sempre pelo menos hastes dos 03 diâmetros mais usuais nestes campos maduros com acumulação marginal ($1/2''$, $3/4''$ e $5/8''$) e da mesma forma reutilizar as hastes depois de inspecionadas.

- Unidade de bombeio mecânicos e cabeçotes de BCP.

É possível adquirir unidades de bombeio mecânico no Brasil, mas os modelos maiores para poços mais profundos é preciso importar.

Para as unidades de BCP existem fabricantes no Brasil que atendem sob encomenda e com prazo de entrega de aproximadamente 90 dias a depender do modelo.

- Equipamentos e materiais para projetos de injeção de água.

Como normalmente a produção de água, em campos maduros, é relativamente alta, é necessária a instalação de um sistema de injeção de água próximo às facilidades de armazenamento da produção bruta, pois o custo do transporte da produção bruta é oneroso, em função do BSW do óleo e da distância do transporte para o descarte.

Devido à salinidade da água produzida e às pressões de injeção requeridas são necessárias bombas e tubos especiais, o que faz com que não seja um projeto barato, tornando-o inviável para uma quantidade pequenas de poços. Estes materiais são importados e são fabricados sob encomenda o que demanda pelo menos 06 meses para recebimento aqui no Brasil. Além do descarte da água de forma ambientalmente sustentável, a injeção da água produzida, desde de que bem projetada, auxilia na produção de petróleo.

A água injetada faz praticamente uma varredura no reservatório empurrando uma frente de óleo para um poço produtor mais próximo.

◆ **A questão dos roubos.**

Na região da bacia do recôncavo baiano, a questão de roubos é crítica. Na experiência do autor, nos projetos de revitalização de campos maduros realizados pela Petrorecôncavo existiram centenas de ocorrências de furto de diversos materiais e até mesmo de petróleo bruto.

As ocorrências de furtos de materiais na locação dos poços, tais como cabos, motores, transformadores e até postes para a rede elétrica não raramente interrompem a produção e ao longo do ano de 2005, somente nas operações da Petrorecôncavo alcançou uma ocorrência a cada 5 dias (CUNHA, 2006).

Ocorrem furtos também de trechos de tubos das linhas de escoamento da produção, de óleo diesel para abastecer os motores onde não existe energia disponível , etc..

Pela falta de recursos das polícias locais, a empresa operadora obrigando-se a contratar empresa de segurança privada para fazer vigilância nestas áreas através de rondas com viaturas para tentar minimizar estes problemas onde a maior perda é a própria produção.

Operações muito pequenas inviabilizam este tipo de esquema de prevenção.

◆ **A disponibilidade de energia elétrica.**

A energia elétrica é um insumo básico e indispensável para acionar os motores dos equipamentos de elevação artificial que os poços destes campos requerem.

Como as locações dos poços ficam em área rural e remota, onde nem sempre são atendidas pelas redes de distribuição das empresas concessionárias de energia elétrica, é necessário utilizar trechos de rede elétrica de terceiros, proprietários rurais e ou da PETROBRAS que investiram na instalação destas redes para atender suas necessidades.

A utilização de rede de distribuição de terceiros requer uma anuência do proprietário da rede para que o concessionário de energia elétrica possa despachar a energia até a instalação consumidora.

Caso seja necessário construir uma extensão da rede de distribuição de energia elétrica existente, todos os custos serão de responsabilidade da empresa solicitante e o concessionário de energia elétrica exige que seja feita uma cessão desta rede para ela ficando esta com a obrigação de mantê-la.

Para ser possível a construção da rede de distribuição em áreas particulares é necessária a anuência do superficiário e a contratação de uma servidão administrativa sob uma faixa de terra onde será construída a rede elétrica para que seja possível dar-lhe manutenção.

Eventuais necessidades de subestação e transformação de voltagem da energia elétrica terão também seus custos absorvidos pela empresa solicitante.

Em termos práticos, é praxe os anuentes exigirem uma contrapartida em dinheiro para conceder a anuência sem a qual a empresa solicitante enfrentará dificuldades e maiores perdas de tempo para fazer a eletrificação solicitada.

Considerando os percalços do processo de eletrificação são necessários entre 03 e 06 meses para obter-se o fornecimento da energia elétrica.

As alternativas de utilização de motores a diesel ou geradores diesel para fornecer energia aos equipamentos de elevação artificial, além de serem mais custosos são prejudicadas com a incidência de roubos do óleo diesel nestas áreas remotas.

Os motores movidos a gás natural ou as microturbinas à gás ainda são de custos elevados e muito sensíveis às condições de campos.

Nesta questão específica, o fato destas bacias maduras dispor de uma ampla rede elétrica de propriedade da PETROBRAS faz com que a modalidade de contratação CPCR seja mais vantajosa, pois o processo de fornecimento de energia

elétrica é mais célere e até mesmo o próprio atendimento do concessionário de energia elétrica uma vez que se trata de um cliente do porte da PETROBRAS.

◆ **A questão do armazenamento e tratamento da produção.**

No caso do petróleo, a produção necessita atender às especificações para que possa ser despachada para a refinaria. Na maioria das vezes, a produção precisa receber tratamento para atender os parâmetros de especificação. Para fazer o tratamento é necessário algumas facilidades como: separadores, caldeiras para geração de vapor, tanques para tratamento e armazenamento da produção bruta e tratada.

A produção poderá ser transportada via oleoduto ou por caminhão e ter seu tratamento centralizado em uma estação coletora. Sendo então tratada e depois transportada, através de bombas de transferência, via oleoduto para outras estações que centralizam a produção tratada de diversos campos e as envia para a refinaria.

O esquema poderá ser compreendido através do que está descrito na figura 5.1.

Assim, eventualmente quando existem campos adjacentes, o armazenamento da produção bruta é centralizado em estações coletoras maiores localizadas em um dos campos que normalmente é o maior produtor da região onde é feito o tratamento da produção para depois ser transferida.

Também podem existir configurações de coleta da produção que contemplem pequenos tanques capazes de armazenar 3 ou 4 dias de produção de um determinado campo. A produção é coletada e medida para em seguida ser transferida via oleoduto ou mesmo de caminhão para estações maiores.

Normalmente, os campos com acumulação marginal não dispõem de instalações capazes de garantir por muito tempo a continuidade da produção, devido a uma limitação de tancagem de armazenamento e a impossibilidade de realizar o tratamento da produção e o descarte de água produzida.

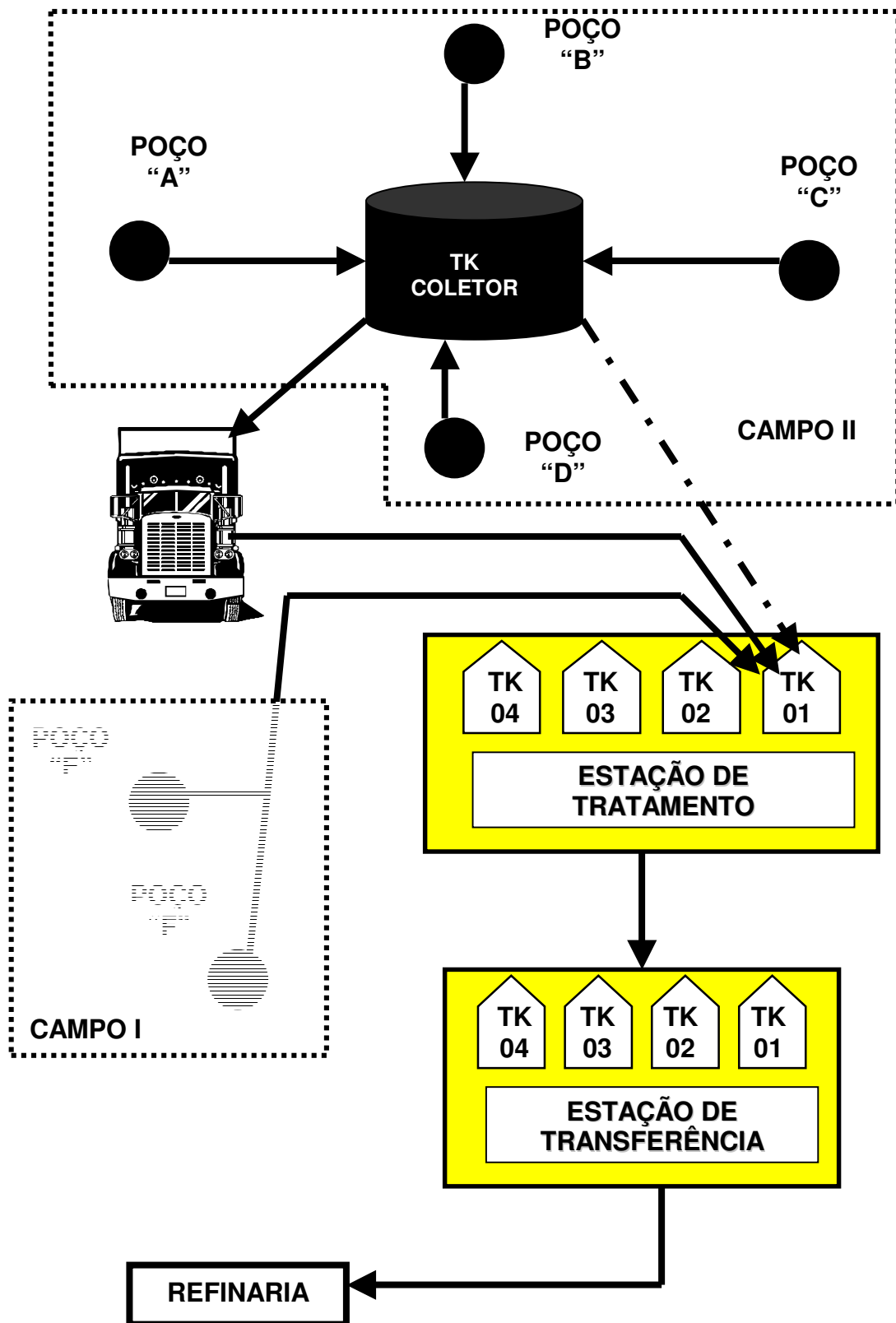


Figura 5.1 - Esquema de coleta de produção - Hipotético.

Para fazer a entrega da produção tratada até a refinaria são utilizados oleodutos e instalações de propriedade da PETROBRAS, mesmo no caso da empresa ser proprietária da concessão, sendo então imperioso que a empresa faça investimentos para ter capacidade de tancagem suficiente para o armazenamento da produção bruta e tratada, além de condições para fazer o tratamento. Isto é um grande problema para um volume pequeno de produção, pois os investimentos são relativamente altos e a PETROBRAS não tem demonstrado interesse em receber produção bruta para tratá-la.

Tal problema é inteiramente resolvido nos casos do CPCR, pelas razões já expostas anteriormente.

◆ **A questão de obtenção de dados dos reservatórios e históricos de produção.**

Eis outro aspecto onde a formatação jurídica do CPCR leva enorme vantagem em relação ao CONCAM.

Neste formato jurídico (CPCR), a concessionária é parceira no projeto de revitalização dos campos e normalmente a concessionária dispõe de dados técnicos anteriores à entrada da nova empresa, portanto existe facilidade em obtê-los e isto irá contribuir para aumentar a recuperação do reservatório e minimizar custos.

Nos casos onde a concessionária é a PETROBRAS, os dados disponíveis normalmente são em quantidade e qualidade bem razoáveis e de fácil obtenção, estando disponíveis nos escritórios no campo ou na sede da UN.

Todavia, na modalidade de contratação CONCAM, os dados de produção disponibilizados na fase do leilão são poucos e pobres.

Dados adicionais, se disponíveis no banco de dados da ANP, poderão ser adquiridos mediante pagamento de um valor bastante elevado tratando-se dos volumes produzidos por estes poços com acumulação marginal e os dados só estão disponíveis na sede da ANP na cidade do Rio de Janeiro.

5.3 – As estratégias propostas

Para que o cenário seja alcançado é indispensável um conjunto de ações que venham a fomentar o surgimento de diversas empresas menores, através de um programa de desenvolvimento da atividade.

As ações sugeridas, a serem adotadas para que o objetivo seja alcançado, são as seguintes:

5.3.1 - Definição de um gestor do programa de fomento.

Dado à dimensão e complexidade do tema é recomendável que seja criada uma gerência específica dentro do âmbito da ANP para criar e desenvolver um projeto focado no fomento da revitalização de campos maduros com acumulação marginal terrestre no nordeste brasileiro por onde nasceriam as pequenas empresas.

A criação desta gerência justifica-se pela necessidade de uma coordenação que possa avançar com o programa e atender os assuntos relacionados, para comprovar a necessidade, pergunta-se:

1. Qual o canal da Agência que a sociedade dispõe para este assunto?
2. Para quem deve ser dirigido as questões relacionados ao assunto ?.

Tem havido diversos debates e seminários nestes últimos anos e apesar dos avanços, o assunto ainda está, sem um gerente exclusivo, para onde possam ser endereçadas contribuições, demandas e encaminhadas as soluções para evitar que seja perdido o foco e fique disperso na estrutura da ANP, que tem atribuições de maior impacto na sociedade que acabam competindo com o avanço do tema. para falar deste assunto? O gestor do programa, além de interlocutor, seria o responsável pela implantação de uma política de fomento da atividade que o trabalho sugere que deveria constar de:

7. Estratégia para criação das oportunidades para novas empresas.

Este é um ponto chave para que possam ser consolidadas as novas empresas de pequeno porte, pois sem a continuidade de oferecimento de oferta de novas oportunidades nunca existirão novas empresas fortes. Deverão ser adotadas providências para que as empresas entrantes possam, desde que bem geridas, alcançando êxito nos seus projetos ampliar seu portfólio de projetos.

A maneira mais segura para garantir o sucesso das novas empresas é iniciá-las na atividade do setor petróleo através de um contrato tipo CPCR, pelas vantagens que apresenta em relação ao tipo CONCAM descritas no capítulo 5 e que foram sumarizadas num quadro comparativo entre CPCR e CONCAM em relação à criticidade das dificuldades dos projetos de revitalização - Tabela 6.1.

TABELA 6.1**Comparativo entre CPR e CONCAM****em relação à criticidade das dificuldades dos projetos de revitalização**

DIFICULDADES	CPCR	CONCAM	CRITICIDADE
♦ ATENDIMENTO A REGULACÃO ANP	MELHOR	PIOR	MÉDIA
♦ QUESTÕES TRIBUTÁRIAS	INDIFERENTE	INDIFERENTE	BAIXA
♦ OBTENÇÃO LICENCIAMENTO AMBIENTAL	MELHOR	PIOR	ALTA
♦ TRATAMENTO DE PASSIVOS AMBIENTAIS	MELHOR	PIOR	MÉDIA
♦ CONTRATAÇÃO DE SEGUROS	INDIFERENTE	INDIFERENTE	BAIXA
♦ FONTES DE FINANCIAMENTO	MELHOR	PIOR	MÉDIA
♦ PERÍODO DE TRANSIÇÃO	MELHOR	PIOR	BAIXA
♦ COMERCIALIZAÇÃO DA PRODUÇÃO	MELHOR	PIOR	ALTA
♦ QUALIFICAÇÃO DA MÃO DE OBRA	INDIFERENTE	INDIFERENTE	ALTA
♦ CONTRATAÇÃO DE FORNEC. DE SERVIÇOS DE:			
SONDAS	INDIFERENTE	INDIFERENTE	ALTA
ESPECIALIZADOS	INDIFERENTE	INDIFERENTE	ALTA
UCOQ	INDIFERENTE	INDIFERENTE	ALTA
REGISTROS DE POÇOS	INDIFERENTE	INDIFERENTE	MÉDIA
INSP. DE TUBOS E HASTES	INDIFERENTE	INDIFERENTE	MÉDIA
ANÁLISES QUÍMICAS	INDIFERENTE	INDIFERENTE	MÉDIA
COMPRESSÃO DE GÁS	INDIFERENTE	INDIFERENTE	ALTA
♦ CONTRATAÇÃO PARA FORN. DE MATERIAL:			
TUBOS DE PRODUÇÃO	INDIFERENTE	INDIFERENTE	ALTA
BOMBAS DE FUNDO	INDIFERENTE	INDIFERENTE	ALTA
HASTES DE BOMBEIO	INDIFERENTE	INDIFERENTE	ALTA
UB E CABEÇOTE DE BCP	INDIFERENTE	INDIFERENTE	ALTA
ITENS PARA INJ. DE ÁGUA	INDIFERENTE	INDIFERENTE	MÉDIA
♦ OCORRÊNCIA DE ROUBOS	INDIFERENTE	INDIFERENTE	MÉDIA
♦ OBTENÇÃO ENERGIA ELÉTRICA	MELHOR	PIOR	MÉDIA
♦ ARMAZ. E TRATAMENTO DA PRODUÇÃO	MELHOR	PIOR	ALTA
♦ OBTENÇÃO DE DADOS TÉCNICOS	MELHOR	PIOR	MÉDIA

Fonte: Gerada pelo autor

Para a hipótese de utilização dos contratos CPR, com alternativa para as novas oportunidades existem duas possibilidades:

- 1) A partir de iniciativa da PETROBRAS de oferecer ao mercado campos maduros com acumulação marginal onde seriam aplicados projetos de revitalização, pelos benefícios que esta possibilidade lhe traz.
- 2) A partir de uma regulamentação pragmática a ser criada pela ANP.

Considerando inicialmente a possibilidade dos CPCR's surgirem a partir de iniciativa da PETROBRAS, uma vez que esta alternativa gera benefícios relevantes para a estatal, tais como:

- Mantém a titularidade da concessão;
- Mantém a propriedade dos ativos;
- Mantém a titularidade sobre a produção;
- Libera-se do ônus do abandono dos poços inclusos no projeto;
- Libera seus recursos financeiros, materiais e humanos para outros projetos com maiores taxas de retorno;
- A depender da formulação de preços contratuais a serem pagos a empresa operadora pelos serviços prestados, cria um amortecedor relevante aos preços de mercado do petróleo produzidos pelo contrato;
- Amplia sua capacidade de produção;
- Mantém sua imagem institucional como geradora de benefícios sociais.
- Mantém os ativos em boas condições, sem custos nenhum para ela;
- Cria um *benchmarking* para suas operações localizadas na mesma região dos projetos de revitalização;
- Faz o pagamento da produção obtida em moeda nacional;
- Aumenta a produção dos campos, sem desembolsos de seus recursos;
- Melhora sua performance empresarial, pois seu custo operacional médio nestas regiões é maior que na bacia de Campos.

Este seria o caminho mais rápido para a criação destas novas oportunidades e portanto vale a pena que a ANP faça esforços e mantenha entendimentos junto a esta concessionária visando sensibilizá-la para que espontaneamente e sob a supervisão da ANP sejam geradas esta possibilidade.

A participação da ANP neste processo é importante para que possam ser implementadas medidas estruturantes que irão ajudar no desenvolvido do cenário proposto.

Independente da eventual oferta espontânea da PETROBRAS, é necessário que seja criada e implementada uma regulação pragmática para evitar que a performance de produção dos campos maduros com acumulação marginal dependam exclusivamente do concessionário e portanto fora do controle do ente regulador.

No próximo item deste capítulo, apresenta-se uma sugestão para esta regulação pragmática.

Além dos contratos de CPCR, outra possibilidade para entrada de novos agentes é a licitação de concessão de direitos para revitalização dos campos devolvidos à Agência.

A ANP tem adotado, em algumas licitações, o procedimento de incluir alguns destes campos nas licitações de blocos exploratórios em bacias maduras, mas este mercado de pequenas e novas empresas não se desenvolverá considerando apenas as oportunidades oferecidas através de leilões de blocos de exploração em bacias maduras. Mesmo com as facilidades que foram propostas para a 6ª rodada de licitações, os riscos e os investimentos foram considerados altos pelo mercado para este perfil de empresas e que mesmo que surgissem pequenos empreendedores dispostos a correr o risco, as possibilidades de sucesso são muito pequenas. As licitações de blocos exploratórios em bacias maduras seriam um segundo passo no processo de desenvolvimento de pequenas empresas, pois após já terem assumido operação de campos de baixa economicidade e promovido sua revitalização, teriam maiores chances de sucesso na atividade exploratória.

8. A regulamentação do uso racional dos recursos naturais.

O objetivo desta iniciativa seria evitar que campos maduros com acumulação marginal fiquem sendo subexplorados e dependam exclusivamente da decisão do concessionário revitalizá-lo.

A partir de determinados parâmetros que caracterizassem esta situação de subexploração seriam adotadas providências que facilitassem a introdução de uma empresa de menor porte para que esta concessão tivesse sua produção otimizada.

O procedimento permitiria a cobrança objetiva da otimização estabelecida na legislação sem, no entanto, causar nenhum prejuízo aos concessionários.

Obviamente, o ideal seria que o próprio concessionário identificasse as situações e oferecesse alternativas como a contratação de operadores de menor porte e fizesse a cessão da concessão ou mesmo devolvesse o campo a ANP, exercitando a complementaridade do modelo proposto e discutido anteriormente.

Mas, para evitar prejuízos para a sociedade, é que, se por qualquer razão, o concessionário não venha a tomar iniciativa, a ANP exercendo sua atribuição legal definida na lei 9.478/95, que lhe encarrega de “zelar pelo cumprimento das boas práticas de conservação e uso racional do petróleo, dos derivados e do gás natural e de preservação do meio ambiente”, estabeleceria um índice de utilização racional do potencial destes recursos minerais para avaliar, de maneira objetiva, se o concessionário está cumprindo o contrato de concessão, no tocante à otimização.

No texto da obrigação contratual existem pequenas variações as versões de contratos de concessão que foram assinados pelas concessionárias e a ANP entre as rodadas zero e a 7^a, mas que sempre esteve contemplada, estabelecendo em linhas gerais as regras de condução das operações.

Transcreve-se aqui os termos do contrato de concessão da rodada zero, firmado entre a ANP e a PETROBRAS, que diz:

“Diligência na Condução das Operações - 13.2 O Concessionário planejará, preparará, executará e controlará as Operações de maneira diligente, eficiente e apropriada, de acordo com as melhores práticas da Indústria do Petróleo, respeitando sempre as disposições deste Contrato e das leis, regulamentos e demais normas em vigor, inclusive aquelas sobre operações, emitidas ou que venham a ser emitidas pela ANP, e não praticando qualquer ato que configure ou possa configurar infração da ordem econômica. Com base nesse princípio, e sem com isto limitar sua aplicação, ficará o Concessionário obrigado a adotar, em todas as Operações, as medidas necessárias para a conservação dos Reservatórios e de outros recursos naturais, para a segurança das pessoas e dos equipamentos, e para proteção do meio ambiente, nos termos da Cláusula Vigésima, e a obedecer as normas e procedimentos técnicos, científicos e de segurança pertinentes, inclusive quanto a recuperação de fluidos, objetivando a racionalização da Produção e o controle do declínio das reservas.”

13.2.1 O Concessionário se compromete a empregar, sempre que apropriadas para a realização das Operações, suas experiências técnicas e tecnologias mais avançadas, inclusive aquelas que melhor possam incrementar o rendimento econômico e a Produção das Jazidas descobertas”. (grifo nosso)

Com a criação desta regulação estaria assim a ANP regulamentando aquilo que já é estabelecido nos contratos de concessão.

Esta regulação atenderia aos seguintes pontos:

- a) Definição da caracterização do perfil de campos a serem atingidos pela regulação;
- b) Enquadramento dos campos de acordo com este critério;
- c) Definição do critério de efetividade;
- d) Enquadramento dos campos quanto à efetividade;
- e) Descentralização do acompanhamento da performance de produção dos campos enquadrados no critério definido no item “a”.

A seguir, o detalhamento de cada uma destas etapas sugeridas:

a) Definição da caracterização do perfil de campos incluídos no programa.

Esta definição visa estabelecer critérios para enquadramento dos campos que estarão sujeitos ao acompanhamento específico deste programa.

O objetivo do programa é o fomento da atividade visando à maximização da utilização dos recursos naturais.

Serão incluídos no programa campos terrestres com acumulação marginal como a ANP através da portaria 279/03, estabeleceu o critério para atribuir esta denominação aos campos.

Nesta portaria, a definição de campos maduros é relativamente subjetiva, mas a definição de campos com acumulação marginal é precisa e clara.

Deverão estar sujeitos ao acompanhamento, os poços localizados em campos de bacias terrestres com produção inferior aos limites estabelecido na portaria 279/03 da ANP que definem a economicidade marginal.

Estes parâmetros poderão ser revistos a depender da amplitude que a ANP decida dar ao programa.

b) Enquadramento dos campos.

Definidos os critérios, seria feito o enquadramento de todos os campos terrestres para verificar se são atendidas ou não as condições estabelecidas para incluí-los no programa.

Seriam assim, identificados campos para cada bacia petrolífera sob os quais seria feito o acompanhamento quanto à efetividade de suas operações.

c) Definição do critério de efetividade de operações.

As informações, definidas adiante, necessárias para a avaliação seriam geradas pelo concessionário e poderiam ser auditadas pela ANP a qualquer tempo.

Sendo constada falta ou falha nas informações que viesse a comprometer a avaliação, estaria o concessionário passível de penalidades, inclusive multas, previstas na portaria que regularia a matéria.

A avaliação dar-se-ia pela verificação periódica (mensalmente) da situação de todos os poços incluídos dentro do *ring fence* dos campos enquadrados no programa e seriam classificados de acordo com os seguintes códigos e caracterização:

- (1) Poço produtor – quando efetivamente este poço for produtor de óleo ou gás natural;
- (2) Poço injetor – quando o poço for efetivamente injetor;
- (3) Poço inativo – quando o poço estiver sob estudo, aguardando análise técnica ou providências para retornar a ser produtor ou injetor, por um período superior a 30 dias;
- (4) Poço candidato a abandono – quando o concessionário optar pelo abandono, estando ainda aguardando autorização da ANP ou caso já esteja aprovado o abandono, aguardando qualquer outra providência;
- (5) Poço temporariamente abandonado – aqueles poços cujo abandono temporário foi autorizado pela Agência e efetivamente as operações visando seu abandono temporário tenham sido efetivadas;
- (6) Poço abandonado – quando o poço esteja definitivamente abandonado.

Dos poços classe (1), portanto somente aqueles indicados pelo concessionário como produtores, seria informado pelo concessionário o *downtime* de

cada poço no período e a ANP estabelecerá um limite máximo admissível para um *downtime* médio do campo que seria calculado pela média aritmética dos *downtime's* individuais de todos os poços produtores daquele campo no período avaliado.

Para estabelecer o limite máximo admissível de *downtime* é sugerido o seguinte:

Adotar um *MTBF*, que é o tempo médio entre duas falhas no poço, de 06 meses, metade do período normal para os campos da bacia do recôncavo baiano (Câmara, R, 2004).

Baseado na experiência do autor, uma intervenção em poços com este perfil é realizada em, no máximo, 5 dias.

E que se admita que o poço aguarde 30 dias para ser priorizada sua intervenção, chegamos então a um *downtime* máximo admitido de 20% pois o poço ficará sem produzir 35 dias em um semestre.

Desta forma aqueles campos que estejam com *downtime* médio maior que 20 % seria um indicativo de que o campo esteja sendo subexplorado e, portanto o concessionário não estaria atendendo ao disposto no contrato de concessão.

Para campos tidos como problemáticos, a ANP poderia aceitar outros valores de *downtime* desde que comprovada e, tecnicamente, os problemas operacionais justifiquem.

Aquele campo que tiver um *downtime* maior que o limite durante 02 meses consecutivos a qualquer tempo ou 03 alternados num intervalo de 12 meses, estaria sujeito, a critério da ANP, a ser submetido à alteração de operador preferencialmente mediante uma licitação tipo CPCR ou devolvido para Agência.

Essas medidas poderão ser restringidas ou flexibilizadas à medida que o mercado de novos operadores esteja sendo formado.

Para que estas medidas sejam adotadas, o campo estaria inquestionavelmente sendo mal gerido, pois seria necessário que houvesse pelo menos 02 repetições de indicadores mensais que caracterizam a baixa performance do operador.

Tal situação só ocorrerá se o índice médio de falha dos poços produtores for o dobro do normalmente aceito ou ocorrendo a falha o tempo médio de retorno à produção seja de mais de 35 dias.

Como esse indicador será um valor médio por campo, os efeitos de problemas localizados num determinado poço serão atenuados pela própria metodologia, não

restando dúvidas que esta seja uma indicação clara que operador esteja subexplorando determinado campo.

A ineficiência será em decorrência de problemas no projeto ou na execução das intervenções, que diminui o *MTBF* ou por um planejamento inadequado; pela ausência de recursos para manter a produção, que faz com que o tempo de retorno à produção seja superior aquele limite.

Como o acompanhamento sugerido só leva em consideração os poços produtores dos campos incluídos no seu escopo, é necessário limitar um percentual de poços inativos para evitar que os poços com alto *downtime* sejam indiscriminadamente classificados nesta categoria.

Sugire-se que na classificação de inativos não sejam aceitos mais do que 20% do total dos poços produtores. Ultrapassado o percentual limite por 02 meses consecutivos em qualquer tempo ou 03 alternados num intervalo de 12 meses estaria também demonstrada a baixa performance do concessionário na gestão do campo.

Como a produção de petróleo é sempre finita, poderá o concessionário justificar a transformação de um poço da classificação de inativo para a categoria de injetor, desde que aceite e aprovado pela ANP ou se for o caso, justificar tecnicamente o abandono do poço.

Uma vez proposto o abandono, a Agência teria um prazo para julgar a pertinência da propositura e caso não concorde autorizaria ao concessionário a adotar o procedimento descrito na portaria PANP25/02, para abandono temporário do poço que seria realizado às expensas do concessionário.

No entanto, no ato da propositura do abandono, o concessionário depositaria numa conta bancária vinculada ao campo para fins de abandono de poços, um valor correspondente ao custo de abandono definitivo do poço, objeto da propositura. Este valor seria proposto pelo concessionário e aprovado pela ANP. Caso este valor fosse revisto pela ANP, num prazo determinado, o concessionário deveria complementar o valor depositado.

Quando o abandono definitivo fosse aprovado pela ANP, o concessionário detentor da concessão no momento da aprovação da ANP, poderia utilizar os valores depositados naquela conta para realizar o abandono definitivo, podendo ser, inclusive, o concessionário que fez a propositura inicial do abandono.

Este mecanismo garantiria a possibilidade de revisão da proposta inicial do abandono do poço mesmo que feita por um concessionário anterior, sem que isto significasse a assunção da responsabilidade do abandono do poço por um subsequente novo concessionário.

Caso o mesmo concessionário que anteriormente tenha proposto o abandono definitivo resolvesse, tempos depois, reativar este poço, não seria possível fazer o resgate do valor depositado, o que inibiria a propositura prematura de abandono.

Na hipótese de não ser aceita pela ANP a propositura do abandono definitivo do poço, o valor depositado constituiria um fundo para abandono deste campo que estaria assim atrelado a esta concessão, inclusive transferido, se for o caso, quando da cessão da concessão ou revertido para um fundo administrado pela ANP para abandono quando da devolução dos campos a Agência.

Esta questão do abandono de poço será tratada mais adiante com maior profundidade no capítulo das medidas estruturantes.

d) Enquadramento dos campos quanto à efetividade.

Objetivo deste enquadramento é estabelecer quais campos daquela “família” inicial que seria submetida ao acompanhamento, estão enquadrados como subexplorados. Estes seriam os candidatos a se tornarem oportunidades para empresas menores assumirem sua operação.

A partir deste enquadramento, até a efetiva transferência da operação para outra empresa, o concessionário seria responsável pela operação destes campos.

Com os campos candidatos, seriam formados pacotes toda vez que fosse atingido uma quantidade mínima de poços, que permitisse a viabilização de uma operação independente e disparado o processo de substituição do operador, mediante licitação pública, tornando assim um processo transparente e contínuo, o que facilitaria o desenvolvimento destes novos operadores.

No capítulo 5 deste trabalho, foi sugerido que o número mínimo para viabilizar uma operação independente fosse de 150 poços, dada a necessidade que fosse gerada uma massa crítica suficiente para viabilizar contratação de serviços e de bens básicos. A quantidade mínima é de muita importância, pois do contrário aumentarão as dificuldades para que novo operador possa efetivamente desenvolver seu projeto de revitalização.

O novo operador estaria submetido a mesma regra de avaliação sendo, no entanto, recomendada que seja concedido um período de carência para que sejam passíveis das medidas estabelecidas na regulamentação sugerida.

e) Descentralização do acompanhamento da performance da produção dos campos incluídos no programa.

É fácil perceber que sem a descentralização do acompanhamento será impossível para ANP executar o programa, em função da amplitude do controle que deverá ser feito poço a poço e com periodicidade mensal.

Sugere-se o envolvimento dos escritórios regionais, das agências estaduais, das universidades e outras instituições públicas das regiões próximas destes campos para apurar e verificar as informações, reunidos um comitê executivo.

Quando da eventual caracterização de subexplorados os campos continuariam a serem explorados pela atual concessionária que manteria o mesmo sistema de informação dos indicadores. Este procedimento evitaria perdas de informação quando da transferência de operador.

Na sede da ANP seria então estabelecidos os critérios quanto à forma da transferência e observados os procedimentos necessários.

9. Medidas estruturantes para o fomento da atividade.

Dentre estas medidas, as mais relevantes são as seguintes:

- O perfil desejado para as novas empresas;
- A formatação dos CPCRs;
- Desenvolvimento de um programa de incentivos, vinculado a proposta de redução de royalties;
- A importação de equipamentos e
- A questão da responsabilidade pelo abandono dos poços;

A seguir o detalhamento dos pontos acima elencados:

10.a) O perfil desejado para as novas empresas.

Conforme definido anteriormente, um dos objetivos do programa é a consolidação da criação de pequenas e médias empresas nacionais para compor o cenário pretendido para o mercado brasileiro de petróleo.

Tornam-se, então, necessárias algumas salvaguardas para evitar desvios do conceito de pequenas e médias empresas brasileiras de petróleo. A primeira delas seria o estabelecimento de uma limitação da participação de capital estrangeiro, por exemplo, de no máximo 30% no capital destas empresas e que, no caso de consórcio, necessariamente a empresa operadora do consórcio, observe este mesmo limite na composição de seu capital e que detenha o controle do consórcio com participação de pelo menos 51%.

Como o objetivo é a atração de novos investidores, não deveria ser exigida experiência prévia na atividade de petróleo, mas a indicação dos técnicos com experiência na atividade que irão compor os quadros da empresa, notadamente o seu Diretor de Operações e a equipe técnica.

Para que fosse realmente possível atrair pequenas e médias empresas com capacidade financeira de atender o negócio, deveria ser limitado o capital social mínimo e máximo.

Os valores sugeridos são para o mínimo o equivalente a US\$ 200.000,00 e para o máximo o equivalente a US\$1.000.000,00.

b) A formatação dos CPCR's.

Como já visto no capítulo 5, o CPCR é a modalidade de contratação em que uma empresa estreante encontrará menores dificuldades e onde os resultados poderão aparecer mais rapidamente.

Esta é também uma alternativa justa para o concessionário detentor da concessão, que apesar de ter sido o responsável pela subexploração da jazida, permitirá que o concessionário mantenha a titularidade da concessão e poderá ainda ser remunerado pelo investimento que já havia feito para desenvolvimento do campo e, portanto, motivá-lo para participar do projeto de revitalização ainda que acessoriamente mas o suficiente para que repasse sua experiência no manejo daquele campo.

O procedimento proposto na regulação sugerida irá contribuir para que o concessionário faça esta transferência espontaneamente pois assim manteria a propriedade da concessão e ainda ganharia uma parcela da produção com custo muito inferior ao valor de mercado e próximo de seu próprio custo de elevação.

Nos casos em que a iniciativa da transferência seja do concessionário a maneira mais fácil e segura para que seja feita a escolha do novo operador seria uma licitação pública conduzida pelo concessionário e supervisionada pela ANP.

Evidentemente, nos casos em que o concessionário seja uma empresa privada, este processo licitatório público pode parecer um exagero, no entanto, devemos considerar que o principal detentor de concessões no Brasil é uma empresa estatal, que esta sujeita à determinados procedimentos legais para contratação e a licitação evitaria a possibilidade de argüição no futuro da nulidade destes contratos, caso fossem negociados de outra forma. Além desta imposição legal, estas concessões indiretamente envolvem recursos públicos, sendo portanto recomendável a adoção deste procedimento.

Apesar da licitação pública ser um processo relativamente demorado, garantirá ao processo igualdade de oportunidades e maior transparências, minimizando as possibilidades de favorecimentos indesejáveis.

Assim, seria o direito de executar os serviços de revitalização de campos de petróleo visando incrementar a sua produção, nos lotes de campos classificados como subexplorados, que seriam definidos pelo concessionário e aprovado pela ANP.

Os serviços licitados seriam executados mediante contrato nos moldes do CPCR com a opção futura de compra da concessão que poderia ser exercida ou não pelo concessionário, que esta promovendo a licitação da contratação dos serviços, em data estabelecida no edital.

No edital de licitação deverão constar os seguintes pontos básicos:

- Objeto da licitação.

O objeto da licitação seria a contratação de serviços especializados de operação e produção de campos de petróleo e gás natural, visando a revitalizá-los para obtenção de produção incremental, mediante os termos do contrato de serviços com opção de compra dos direitos da concessão nos termos propostos no edital.

- Habilitação das empresas.

Para habilitação dos eventuais interessados em participar da licitação, considerando os riscos destas operações e a própria motivação do programa, deverá ser observado o perfil definido no item “perfil desejados para as novas empresas” para a garantir o surgimento de novas empresas.

- Critérios de julgamento.

O critério de julgamento desta licitação indicaria como vencedor aquele proponente que dentre as propostas apresentadas pelos habilitados indicasse o maior percentual da parcela que caberia ao concessionário no rateio da produção incremental.

Sendo portanto, um critério de julgamento objetivo e de apuração simples onde bastaria a proponente indicar um fator X que corresponderia ao percentual da produção incremental que caberia a concessionário.

- Informações sobre a opção de compra e venda.

O valor da concessão quando do exercício da opção de compra e venda teria seus critérios de cálculos previamente estabelecidos e expresso no edital que poderia ser, por exemplo, o fluxo de caixa descontado do valor da parcela da produção que caberia ao concessionário, calculado a partir de parâmetros previamente estabelecidos no edital, tais como *spread* do preço do óleo e do gás natural a época do exercício da opção, taxa de desconto interna do fluxo de caixa, critério para estimativa da vida do campo baseado na sua taxa de depleção , etc..

Uma vez exercida pela concessionária promotora da licitação, na época própria e estabelecida no edital, a opção de compra e venda e não sendo honrada pela empresa de serviços, poderia então o concessionário reaver a operação da concessão sem nenhum ônus obrigando o operador a restabelecer o valor do fundo de abandono por ele eventualmente utilizados nas reativações de poços, se for o caso.

Adicionalmente, a empresa operadora que não honrasse a opção pagaria ao concessionário um valor a ser estabelecido no edital a título de “arras” por haver desistido do negócio.

A forma de pagamento do valor da transação objeto da opção deveria ser também estabelecida no edital e compatível com o valor esperado da transação.

- Programa de incentivo.

Nos termos da licitação, conforme estabelece a legislação, seria prevista a redução dos royalties para a alíquota mínima permitida e a criação de dois fundos vinculados a esta concessão.

Os recursos originados da redução da alíquota da royalties seriam destinados para um fundo garantidor de despesas de abandono de poços e para um fundo de

investimento que estaria condicionado a determinados compromissos e limites como descritos adiante.

Esta redução de royalties irá de certa forma melhorar a competitividade da licitação, pois esta redução também é uma forma de financiamento dos projetos de revitalização.

Este fundo de investimento irá auxiliar a resolver alguns gargalos deste mercado, como dito adiante.

- Aspectos relevantes do contrato GPCR.

Além das cláusulas típicas para este tipo de contrato, tomando-se por base os contratos similares já existentes no Brasil e no mundo, os seguintes temas merecem ser destacados:

I) Remuneração dos serviços

Como é típico neste tipo de modalidade, a partir uma curva básica de produção agregada de todos os campos do pacote é estabelecido um valor pelo barril de petróleo entregue, que poderá ser algo próximo do custo de elevação do concessionário e que eventualmente poderá ser arbitrado pela ANP, aquilo que exceder esta curva básica seria produção incremental que deverá ser rateado entre o operador e o concessionário de acordo com o valor do fator “X”, ofertado pelo licitante vencedor.

Este fator “X” corresponderá a um percentual e será um numero entre 0 e 1, correspondendo 0 a 0% (zero por cento) e 1 a 100% (cem por cento) podendo ser estabelecido um valor mínimo a fim de garantir uma participação mínima do concessionário no rateio da produção incremental.

O rateio desta parcela de produção dar-se-á utilizando o fator “X” e se constituirá na parcela do concessionário e “1-X” será a parcela do operador.

A remuneração do operador relativo à parcela da produção incremental dar-se-ia pela precificação de mercado do hidrocarboneto à época da entrega da produção.

Este mesmo rateio dar-se-ia para os valores investidos nos projetos, cujo objetivo fosse a obtenção de produção incremental, o valor relativo a parcela destes investimentos feitos pela empresa operadora, que é de responsabilidade do concessionário seria reembolsado à operadora através da parcela da produção

incremental que caberia ao concessionário, sendo mensalmente seria feito este encontro de contas.

Esta forma de reembolso não compromete de forma nenhuma o caixa do concessionário que deverá aplicar seus recursos em outros projetos mais atrativos e rentáveis.

II) Obrigações do contratado

Uma das obrigações da empresa contratada seria atingir e manter sua performance como empresa operadora de acordo com os parâmetros do programa de acompanhamento estabelecido pela ANP e para tal haveria um prazo de carência para reiniciar o acompanhamento de performance, previsto na portaria que regularia o assunto e também nos termos do edital.

Uma vez atingidos os parâmetros limites do programa de acompanhamento, estaria cancelado o contrato de serviços e o operador obrigado a devolver os valores eventualmente sacados dos fundos de abandonos.

III) Questões relativas ao abandono de poços.

O novo operador confirmaria ou não, as proposituras de abandono de poços, eventualmente feitas pelo concessionário. No caso da não confirmação das propostas dos abandonos, poderia sacar, mediante autorização da ANP, os valores eventualmente existentes no fundo de abandono relativo a estas concessões. Os valores sacados dos fundos deveriam ser gastos na revitalização dos poços candidatos ao abandono que estariam neste momento abandonado temporariamente, passando então o poço a ser classificado como poço produtor e sujeito ao acompanhamento.

A solicitação de saque dos recursos do fundo dar-se-ia através do concessionário e nos valores exatos de cada processo de reativação a ser apresentada por poço.

c) **Desenvolvimento de um programa de incentivos.**

Esta é outra medida estruturante que deve compor o programa de fomento.

Normalmente, sempre que se fala em projetos de revitalização de campos maduros com acumulação marginal vêm sempre associadas demandas por incentivos de redução de royalties e, etc.

Esta questão já foi objeto de estudos e pesquisas no Brasil e no mundo dentre os quais destacaria o trabalho de “*Mining taxation issues for the future*”, *Resources Policy* (Andrews-Speed, P. e Rogers, C. 1998);, “*The Economics of exhaustible Resources*”, *Journal of Political Economy*, (Hotelling, H.1931) e mais recentemente o trabalho “Um modelo de alívio de royalties para campos maduros” (Shiozer, 2002).

No entanto, o trabalho já demonstrou que a questão dos benefícios fiscais não é o principal limitador do crescimento do segmento neste momento, pois falta a estruturação de um programa de fomento mais amplo do que simplesmente benefícios fiscais que isolados em nada resolverão a questão.

A proposta do programa de fomento tem entre diversas outras ações, um incentivo fiscal concedido nos termos de um processo licitatório e através da constituição de fundo de reinvestimento vinculado a um programa de aquisição de equipamentos que irá ajudar não somente ao operador no desenvolvimento do projeto daquela concessão, mas principalmente a resolver gargalos na estrutura de fornecimento de serviços no país.

Este incentivo seria concedido a partir de um plano específico de investimento, preparado pela empresa e aprovado pela ANP, que contemplasse a aquisição de equipamento do tipo sonda e seus periféricos, unidades de circulação de óleo quente, registradores de *sonolog* e dinamômetros, bombas de transferência. Este fundo receberia uma parcela dos recursos oriundos da redução de royalties proposta no edital e que seria retido mensalmente pela operadora em conta específica e remunerada que ficaria como fiel depositaria destes recursos.

Este fundo seria escriturado em conta individualizada na contabilidade da empresa e só ocorreriam saques nestas contas para compra dos equipamentos inclusos no programa previamente submetido e aprovado pela Agência e mediante notificação previa.

Mensalmente seria reportada pela empresa, a situação do fundo e anualmente seria auditada inclusive por empresa de auditoria externa. Este é um mecanismo de fácil verificação, pois bastaria ser auditada a conta bancária, os seus registros contábeis e verificada as notas fiscais dos equipamentos adquiridos, que quando integralmente quitados passam a fazer parte do ativo da concessão.

Estes valores a serem destinados ao fundo poderia também garantir um *project finance*, a ser obtidos pelo operador ou como reembolso de recursos

dispendidos pelo operador na aquisição dos itens indicados no programa de aquisição de equipamentos, como forma de financiamento para novos investimentos demandados para o projeto de revitalização.

Esta forma de incentivo garantirá que os valores sejam reinvestidos nos campos e contribuirá para o financiamento do programa de revitalização que em última análise se reverterá em favor da própria sociedade, portanto diferente da renúncia fiscal pura e simples, que poderia beneficiar apenas os empreendedores do projeto.

d) A importação de equipamentos.

Grande parte dos equipamentos necessários para atividade de produção de petróleo não são fabricados no Brasil, sendo necessário importações. Em alguns casos, como fabricação de sondas, UCOQ, bombas de lama, etc., devido ao alto investimento para instalação de fábricas e baixa demanda no mercado dificilmente será possível desenvolver a indústria local para atender a necessidade localizada.

O custo de aquisição, deste tipo de equipamentos, em estado de novos é incompatível com a dimensão do negócio de campos maduros com acumulação marginal. Para viabilizar a aquisição destes equipamentos indispensáveis para a produção destes campos deveriam ser adotadas medidas simplificadora visando a facilitar a importação de equipamentos usados.

Alem disto, urge uma revisão na regulamentação do decreto que criou o REPETRO, (decreto no. 3.161/99) alem de causar conflitos com a NCM (Nomenclatura Comum de Mercadorias) limita a apenas 10 itens e todos eles exclusivos de operações de campos off-shore, causa uma verdadeira distorção de justiça fiscal que isenta de tributos equipamentos destinados a grandes projetos e taxando projetos destinados a empresas menores.

e) A questão da responsabilidade pelo abandono dos poços.

Este é um assunto preocupante, pois à medida que os campos vão envelhecendo, menos irão produzir e considerando que no cenário proposto pretende-se atrair pequenas e médias empresas, para atuarem nestes campos, cresce o risco da ocorrência de problemas com a questão dos abandonos definitivos dos poços. Os problemas poderão ocorrer por falha no provisionamento de recursos

para os custos de abandono quando da exaustão das reservas ou no caso de insolvência de uma das empresas, principalmente pela necessidade de desonerar as garantias normalmente solicitadas pela ANP.

Por isso, é prudente a criação de um fundo vinculado à concessão onde os recursos seriam depositados uma conta bancária vinculada ao propósito e remunerada que garantiria os custos dos abandonos dos poços.

A fonte de financiamento deste fundo seria originária de parte oriundas da cota de redução de royalties propostas nas licitações, além dos depósitos feitos pelo concessionário quando da propositura de abandono de um poço.

Os recursos do fundo poderiam ser sacados para o fim específico de abandono do poço ou eventualmente quando autorizado pela ANP para revitalização de poços temporariamente abandonados que eventualmente existam na época de transição de operadores.

As contribuições mensais cessariam quando fosse alcançado o valor estimado pela ANP como o necessário para o abandono de todos os poços da concessão mediante critérios estabelecidos pela ANP, quando o percentual da contribuição do fundo de abandono poderia ser redirecionado para outros fins relacionados com a concessão, etc..

Quando do encerramento definitivo do campo, o último operador poderia utilizar os recursos do fundo para as despesas relativas ao abandono definitivo do ativo e eventuais saldos seriam revertidos a ANP que poderia dispor para fazer um fundo de compensação para despesas com este tipo de trabalho em campos onde os valores fossem insuficientes e o concessionário se tornou insolvente ou para remediar e reparar danos ambientais em campos que lhe foram devolvidos ocorridos após a devolução pelo concessionário.

O modelo proposto é similar ao existente no estado do Texas onde a RRC, agência reguladora do setor petróleo do Estado do Texas, criou um fundo para este tipo de circunstância que é cobrado mensalmente um pequeno percentual sobre a produção.

5.3.5. Revisão das regras da licitação de revitalização dos campos devolvidos a agência.

Uma vez realizadas duas rodadas de licitações de campos com acumulações marginais, pode-se propor uma revisão das regras destas rodadas visam aperfeiçoá-las.

As recomendações básicas para a licitação dos CPR citadas no item anterior quanto ao dimensionamento do pacote de campos, porte e perfil das empresas, etc. são também válidas para este caso, especialmente por que evitaria que empresas de grande porte tentassem participar dos processos licitatórios destinados a consolidação do mercado para pequenas e médias empresas.

É necessário que as informações a cerca dos campos sejam melhoradas com cadastramento das características das facilidades de produção existentes; dados históricos de exploração, perfuração e produção; disponibilidade de energia; avaliação ambiental; dados dos superficiários onde se localizam os poços e licenciamento ambiental bem como contratos para venda da produção previamente negociados.

As informações relativas aos campos a serem devolvidos devem ser requisito a ser observado pelo concessionário no ato em que esteja fazendo a devolução e se não estão disponíveis para aqueles campos já devolvidos devem ser providenciadas. A auditoria destas informações ou a sua obtenção reforçam a necessidade da descentralização destas providências por parte da ANP para suas estruturas locais ou entidades conveniadas.

Dentre estas revisões, propõe-se que entre os critérios de habilitação das empresas proponentes, contemple e garanta o perfil de empresa anteriormente definido, quanto ao tamanho, ao nível de experiência na atividade, a composição societária do controle da empresa.

Pede-se que sejam levadas em conta as outras sugestões quanto a redução dos royalties e a criação dos fundos de reinvestimento e abandono.

Junto ao edital de licitação deveria constar a minuta do contrato de compra e venda de óleo e gás natural a ser firmado entre a PETROBRAS e a nova concessionária.

Indica-se ainda as seguintes sugestões:

i) A Instituição da figura do agente econômico "PESQUISADOR".

Esta iniciativa permitirá que uma instituição de pesquisa, universidade ou mesmo empresa especializada em avaliações de prospectos de petróleo, sem

pretensões de participar da licitação, possa se habilitar, dentro de critérios a serem estabelecidos pela ANP, para adquirir os dados relativos aos campos ou áreas licitadas com o intuito de realizar pesquisas e estudos que possam contribuir para difusão do conhecimento.

Poderá, ainda, a entidade oferecer ao mercado *workshops* com a sua visão da avaliação do prospecto.

Eventuais interessados, as suas custas e riscos, poderão conhecê-los, antes de tomar a decisão de participar da licitação.

Os *workshops*, em nada obrigarão ou vincularão a ANP ao entendimento da entidade promotora dele.

ii) Concentração de ofertas em áreas onde já existam empresas com projetos semelhantes em andamento.

Este nicho de mercado ainda necessita que sejam implementadas uma série de providências e infra-estrutura que são verdadeiros gargalos ao seu desenvolvimento. Para superá-los, na maioria dos casos, é demandada uma massa crítica para que possa se tornar viável sua implantação. Desta forma, na medida em que se dispersam os projetos com pequenos números de poços, maiores serão as dificuldades.

Assim, pelo menos, nesta fase inicial concentrar as oportunidades em poucas regiões irá ajudar a superar estes gargalos.

iii) Criação de 03 (três) faixas de valores de estimativa de intervenção de reativação de poços a serem assumidos nos Programas de Trabalho Inicial, em função da profundidade do fundo do poço, a saber:

- de 0 a 1.000 metros;
- de 1.000 a 2.000 metros e
- e a partir de 2.000 metros,

Assim, estas estimativas de custos se aproximarão mais da realidade e haverá uma conseqüente e consistente redução dos custos das garantias para poços mais rasos.

iv) Uma maior utilização do Escritório Regional da ANP.

Que toda documentação relativa a estas rodadas possam ser entregues e ou retirados alternativamente nos escritórios regionais da ANP.

6. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

6.1. A questão do benefício social e a intervenção do Estado.

Deste trabalho, é possível concluir que a revitalização de campos maduros com acumulação marginal deve ser priorizada pelo seu potencial de geração de emprego e renda, questões de impacto social considerando que a maioria destes campos estão localizados em regiões pobres e dependentes da atividade petrolífera.

Como foi, também, demonstrado existe uma possibilidade de oportunidades em negócios para médios e pequenos empresários, quer seja na atuação direta nos projetos de revitalização destes campos quer seja no fornecimento de bens e serviços, que estes projetos demandam.

Apesar disto, houve poucos avanços na área. Para que este cenário se modifique é preciso uma política setorial a partir de uma decisão de Governo que proporcione ao Estado brasileiro viabilizar os benefícios potenciais da atividade.

Tem-se um cenário indefinido quanto à atuação das agências de regulação mas não se pode perder a oportunidade de incluir o assunto na agenda do Estado e buscar dele uma intervenção, autorizando que sejam adotadas as providências necessários para o desenvolvimento desta atividade.

6.2. Definição do modelo do mercado brasileiro de petróleo.

Para permitir que o país possa desenvolver todas as potencialidades do petróleo é necessário que tenhamos claramente qual a composição do mercado brasileiro para atender o objetivo.

A situação ideal é aquela que se constituiu de um modelo com a participação e coexistência de agentes que se complementam e que se constitui de:

- Uma grande empresa estatal, que no caso é a PETROBRAS;
- Algumas grandes empresas privadas, para grandes projetos e bacias de fronteiras exploratórias. O país já dispõe de mais de 30 delas instaladas e operando,
- E diversas pequenas e médias empresas nacionais que se ocupariam de projetos com acumulação marginal, principalmente em campos terrestres e maduros com acumulação marginal. Estas Empresas ainda são em numero muito reduzido no país.

6.3. O Programa de desenvolvimento da produção de campos terrestres de petróleo e gás natural com acumulação marginal.

Motivado pelos benefícios socioeconômicos para o país e pelo modelo sugerido para o mercado brasileiro de petróleo, este programa deverá ter como objetivo básico gerar as condições adequadas para a criação de pequenas e medias empresas de petróleo e o fomento visando o desenvolvimento da produção destes campos.

Através deste programa seriam implementadas as ações propostas neste trabalho no capítulo 5.

REFERÊNCIAS:

Andrews-Speed, P. e Rogers, C., "Mining taxation issues for the future", Resources Policy, 1998;

Anuário Estatístico dos municípios - SEI - Superintendência de Estudos Econômicos e Sociais da Bahia / SEPLAN – Secretaria de Planejamento do Estado da Bahia, retirado na internet através do endereço eletrônico http://www.sei.ba.gov.br/publicacoes/bahia_dados/est_municipios/xls/2002/3.1.xls;

Atlas do Desenvolvimento do Brasil retirado do site do programa das Nações Unidas de Desenvolvimento (www.pnud.org.br/atlas);

Câmara, Roberto - Campos maduros e campos marginais – Definições para efeito regulatórios, 2004;

Chambiard, Magda, Campos Marginais da ANP e Incentivo à Pequena Empresa Petrolífera, Outubro/2004;

Diário Oficial da União (DOU) de 04/08/98 - Decreto 2.705 de 03/08/98.

EFEI Energy News, Ano 6 N. 412 - Edição 041002 - Setembro de 2004.

Estrella, Guilherme, Desenvolvimento da Indústria de Petróleo e Gás no Brasil: Perspectivas para a Região Nordeste na 6^a Rodada de Licitações. Palestra proferida na Federação das Indústrias do estado da Bahia, Abril,2004;

Gazeta Mercantil de 16/01/2001, retirado do site http://www.safetyguide.com.br/noticias/100401_3.htm

Gil, Antonio Carlos - Como elaborar projetos de pesquisa, 3^a. ed., São Paulo, Ed. Atlas, 1991

Glossary of Terms and Abbreviations, disponível no site da Digest of United Kingdom Energy Statistics - <http://www.dti.gov.uk/epa/dukes.htm>

Hotelling, H., "The Economics of exhaustible Resources", Journal of Political Economy, 1931

IBGE - Perfil dos municípios brasileiros – Finanças públicas – IBGE – Retirado do site http://www.ibge.gov.br/financasmunic/est_municipios.

IPEA - Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada - Rendimento médio do trabalhador da Indústria de transformação - Banco de Dados macroeconômicos e regionais, retirado do site <http://www.ipeadata.gov.br>.

Journal Petroleum Technology JPT, - Apresentação do Workshop Mature Field Operations, promovido pela SPE, Agosto 2004;

Lagerlef, David - Mature Field Revitalization, ConocoPhillips Inc, 2005.

Lamarão, Sérgio Tadeu de Niemeyer Lamarão *DICIONÁRIO Histórico-Biográfico Brasileiro Pós -30/* Coord. Geral Alzira Alves de Abreu e Israel Beloch; coordenação dos verbetes biográficos Sérgio Tadeu de Niemeyer Lamarão; coordenação dos verbetes temáticos Fernando Lattman-Weltman. 2.ed. rev. atual. Rio de Janeiro: Ed.Fundação Getulio Vargas, 2001. 5v. il.

Monteiro, Newton et Chambiard, Magda - Desenvolvimento do mercado de campos maduros, WPC 2002

Nehring, R., 1995, The impending crisis in U.S. oil production: What can be done about it, in 1995 SPE Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium, SPE

Oliveira, Silvio Luiz de, Tratado de metodologia científica: projetos de pesquisas, TGI, TCC, monografias, dissertações e teses, 3ª. ed., São Paulo , Pioneira Thomson Learning, 2001

Petroleum World Magazine – Rating das Empresas de Petróleo, retirado do site <http://www.management-rating.com> em 21.02.06;

Prates, Jean-Paul, Campos Marginais e Produtores Campos Marginais e Produtores Independentes de Petróleo e Gás - Aspectos Técnicos, Econômicos, Regulatórios, Políticos e Comparativos RJ - Agosto de 2004, Fórum Continuado de Energia 2a. Edição.

Ramos, Murilo – Artigo “R\$ 40 bi? Não, obrigado” publicado na revista Época, edição 422 – Junho, 2006

Revista Brasil Energia, edição no. 279 de fev/2004, 33/35p.

Revista Brasil Energia, edição no. 279 de fev/2004, 36/38p.

Revista Brasil Energia, edição no. 279 de fev/2004, 39p.

Revista Brasil Energia, edição no. 279 de fev/2004, 41p.

Revista Consultor Jurídico, 27 de fevereiro de 2003, retirado do site <http://conjur.estadao.com.br/static/text/27160.1>.

Rivas, Jose Antonio, Gerente Geral da UN/BA da PETROBRAS, declaração em audiência pública da Comissão de Trabalho e Renda da Assembléia Legislativa do Estado da Bahia, realizada em Agosto/2004.

Rocha, Paulo Sérgio, Souza, Antonio Oswaldo et Câmara, Roberto J. Batista - O futuro da Bacia do Recôncavo, a mais antiga província petrolífera brasileira, BAHIA ANÁLISE & DADOS Salvador - BA SEI v.11 n.4 p.32-44 Agosto 2002

Roesch, Sylvia Maria Azevedo - Projetos de estágio e de pesquisa em administração – Guia para estágios, trabalhos de conclusão, dissertações e estudos de caso, 2ª. ed., São Paulo, Atlas, 1999.

Sarmiento, Carlos Eduardo et all, 2001, artigo publicado no site http://www.cpdoc.fgv.br/nav_fatos_imagens/htm/fatos/Petrobras.asp

Shiozer, Rafael, “Um modelo de alívio de royalties para campos maduros” 2002.

Silva, Roberto Carlos Ribeiro da – Metodologia da pesquisa aplicada à contabilidade; Orientações de estudos, projetos, relatórios, monografias, dissertações, teses, São Paulo, Atlas, 2003.

Site da ANP – Agencia nacional do Petróleo www.anp.gov.br

Site da ONIP (www.onip.com.br)

Site da PETROBRAS (www.petrobras.com.br)

Site da SPE - *Society of Petroleum Engineers*” (www.spe.org).

Site do Clube do Petroleo - Leilão de campos maduros: só dois vendidos , matéria jornalística publicada no site do Clube do petróleo (<http://www.clube-do-petroleo-e-gas.com.br/noticias/maio2001>), visitado em 25/05/2001.

Sneider, Robert and John - NEW OIL IN OLD PLACES, apresentação na II Pratt Conferência San Diego, California January 15/12/ 2000.

Souza, Leonardo Pacheco - Estudo sobre tomada de decisão em projetos de rejuvenescimento de campos petrolíferas maduros [Rio de Janeiro] 2003

Zamith, Regina, A Indústria Para-petroleira Nacional – SP, 2001

Zamith, Regina, A Nova Economia Institucional e as Atividades de Exploração e Produção Onshore de Petróleo e Gás Natural em Campos Maduros do Brasil – SP, 2005.