



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE- UFRN
CENTRO DE TECNOLOGIA - CT
CENTRO DE CIÊNCIAS EXATAS E DA TERRA – CCET
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM CIÊNCIA E ENGENHARIA DE
PETRÓLEO - PPGCEP



DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

ESTUDO DA VIABILIDADE ECONÔMICA EM CAMPOS MADUROS

Brenny Dantas de Senna

Orientador: Prof. Dr. Djalma Ribeiro da Silva

Natal/RN, Abril de 2011

**ESTUDO DA VIABILIDADE ECONÔMICA EM CAMPOS
MADUROS**

Brenny Dantas de Senna

Natal/RN, Abril de 2011

Catálogo da Publicação na Fonte. UFRN / SISBI / Biblioteca Setorial
Especializada do Centro de Ciências Exatas e da Terra – CCET.

Senna, Brenny Dantas de.

Estudo da viabilidade econômica em campos maduros / Brenny Dantas de
Senna. – Natal, RN, 2011.

120 f.: il.

Orientador: Prof. Dr. Djalma Ribeiro da Silva.

Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Centro
de Ciências Exatas e da Terra. Programa de Pós-Graduação em Ciência e
Engenharia de Petróleo.

1. Petróleo – Dissertação. 2. Petróleo - Exploração e produção - Dissertação. 3.
Viabilidade econômica – Dissertação. 4. Campos maduros – Dissertação. 5.
Indústria petrolífera – Dissertação. I. Silva, Djalma Ribeiro da. II. Título.

RN/UF/BSE-CCET

CDU 553.982

Brenny Dantas de Senna

Estudo da Viabilidade Econômica em Campos Maduros

Este trabalho corresponde à dissertação de mestrado apresentado ao Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo da Universidade Federal do Rio grande do Norte, pré-requisito parcial para a obtenção do título de mestre em Ciência e Engenharia de Petróleo.

Aprovado em ____ de ____ de ____.

Prof. PhD. Djalma Ribeiro da Silva
Orientador – UFRN

Prof. Dr. Vanessa Cristina Santanna
Membro Interno - UFRN

Prof. Dr. Franklin Silva Mendes
Membro Externo – UNP

SENNA, Brenny Dantas – Estudo da viabilidade Econômica em campos maduros. Dissertação de Mestrado, UFRN, Programa de Pós-graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo. Área de Concentração: Pesquisa e Desenvolvimento em Ciência e Engenharia de Petróleo. Linha de Pesquisa: Meio Ambiente na Indústria do Petróleo e Gás Natural, Natal-RN, Brasil.

Orientador: Prof. Dr. Djalma Ribeiro da Silva

RESUMO

Quando se fala em produção de petróleo e gás no Brasil é quase certo que estamos nos referindo às atividades desenvolvidas em águas profundas no litoral de Campos, no Rio de Janeiro, principal cenário de atuação da PETROBRAS e de um pequeno número de companhias multinacionais de petróleo. Sendo que a Lei 9.478/97 permitiu, por meio de concessões, que outras companhias, além da Petrobras, explorassem e produzissem petróleo e gás em território nacional. Logo passou-se, então, a desejar que empresas privadas de pequeno e médio porte investissem em tais atividades, formando um segmento de produtores independentes, como ocorre em outros países. Neste contexto, o presente trabalho tem como objetivo, fazer um estudo de viabilidade econômica, analisando como se encontra atualmente este segmento e focalizar os fatores que colaboram para o seu desenvolvimento, assim como aqueles que se constituem em entraves. Para tal, foi feita uma pesquisa analisando alguns campos maduros, no intuito de captar informações de custos nas fases de projeto, operação e abandono. O trabalho apresenta, também, uma análise dos principais resultados obtidos com a realização da pesquisa, identificando os maiores custos. Com os resultados obtidos através da pesquisa, foi utilizado ferramentas da engenharia econômica, tais como VPL e TIR, utilizando vários cenários de projetos, para fazer o estudo da viabilidade econômica desses campos. No cenário 4 foi definido uma produção de 4,0 m³/d de petróleo, que é uma produção média esperada por vários desses campos, cujo o valor mínimo do barril de petróleo, para viabilizar esse campo, foi de U\$ 55,00, valor esse bem abaixo do que estar sendo praticado no mercado atualmente.

Palavras-chave: Viabilidade econômica, campos maduros, petróleo

ABSTRACT

When it comes to oil and gas in Brazil is almost certain that we are referring to activities in deep waters off the coast of Campos, Rio de Janeiro, the main field of action of PETROBRAS and a small number of multinational oil companies . Since the Law 9.478/97 allows, by means of concessions, that other companies other than Petrobras, to explore and produce oil and gas domestically. Soon it moved, then the private companies that want small and medium-sized businesses to invest in such activities, forming a segment of independent producers, as occurs in other countries. In this context, this work aims at making an economic feasibility study, is currently analyzing how this thread and focus on the factors that contribute to its development as well as those that constitute barriers. To this end, we conducted a survey examining some mature fields that are in production in order to capture cost information in the phases of project, operation and abandonment. The work also presents an analysis of the results obtained in the survey, identifying the costs higher. With the results obtained through the study used economic engineering tools such as NPV and IRR, using a variety of design scenarios, to study the economic viability of these fields. In scenario 4 was set a production of 4.0 m³ / d of oil, which is an expected average production for several of these fields, whose minimum value of a barrel of oil, to enable this field, was \$ 55.00, this value well below what was being practiced in the market today.

Keywords: Economic viability, mature fields, oil

Dedicatória

Este trabalho é dedicado aos meus pais Amarilton Veras de Senna e Maria Netieri Dantas, pelo apoio recebido durante a realização desta pesquisa, como também em todos os momentos da minha vida.

Agradecimentos

Agradeço ao Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia do Petróleo e Gás pela oportunidade de poder realizar este trabalho junto a esta importante instituição de pesquisa.

Aos meus pais Amarilton Veras de Sena e Maria Netieri Dantas de Sena, por todo amor, carinho e compreensão, e pelo exemplo de superação que tenho em minha vida.

Sou muito Grato a Professora Iracema Miranda da Silveira pelos conhecimentos compartilhados de suma importância para realização desse trabalho.

Fica meu agradecimento a todos os professores e profissionais que colaboraram para a realização deste trabalho, em especial ao meu orientador Djalma Ribeiro, pela confiança depositada em mim.

Aos meus irmãos Lorena Dantas de Senna, Brenno Dantas de Senna e Larynne Dantas de Senna, por estarem presentes em todos os momentos de minha vida.

À Camila Gomes Câmara, pelo companheirismo que foi essencial durante a realização desse trabalho.

À minha família por todo incentivo ao longo dessa jornada.

ÍNDICE

Capítulo I

1 Introdução geral.....	2
--------------------------------	----------

Capítulo II

2 Aspectos teóricos.....	7
2.1 Campos Maduros x Campos Marginais.....	7
2.2 Campos Marginais no Brasil.....	10
2.3 Campos Marginais no Mundo.....	12
2.4 Rodadas de Licitações da ANP.....	13
2.5 Qualificação das Empresas para Operar em E&P no Brasil.....	16
2.5.1 Qualificação para Áreas Inativas Contendo Acumulações Marginais.....	17
2.6 Economia da exploração.....	17
2.6.1 Setor de E&P do petróleo.....	18
2.6.2 A fase de exploração.....	18
2.6.3 Fase de desenvolvimento do campo.....	20
2.6.4 Fase de produção.....	21
2.6.5 Risco e incertezas nas atividades de E&P de petróleo.....	22
2.7 Gestão de Operação em Campos com Acumulações Marginais.....	25
2.7.1 Gestão de Riscos.....	25
2.7.2 Estratégia.....	27
2.7.3 Recursos.....	27
2.7.4 Recursos humanos.....	28
2.7.5 Recursos Financeiros.....	29

2.7.6	Recursos tecnológicos	31
2.7.7	Gestão da informação e do conhecimento.....	31
2.8	Principais Desafios dos Campos Maduros.....	32
2.9	Importância dos campos maduros.....	37
2.10	Oportunidades das Pequenas Empresas em Campos Maduros.....	39
2.11	Contratos de Concessão dos Blocos com acumulação marginal	42
2.12	Intervenções em Poços em Campos Marginais	44
2.12.1	Poços antigos em campos maduros	45
2.12.2	Poços novos em campos maduros	46
2.13	Comercialização de Petróleo em Campos Marginais	47

Capítulo III

3	Estado da arte	53
----------	-----------------------------	-----------

Capítulo IV

4	Materiais e Métodos	57
4.1	CAMPO ESCOLA QUIAMBINA	57
4.2	PORTO DO MANGUE.....	63
4.3	CUSTOS PARA REENTRADA DE UM CAMPO MADURO	68
4.3.1	FASE PROJETO	68
4.3.2	FASE OPERAÇÃO.....	71
4.3.3	FASE DESCOMISSIONAMENTO.....	74
4.4	RECEITAS	75
4.4.1	Receita Proveniente da Venda de Equipamento no Abandono	75
4.4.2	Receita Provinda da Prospecção de Petróleo.....	76

Capítulo V

5 Resultados e Discussões	79
5.1 DIFERENTES CENÁRIOS	79
5.1.1 Cenário 1	82
5.1.2 Cenário 2	84
5.1.3 Cenário 3	85
5.1.4 Cenário 4	86

Capítulo VI

6 Conclusões e Recomendações	92
6.1 Recomendações	95
Referências	99

ÍNDICE DE FIGURAS

Capítulo I

Capítulo II

Capítulo III

Capítulo IV

Figura 4.1. Produção do Poço de Quiambina 04-A 61

Figura 4.2. Poço de Quiambina 04 63

Figura 4.3. Localização do poço 1-PM-2 64

Figura 4.4. Foto da área do poço 64

Figura 4.5. Foto real do poço..... 64

Figura 4.6. Foto real do poço..... 65

Figura 4.7. Foto real do poço..... 65

Figura 4.8. Foto real do poço..... 66

Figura 4.9. Foto real do poço..... 66

Capítulo V

ÍNDICE DE TABELAS

Capítulo I

Capítulo II

Capítulo III

Capítulo IV

Tabela 4.1. Equipamentos ressarcidos a petrobras	75
Tabela 4.2. Produção do poço	77
Tabela 5.1. Investimentos iniciais	81
Tabela 5.2. Custos de manutenção e LRO.....	81
Tabela 5.3. Impostos e TMA	82
Tabela 5.4. Simulação de fluxo de caixa descontado com produção de 4 m3 e valor de venda do petróleo U\$ 100,00	83
Tabela 5.5. Simulação de fluxo de caixa descontado com produção de 4 m3 e valor de venda do petróleo U\$ 100,00	83
Tabela 5.6. Simulação de fluxo de caixa descontado com produção de 4 m3 e valor de venda do petróleo U\$ 70,00, sem custo com tratamento da água	84
Tabela 5.7. Simulação de fluxo de caixa descontado com produção de 4 m3 e valor de venda do petróleo U\$ 70,00, com custo com tratamento da água.....	84
Tabela 5.8. Simulação de fluxo de caixa descontado com produção de 2 m3 e valor de venda do petróleo U\$ 70,00	85
Tabela 5.9. Cenário 1 sem o custo com tratamento de água	88
Tabela 5.10. Cenário 1 com o custo com tratamento de água	88
Tabela 5.11. Cenário 2 sem o custo com tratamento de água	88
Tabela 5.12. Cenário 2 com o custo com tratamento de Água.....	89
Tabela 5.13. Cenário 3 com o custo com tratamento de água	89
Tabela 5.14. Cenário 4 Valor mínimo do petróleo	89

Capítulo V

Nomenclaturas e abreviações

ANP – Agência Nacional de Petróleo, gás natural e biocombustíveis

API - American Petroleum Institute

°API - Grau API do óleo

bbl/dia – Barris por Dia

CNPE – Conselho Nacional de Política Energética

E&P – Exploração e Produção

IBAMA – Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis.

IPAA – Independent Petroleum Association of America

PEM – Programa Exploratório Mínimo

PTI – Programa de Trabalho Inicial

TIR – Taxa Interna de Retorno

TMA – Taxa Mínima de Atratividade

VPL – Valor Presente Líquido

CAPÍTULO I:
Introdução Geral

1 Introdução geral

Essa dissertação tem o objetivo de analisar a atividade econômica de exploração e produção dos campos com acumulações marginais. Será analisada a importância desses campos, como também a viabilidade econômica deles.

A história do setor de petróleo no Brasil confunde-se com a história da Petrobras, criada em 1953. Conforme Melo (2006), após algumas tentativas frustradas desde o final do século XIX, em 1942 foram descobertos em Aratu, campos de gás natural e de petróleo na ilha de Itaparica, ambos situados no Recôncavo baiano. Com a criação da Petrobras em 1953, o governo brasileiro cedeu-lhe campos de petróleo no Recôncavo baiano, uma refinaria em Mataripe, na Bahia, a Frota Nacional de Petroleiros, com 22 navios. A produção de petróleo naquele momento limitava-se a 2.700 barris por dia. O parque de refino atendia a uma pequena fração do consumo nacional de derivados, que chegava a 137 mil barris por dia, a maior parte importada. Inicialmente, a Petrobras, detentora no Brasil do monopólio da produção e importação de petróleo, optou pela construção de um parque de refino no Brasil que viabilizasse o fornecimento de derivados para a demanda interna. Havia uma pequena produção de petróleo no Brasil, basicamente concentrada no recôncavo baiano. Em contrapartida, a produção de derivados de petróleo no Brasil - pela Petrobras - permitiria economia de divisas, pois os derivados de petróleo representam maiores valores unitários quando comparados ao petróleo bruto. Ou seja, seria mais vantajoso economicamente importar petróleo bruto e refiná-lo no Brasil do que importar derivados de petróleo como a gasolina e o diesel (Magalhães Junior, 2006).

O crescimento médio superior a 10% ao ano do Produto Interno Bruto (PIB) brasileiro no início da década de 1970 fez com que o consumo de derivados de petróleo duplicasse o que obrigou a Petrobras a acelerar os investimentos em refino para atender à demanda. São iniciadas as construções das refinarias de Paulínia (Replan) e do Vale do Paraíba (Revap). Ao mesmo tempo a Petrobras incrementou esforços para aumentar a produção interna de petróleo. Após a descoberta do campo de Guaricema, no litoral do estado de Sergipe, foram realizadas mais de 20 descobertas no litoral de vários estados, todas de pequeno e médio porte, mas que apontavam a direção dos investimentos da Petrobras em E&P nos próximos anos. Com a descoberta do campo

de Garoupa em 1974, no litoral do Estado do Rio de Janeiro, inicia-se etapa bem-sucedida de E&P de petróleo na Bacia de Campos, litoral brasileiro, que assumiria, anos depois, a posição de mais importante província produtora de petróleo no país.

Para o desafio de produzir em águas na faixa de 120 metros de profundidade, a Petrobras valeu-se de tecnologia disponível no exterior. Assim foi implantada a primeira fase de produção da Bacia de Campos, que permitiu ao Brasil aumentar substancialmente a produção de petróleo, antes concentrada em terra. A produção atingiu 675 mil barris diários em dezembro de 1989.

No início dessa etapa a Petrobras precisou desenvolver tecnologia para que fosse possível a exploração e a produção de petróleo em profundidades antes não atingidas. A iniciativa foi bem-sucedida. Tanto que a produção de petróleo na Bacia de Campos passou a ser maior dentre todas as províncias produtoras de petróleo no Brasil. Em 1999, a empresa registrou 1.853 metros abaixo do nível do mar no campo de Roncador, na Bacia de Campos, o que somente comprova a evolução no desenvolvimento de tecnologia para exploração e produção de petróleo em profundidades antes nunca atingidas. A partir de meados da década de 1980, a parcela mais significativa da produção foi concentrada no mar, e que, em 2005, atingiu mais de 86% de toda a produção.

Lei nº. 9.478 foi sancionada, com o objetivo de proteger os interesses do consumidor em relação aos preços, qualidade e oferta do produto, promover a livre concorrência, atrair investimentos para a área de energia e aumentar a competitividade do país no mercado internacional. A lei não só regulamentou a quebra do monopólio da Petrobras nas atividades da indústria petrolífera, como criou dois novos institutos, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). O CNPE tem como objetivo assessorar o Presidente da República na formulação de Política Energética. Já a ANP tem como finalidade promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo, gás natural e biocombustíveis (artigo 8º, *caput*, da Lei nº. 9.478/97). À ANP compete, também, promover estudos visando à delimitação de blocos, para efeito de concessão das atividades de exploração, desenvolvimento e produção; 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; 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 (artigo 8º, incisos II, III e IV, da Lei nº. 9.478/97).

Além disto, a lei assegurou à Petrobras os direitos de produção nos blocos, nas fases de exploração e desenvolvimento, em que a empresa tivesse realizado investimentos e o direito sobre campos que já estivessem em fase de produção (Canelas, 2004).

Em cima desse contexto, a dissertação busca analisar a importância dos campos maduros para a economia nacional e local, identificando como uma fonte de oportunidades para algumas empresas. Logo como esses campos são antigos, eles geralmente estão no limite da viabilidade econômica, então se faz necessário esse estudo para identificar os principais pontos negativos e positivos para viabilizar essa emergente atividade.

Dessa forma, a estrutura capitular dessa dissertação será da seguinte forma. Além da introdução, este trabalho de dissertação será composto de mais cinco capítulos e as referências bibliográficas.

No Capítulo II, Aspectos Teóricos, são apresentados teorias que envolvem a realização deste trabalho. Abordando o histórico do setor petrolífero no Brasil mostrando que a origem dessa atividade, que são os campos terrestres desenvolvidos inicialmente pela PETROBRAS, e que é o objetivo desse trabalho. Identifica também a importância dessa atividade nos EUA e Canadá. Mostra o papel da ANP no desenvolvimento desses campos tais como as rodadas de licitações. Explica como funciona a atividade de exploração e produção e os riscos inerentes, identificando uma oportunidade para as pequenas e médias empresas, pois o risco de exploração é significativamente menor, pelo fato dos campos já terem produzido anteriormente, como também mostrando os principais desafios e obstáculos.

O Capítulo III apresenta o Estado da Arte relacionado as atividades de exploração e produção dos campos maduros.

Os estudos de casos são descritos no Capítulo IV, onde é exibido os custos e as receitas para o revitalização desses campos maduros, que vão ser os dados a serem utilizados no estudo de viabilidade econômica.

O Capítulo V apresenta os resultados obtidos e sua discussão, a partir do que foi obtido de dados nos estudos de casos. Será feito um estudo de viabilidade econômica, utilizando vários cenários diferentes, nos quais serão feitos estudos utilizando diferentes preços do barril do petróleo, como também diferentes produções previstas a ser explorada pelo reservatório, isso pra mitigar os riscos inerentes nessa atividade.

No capítulo VI são apresentadas as conclusões mais importantes obtidas neste trabalho e recomendações para trabalhos futuros.

Na seção final são apresentadas as Referências Bibliográficas, com os principais artigos, dissertações, teses e livros que fundamentaram o trabalho.

CAPÍTULO II:
Aspectos Teóricos

2 Aspectos teóricos

Neste capítulo foi elaborado todo levantamento de informações para o prosseguimento do trabalho, tais como a importância e obstáculos dos campos maduros no cenário nacional, viabilidade econômica desses campos, como também os principais desafios ambientais de uma forma geral, para que nos capítulos seguintes tratarmos de forma mais específica.

2.1 Campos Maduros x Campos Marginais

Caracterização de campos maduros ou marginais segundo a revista *Oil & Gas Journal* (2004), “campo maduro” é aquele cujo reservatório de petróleo e gás natural, após a exploração (produção) primária, ainda detenha 40-60% de seus recursos *in situ*. Para se alcançar essas reservas remanescentes serão necessários mais investimentos em tecnologias e perfurações, porém tais poços envolverão baixo risco, pois não se tratam mais de poços pioneiros visando à busca de óleo e gás ainda desconhecido.

Por outro lado, a definição de “campo marginal” não está associada ao tamanho de suas reservas, mas à sua viabilidade econômica, diante da relação entre os custos da extração dos recursos e a taxa de retorno esperada frente às regras vigentes, em termos de legislação e estrutura fiscal.

Poços marginais são poços de pequena produção situados praticamente na margem da rentabilidade. A definição em termos de volume de produção varia de país para país e até mesmo de região para região. Nos EUA uma definição, aceita de uma forma geral, para um campo marginal de petróleo considera que esses poços têm uma produção inferior a 10 barris por dia.

De acordo com a ANP, “Campos marginais de petróleo” são aqueles que produzem predominantemente petróleo, cuja produção à época da assinatura deste contrato, não ultrapasse 500 (quinhentos) barris diários e cuja última previsão de produção, aprovada pela ANP, não ultrapasse esse limite. Já os “Campos marginais de gás natural” são aqueles que produzem predominantemente gás natural não associado, cuja produção de gás natural à época da assinatura

do termo de cessão não ultrapasse 75.000 metros cúbicos diários de gás e cuja previsão de produção aprovada pela ANP também não ultrapasse esse limite. Caso não haja infra-estrutura próxima (até 10 quilômetros de distância) para o escoamento do gás produzido, o limite para efeito da definição de campo marginal de gás natural passará de 75.000 para 150.000 metros cúbicos diários de gás não associado.

Luczynski (2002) descreve três critérios relevantes para a definição de campos marginais: geológico, econômico e tecnológico. Campos marginais, sob “critérios geológicos”, são aqueles cuja estrutura geológica dificulta a sua exploração. Os campos marginais definidos com base em “critérios econômicos” são aqueles cuja viabilidade econômica é muito dependente do preço do petróleo ao longo da vida produtiva. Finalmente, quanto aos “critérios tecnológicos”, são campos marginais aqueles que possuem um tipo de óleo difícil de recuperar, considerando as condições tecnológicas vigentes.

Os campos considerados “maduros” são aqueles que se encontram em estágio avançado de exploração, e para aumentar sua produção necessitam da aplicação de diferentes técnicas de recuperação de petróleo. O conceito de campos maduros muitas vezes sobrepõe-se ao conceito de campos marginais, que se refere a áreas que apresentam baixa produtividade ou custos operacionais elevados, independentes de serem maduros ou não, e cuja produção é considerada marginal para as grandes empresas que atuam no setor. Em geral, esses campos só se tornam economicamente viáveis sob determinadas condições, geralmente relacionadas ao aporte de algum tipo de incentivo e a utilização de novas soluções técnicas que possibilitem uma redução dos custos operacionais para os produtores.

Dentro de uma perspectiva econômica, um campo marginal é um campo produtor com um VPL (Valor Presente Líquido) baixo, no limite da economicidade. Este “modelo de classificação” envolve fatores econômicos e mercadológicos, além de outros unicamente relacionados ao modelo decisório do empreendedor. De acordo com Ferreira (2009) os seguintes fatores podem determinar a marginalidade de um campo:

- Estratégia do concessionário: os investimentos necessários para aumentar e/ou prolongar a produção não fazem parte dos planos do concessionário. Se o operador tiver que

escolher entre dois campos, o de melhor economicidade produzirá em detrimento do de inferior rentabilidade.

- **Exaustão econômica:** devido ao nível de maturidade do campo, a curva de declínio se tornou imbatível. A economicidade está sujeita as condições físicas do reservatório e ao cenário técnico vigente. Sendo assim, cada empreendimento terá um limite econômico, assim como um limite de exposição máxima em relação a investimentos.
- **Porte ou escala:** um projeto pode envolver uma reserva muito pequena ou produção já muito pequena. Algumas reservas de gás ainda não desenvolvidas podem apresentar problemas técnicos ou de escala.
- **Questões técnicas:** a manutenção das atividades de extração depende da assimilação de novas técnicas ou diferentes processos de produção que não motivam o concessionário economicamente ou até mesmo estrategicamente.
- **Comercialização do óleo:** o concessionário muitas vezes consegue produzir bem e economicamente, mas não consegue um contrato para comercialização de seu óleo.
- **Mercado:** o cenário mercadológico pode se tornar desfavorável por um período de tempo longo, inviabilizando a produção.

Dentro do escopo deste trabalho, a designação “campos com acumulação marginais” envolve principalmente campos inativos explorados e desenvolvidos pela PETROBRAS ao longo das últimas décadas. Sob esta categoria, existem ainda campos descobertos pela Empresa, mas que nunca foram desenvolvidos por questões econômicas ou estratégicas. Com a descoberta de grandes reservatórios na bacia de Campos durante a década de 70 e 80, a PETROBRAS intensificou seus esforços em áreas marítimas, obtendo grandes e importantes resultados. No entanto, as bacias terrestres produtoras, assim como outras bacias terrestres ainda não exploradas (fronteiras exploratórias), foram deixadas em um plano secundário da atividade econômica da empresa, ocorrendo inclusive casos de abandono de campos.

Dentre as principais causas do abandono temporário ou permanente desses projetos ao longo dos anos podemos citar: mercado desfavorável, isto é, projetos com economicidade marginal sob um cenário de preços baixos, baixo volume recuperável remanescente; e, alta razão gás/óleo num cenário onde ainda não havia um mercado estabelecido para o gás natural como o que se observa hoje.

2.2 Campos Marginais no Brasil

Todos nós sabemos que grande parte da produção nacional encontra-se nas águas profundas no litoral de Campos, no Rio de Janeiro, onde encontra-se grande parte dos esforços da PETROBRAS, devido ao alto potencial petrolífero da área.

A partir da década de 60, foi identificadas as grandes reservas apropriadas e percebeu-se que a produtividade dos poços no mar se mostraram consideravelmente maiores do que as até então descobertas em terra. O que levou a PETROBRAS a intensificar seus esforços na exploração marítima.

Em 25 anos de atividades em bacias marítimas, foram descobertas reservas de petróleo e gás natural cerca de 14 vezes maiores do que em mais de 60 anos de prospecção em terra. Embora os campos terrestres representem 67% do total de campos produtores do país, eles acumulam cerca de 10% das reservas brasileiras. Atualmente, 87% da produção nacional vêm de 9% dos poços produtores, todos em mar. Esses indicadores mostram o acerto da decisão da PETROBRAS em operar nas então bacias de novas fronteiras petrolíferas.

Segundo Monteiro (2009) um estudo detalhado realizado pela ANP, em dezembro de 2005, tendo em vista a Licitação de Campos Marginais constatou que dos 217 campos da PETROBRAS, situados em bacias terrestres, 157 deles se encontravam na categoria conhecida como campos marginais, apresentando reservas provadas inferiores a 530 mil barris de petróleo-equivalente por campo. Esses 157 campos, embora incorporando cerca de 3.500 poços perfurados, representavam cerca de 0,6 % das reservas provadas do país. A ANP considera que a revitalização de tais campos não terá nenhum impacto significativo no desempenho econômico

da PETROBRAS, concessionária de todos eles, porém de suma importância para a atividade econômica local.

Até o início da década de 80, a atividade petrolífera no Brasil estava concentrada nas operações de exploração e produção terrestres conduzidas em regiões carentes localizadas na Bahia, Sergipe, Alagoas, Espírito Santo, Rio Grande do Norte e Ceará. Todavia as limitações estruturais e financeiras da PETROBRAS não permitiram a aplicação de esforço de mesma intensidade do exercido na operação marítima para a prospecção e desenvolvimento das nossas bacias terrestre, embora estas, em área, correspondam a 75% das bacias potencialmente produtoras do Brasil.

A busca por campos de grande produção, no entanto, não impede que o país também invista na produção em bacias terrestres e na criação de um segmento de pequenas e médias empresas de petróleo. O Brasil não pode abrir mão de suas riquezas e muito menos dos benefícios sociais e econômicos que a produção de petróleo e gás em terra, feita por empresas de menor porte, trará a regiões que estão entre as mais pobres do país. E a ANP, no cumprimento das suas atribuições de regulamentação e fomento da indústria e atenta à necessidade de atuação mais focalizada nas bacias terrestres e de águas rasas, deflagrou um processo de incentivo à implantação, no país, do segmento de produtores de petróleo e gás de médio e pequeno porte, comumente denominado de produtores independentes.

Logo principal foco dessas empresas são justamente esses campos, que já não constituíam o objetivo principal da PETROBRAS e das demais grandes companhias integradas de petróleo, mas que ainda poderiam significar geração de riqueza e incorporação ao mercado de trabalho de boa parte das populações locais.

Segundo Monteiro (2009), diz que inicialmente a ANP considerou que a disponibilização de pequenas áreas exploratórias dentro daquelas bacias maduras seria atrativo suficiente para atração de pequena e média empresa brasileira fazer parte desse negócio. Entretanto esse atrativo não obteve resultado em função da percepção de serem os riscos, por parte de companhias fora do setor, maiores e muito diferentes daqueles a que ficam sujeitas as empresas já familiarizadas com a exploração e produção do petróleo. Embora esse procedimento simplificado tenha sido adotado

em duas licitações (2003 e 2004) não houve a resposta esperada sendo essas áreas em sua maioria adquiridas pela própria PETROBRAS diretamente ou em associação com empresas estrangeiras de países onde a PETROBRAS tem algum interesse estratégico ou comercial. A continuidade desse procedimento conduziria, em pouco tempo, ao retorno à situação de monopólio da PETROBRAS nessas bacias, desvirtuando, por conseguinte, todo o processo.

Dentro dos blocos exploratórios haviam sido incluídos vários pequenos campos de petróleo que por razões técnicas ou econômicas haviam sido devolvidos pela PETROBRAS à ANP. A razão da inclusão de tais acumulações petrolíferas dentro de área exploratória partiu do conceito de que a sua presença serviria de incentivo à prospecção, diminuindo o risco relativo à existência de petróleo e ou gás naquelas áreas.

E iniciou-se, então, o processo que levou à inclusão, no mesmo evento da 7ª Licitação de Áreas Exploratórias da ANP, realizada em outubro de 2005, daqueles conteúdos da 1ª Licitação de Campos Marginais da ANP, o que significa, em outras palavras, que se estavam licitando áreas contendo antigos campos de petróleo e gás natural que haviam sido operados e abandonados pela PETROBRAS por razões econômicas e posteriormente devolvidos para a ANP.

2.3 Campos Marginais no Mundo

Segundo Zamith (2005), as empresas independentes são responsáveis por aproximadamente 85% das perfurações de poços de petróleo do país. Estas perfurações respondem por 32% da produção de gás natural nacional e 16% da produção doméstica de petróleo (IPAA, 2007). De acordo com Prates (2004), produtores norte-americanos investiram em E&P cerca de US\$ 52,9 bilhões em 2004. Neste mesmo ano foram perfurados 36.321 poços, dos quais, a maioria de autoria de empresas independentes. Esses são resultados de um ambiente regulatório favorável. Para um exercício de comparação, Prates (2004) aponta que na história da exploração brasileira foram perfurados cerca de 20 mil poços, ressaltando o fato de atividade offshore ser predominante.

No Canadá, que é um importante exemplo de país produtor e exportador de petróleo e gás com quase toda sua produção proveniente de campos terrestres, para manter a atividade dessas empresas, o Departamento de energia da província de Alberta, região onde se encontra a maior parte das reservas de petróleo e gás do país, promove 24 licitações por ano de áreas para exploração e produção e a indústria pode nomear as áreas de seu interesse. A pequena área dos blocos oferecidos propicia a atuação de pequenas companhias que não podem suportar a aquisição de blocos de grande extensão. Logo, como resultados dessa política, em Alberta atualmente existem 600 pequenos e médios produtores de petróleo e quase 2.000 empresas de prestações de serviços.

É possível promover, em áreas carentes de Brasil, um desenvolvimento comparado ao obtido na província de Alberta, quando as grandes companhias integradas de petróleo cederam espaço para implementação de cerca de 2.300 pequenas empresas atuando no setor de petróleo e gás.

2.4 Rodadas de Licitações da ANP

Desde a “flexibilização do monopólio” do petróleo no Brasil, a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), órgão que assumiu a atribuição de promover, gerir e regular o setor de petróleo e gás natural no país, já realizou dez rodadas de licitações para a concessão de áreas exploratórias. O interesse, tanto da Petrobras, como de uma série de novas empresas entrantes, continua sendo, predominantemente, voltado às bacias marítimas, que chegam a corresponder a 70% do total de áreas negociadas (vide ZAMITH; SANTOS, 2003b).

Desde o seu primeiro leilão de áreas, a ANP tem procurado adaptar os processos de licitação no sentido de criar condições mais competitivas aos pequenos produtores. Por exemplo, no segundo leilão, o “patrimônio líquido mínimo” exigido para as empresas interessadas reduziu-se de US\$ 10 milhões para US\$ 1 milhão. No terceiro leilão, para dar-se um incentivo ainda maior às pequenas e médias empresas, o “patrimônio líquido mínimo” exigido passou a R\$ 1 milhão, sendo que as empresas puderam unir-se a outras cinco para formar consórcios com patrimônio

líquido de R\$ 6 milhões, para disputarem blocos terrestres no Espírito Santo, Recôncavo e Potiguar.

A partir da 7ª Rodada de Licitações, fase B para acumulações marginais, realizada em outubro de 2005, é inaugurada, segundo a ANP, uma nova etapa da flexibilização do setor de petróleo e gás no Brasil. Além dos blocos oferecidos com risco exploratório, a ANP disponibiliza blocos na fase B da licitação constituídos por campos de petróleo e gás em terra, nos estados da Bahia e Sergipe, na maioria pertencentes a campos maduros, nos quais a presença de hidrocarbonetos já havia sido confirmada. Durante a fase de habilitação e análise de informações, as instalações do Campo Escola da UFBA foram visitadas por várias empresas, oportunidade em que foram discutidos importantes aspectos relativos à infra-estrutura, instalação e operação e colhidos valiosos subsídios para a elaboração de ofertas da parte dos interessados na 1ª Licitação de Campos Marginais da ANP.

Um último componente contribuiu para estimular a concorrência por esses campos: os altos níveis de preço do petróleo impulsionaram a participação e viabilizaram a produção nesses campos de acumulações marginais de hidrocarbonetos. Conforme citado por Dias (2005), a eliminação do risco geológico tem estimulado empresas a investirem em campos maduros, em vez de fazê-lo em campos onde o risco está presente. Acrescenta ainda que empresas têm considerado os campos terrestres especialmente valiosos, porque em um cenário de preços favoráveis do petróleo podem ser colocados em produção mais rapidamente do que os campos marítimos. Borba *et al.* (2004) apresenta estudo sobre a revitalização de um campo maduro em terra, no estado de Alagoas, o qual, como consequência de novos estudos e novas perfurações realizadas, incrementa o perfil de produção, originalmente em fase de declínio.

Em 2005, juntamente com a Sétima Rodada de Licitação de Blocos com Risco Exploratório, ocorreu a Primeira Rodada de Licitação de Áreas Inativas Contendo Acumulações Marginais. Já a segunda ocorreu, em evento separado, em junho de 2006. A ANP já havia tentado incluir alguns dos “campos marginais” em blocos exploratórios em rodadas anteriores, visando o valor dos mesmos, contudo a iniciativa não revelou muito atrativa.

A iniciativa de realizar as rodadas exclusivas para essas áreas obteve sucesso significativo. Foram oferecidas 17 áreas na Primeira Rodada e 14 na Segunda, contando com a presença de 91 e 50 empresas habilitadas, respectivamente. Enquanto a Primeira Rodada se destacou pelo montante de investimentos mínimos, comprometidos pelas empresas para os dois anos seguintes através do Programa de Trabalho Inicial (PTI), a Segunda Rodada arrecadou em bônus de assinatura uma quantia correspondente ao triplo da rodada anterior. Mais do que isso, a realização destes leilões, não só atraiu empresas de pequeno e médio porte, já existentes para atuarem segmento de produção de petróleo, como incentivou a criação de diversas outras novas empresas. A maior parte destas novas empresas provinha de outros setores da economia, ligadas a atividades econômicas não relacionadas à indústria do petróleo. No entanto, havia também empresas, prestadoras de serviços e fornecedoras de materiais, já vinculadas à indústria do petróleo – chamadas empresas parapetrolíferas, referente às empresas habilitadas a participar na Primeira Rodada de Áreas Inativas contendo Acumulações Marginais.

Na primeira rodada de licitação arrecadaram-se cerca de três milhões de dólares em bônus de assinatura e mais de 20 milhões de dólares em comprometimento de investimentos, a serem executados num período máximo de dois anos, em campos marginais abandonados e situados em áreas carentes da Bahia e de Sergipe.

Já na segunda rodada de licitação foram arrecadados R\$ 10.677.058 em bônus de assinatura e R\$ 24 milhões em investimentos na reativação dos campos arrematados a serem efetivados nos próximos 2 anos. Foi nesta segunda rodada no qual a empresa Máxima 07 arrematou o bloco na área de Porto do Mangue, que será um dos objetos do estudo de caso nesse trabalho. A área de Porto do Mangue foi arrematada por R\$ 337,7 mil referentes a bônus de assinatura e R\$ 1,16 milhão em garantia pelo Programa de Trabalho Inicial (PTI), que são as atividades de avaliação do campo nos próximos anos (ANP).

A título de comparação, na 1ª Licitação, onde foram oferecidos 17 campos, 91 empresas foram habilitadas, 53 apresentaram ofertas e 16 venceram, o total de bônus de assinatura foi de ordem de R\$ 6.000.000 (seis milhões) enquanto que o total de investimento obrigatório nos campos foi de cerca de R\$ 40.000.000 (quarenta milhões).

A 10ª Rodada de Licitações de Blocos para Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural foi realizada no dia 18 de dezembro de 2008, no Rio de Janeiro. Com a oferta de 130 blocos, todos localizados em bacias terrestres, este leilão alcançou o objetivo de atrair empresas de pequeno e médio porte.

Dezessete empresas foram vencedoras – 11 brasileiras e seis estrangeiras – tendo arrematado blocos nos oito setores das sete bacias oferecidas. Foram concedidos 54 blocos numa área total de 48 mil km², extensão territorial que corresponde a 68% dos 70 mil km² ofertados nesta Rodada. A seleção das áreas oferecidas buscou o equilíbrio entre bacias maduras e bacias de nova fronteira, com o intuito de contemplar tanto as atividades de prospecção como as de produção de petróleo e gás natural, assim como estimular a interiorização geográfica da indústria petrolífera.

A 10ª Rodada de Licitações movimentou cerca de R\$ 700 milhões, dos quais R\$ 89,9 milhões em arrecadação de bônus de assinatura para a União e R\$ 611 milhões de investimentos mínimos previstos para a exploração. O valor superou as expectativas para uma rodada sem oferta de blocos marítimos.

Para arrematar os blocos em oferta, as empresas tiveram que considerar nas suas propostas 40% do valor total da oferta para o bônus de assinatura, 40% em investimentos para o Programa Exploratório Mínimo (PEM) e 20% em aquisição de bens e serviços nacionais dentro do programa de Conteúdo Local.

2.5 Qualificação das Empresas para Operar em E&P no Brasil

As empresas interessadas em participar das rodadas de licitação para exploração e produção de petróleo em território brasileiro devem atender as condições e os requisitos presentes nos Editais de Licitação divulgados pela ANP. Os processos de qualificação são distintos para as áreas com risco exploratório e para as áreas inativas contendo acumulações marginais, devendo obedecer aos respectivos editais. Em ambos os processos as empresas obterão qualificações técnicas, financeiras e jurídicas, emitidas pela ANP.

Nesta seção, serão apontados os pontos mais relevantes em relação ao processo de qualificação as empresas para áreas inativas contendo acumulações marginais.

2.5.1 Qualificação para Áreas Inativas Contendo Acumulações Marginais

As empresas interessadas em operar nas áreas inativas contendo acumulações marginais devem obter qualificação técnica, financeira e jurídica, emitida pela ANP. Entretanto, o processo e as condições exigidas pelo respectivo edital, divulgado para a Segunda Rodada de Áreas Inativas, realizado em junho de 2006, são mais simples, uma vez que este tipo de leilão busca atrair empresas de pequeno e médio porte.

Em relação à qualificação técnica, as empresas devem apresentar um sumário técnico contendo uma declaração demonstrando interesse na condição de Operador ou Não Operador e uma descrição dos principais projetos e atividades da empresa, deixando claro se a empresa é do ramo de petróleo ou não. Aquelas empresas que desejarem ser qualificadas como Operadoras devem comprovar capacitação técnica de quadro próprio ou contratação de serviços de terceiros.

Quanto à qualificação financeira, as empresas devem comprovar um Patrimônio Líquido mínimo de R\$ 50.000,00, apresentar referências bancárias mencionando o histórico do relacionamento da empresa com o banco e as Demonstrações Financeiras completas dos três últimos anos. Finalmente, as empresa devem informar de forma detalhada a cadeia de controle societário existente entre a matriz ou a empresa controladora e a requerente, a fim de obter a qualificação jurídica. Devem ser preenchidas também as demais condições exigidas pelo edital.

2.6 Economia da exploração

Serão apresentadas as principais fases das atividades de E&P, quais sejam: exploração, desenvolvimento e produção; e os riscos inerentes e associados a estas atividades. Além de explanação geral sobre o perfil das empresas participantes deste ramo da indústria petrolífera: empresas estatais, *majors* e independentes.

2.6.1 Setor de E&P do petróleo

O setor de Exploração e Produção do Petróleo (E&P), também denominado de upstream da cadeia do petróleo, pode ser dividido, basicamente em três fases que compreendem diversas atividades. Estas fases são: a exploração, que é o conjunto de operações ou atividades destinadas a avaliar áreas, buscando descobrir e identificar jazidas de petróleo ou gás natural; o desenvolvimento, que reúne as operações e investimentos destinados à viabilização das atividades de produção de um determinado campo de petróleo ou gás; e a produção, conjunto de operações coordenadas de extração petróleo ou gás natural de uma jazida (Almeida, 2004).

2.6.2 A fase de exploração

A exploração de petróleo é caracterizada como uma atividade que envolve custos e riscos elevados, consistindo em um empreendimento apenas para empresas capacitadas a encará-los. As atividades de cada um dos segmentos da indústria petrolífera são intensivas em capital, mas o fato de a indústria ser “alicerçada na exploração e produção ininterrupta de um recurso mineral exaurível, a intensidade de capital é particularmente significativa na fase de E&P, em função do risco implicado” (Alveal, 2003, p.6). A dedicação das empresas à exploração é necessária para manter o ciclo de reprodução de reservas. A atividade de exploração pode ser dividida em duas partes. A primeira envolvendo estudos geológicos e geofísicos (levantamentos sísmicos) e a segunda envolvendo a perfuração exploratória de um ou mais poços de prospecção.

O risco é elevado na fase de exploração, pois a probabilidade de se encontrar petróleo ou gás é bastante reduzida. Na maioria dos poços perfurados não se encontra hidrocarbonetos em volumes que justifiquem o aproveitamento comercial das jazidas e em muitos casos as perfurações resultam em poços secos. Os custos totais de perfuração de poços de petróleo podem representar entre 40% e 80% dos custos totais de exploração (Almeida e Araújo, 2002), tornando a atividade do geólogo de petróleo essencial para que a exploração tenha maiores chances de sucesso. Cabe a este profissional determinar, no campo explorado, o local exato onde deverá ocorrer a perfuração. Contudo, por mais conhecimento que se tenha da área explorada e com toda

a sofisticação dos métodos geofísicos e geológicos, a certeza da presença de óleo em um reservatório só se torna possível após a perfuração do poço. Por esta razão, as empresas de petróleo mantêm, em seus quadros de funcionários, grandes equipes de geólogos de petróleo, que podem ser considerados a base desta empresa. As decisões de investimentos por parte da companhia são conseqüências da aquisição e interpretação dos dados geológicos por estes especialistas e os melhores são disputados pelas empresas, dispostas a lhes oferecer ótimos salários.

Todavia, um poço seco não significa necessariamente o completo fracasso da campanha exploratória, uma vez que cada poço perfurado pode contribuir no avanço do conhecimento geológico da área explorada. Através da análise dos detritos das rochas perfuradas é possível obter informações geológicas do local onde ocorreu a perfuração mal sucedida. De acordo com Almeida (2004, p.13), “a indústria petrolífera desenvolveu equipamentos muito sofisticados, capazes de analisar a estrutura geológica de um campo, a partir de sua introdução em um poço seco”.

Os custos de perfuração variam de acordo com a região explorada e a perfuração no mar pode custar até quatro vezes mais que a atividade em terra (Almeida, 2004). Trata-se de atividade de risco altíssimo e por esta razão instituições financeiras raramente estão dispostas a financiar este tipo de operação. Por este motivo, empresas interessadas na exploração de petróleo devem possuir capital próprio para investir de forma isolada ou de forma associada a outras empresas através de *joint ventures* (é uma associação de empresas com fins lucrativos, para explorar determinado(s) negócio(s), sem que nenhuma delas perca sua personalidade jurídica.). Tal característica se constitui em uma forte barreira à entrada, que limita sensivelmente o grau de competição neste setor (Araújo, 2004).

A perfuração do poço de petróleo é realizada através de uma sonda. Segundo Thomas (2001), as sondas de perfuração são compostas por equipamentos responsáveis por determinadas funções na perfuração de um poço. As sondas de perfuração terrestre podem ser transportadas por partes em caminhões ou helicópteros, enquanto as sondas marítimas normalmente são montadas em embarcações (Almeida, 2004).

Perfurado o poço, é necessário deixá-lo em condições de operar, de maneira segura e econômica, ao longo de sua vida produtiva. O conjunto de operações de preparação do poço para produção de óleo ou gás denomina-se completação (Thomas, 2001). Em relação aos aspectos técnico e operacional, busca-se otimizar a vazão da produção e tornar a completação a mais permanente possível, minimizando a necessidade de futuras intervenções para manutenção do poço, chamadas operações de *workover*.

Como a completação produz reflexos durante toda a vida produtiva do poço e a mesma envolve altos custos, torna-se “necessário um planejamento criterioso das operações e uma análise econômica cuidadosa” (Thomas, 2001, p.137).

2.6.3 Fase de desenvolvimento do campo

Após a avaliação dos dados obtidos na fase de exploração, cabe a empresa operadora de determinado campo decidir se deve prosseguir com o desenvolvimento do campo de petróleo. Embora nesta fase, o risco seja menor que na fase de exploração, há sempre o risco de prosseguir no desenvolvimento de um campo com reservas inferiores às estimadas ou deixar de desenvolver um campo viável, mas cujos resultados de sondagem não foram promissores. Nesta fase, os investimentos são muito elevados e fluxo de caixa é fortemente negativo (Zamith, 2005).

Caso a empresa decida-se pelo desenvolvimento, devem ser realizadas atividades necessárias à preparação do campo para a produção comercial. Dentre estas, a instalação de equipamentos para extração, tratamento e estocagem do óleo produzido, sistemas de escoamento e transporte, muitas vezes por dutos, assim como devem ser definidos o número de poços necessários ao melhor aproveitamento do campo. A fase de desenvolvimento envolve vultosos investimentos, quase sempre em ativos específicos (Zamith, 2005). A determinação dos locais ideais e o número de poços a serem perfurados são essenciais para a obtenção do fluxo ótimo de produção, em que se aproveita de maneira mais eficiente a energia do próprio campo.

A perfuração também deve ser otimizada. Thomas (2001, p.99) define a otimização como a “escolha de parâmetros de modo a se conseguir uma perfuração econômica e segura” em que

“os elementos que mais influenciam no custo da perfuração estão no programa de revestimento, programa de fluido e programa de brocas”.

Nesta fase de desenvolvimento do campo, devem ser instalados equipamentos de boca de poço e os equipamentos de controle e de separação, necessários para a fase seguinte de produção. Estes últimos equipamentos são necessários, pois o óleo, que é a parte dos hidrocarbonetos que permanece no estado líquido quando chega à superfície, vem misturado com gás natural e água, e os três componentes devem ser separados.

O poço deve ser preparado com a introdução de tubos de aço, a fim de evitar o desmoronamento das paredes e a entrada de materiais indesejados, além de permitir a descida da coluna de produção. Em seguida deve ser promovida a passagem do “canhoneio”, equipamento usado para comunicar o interior do poço com a formação produtora, criando canais de ligação através cargas explosivas. Realizada esta etapa, a própria pressão do poço deve ser suficiente para escoá-lo até as válvulas de controle de produção, instaladas na superfície. Caso a pressão não seja suficiente para escoar o óleo, exige-se algum tipo de ação externa para produção, entre estas, bombeio de óleo, injeção de fluídos ou fonte de calor (Almeida, 2004).

2.6.4 Fase de produção

Terminadas as fases de exploração e desenvolvimento de um campo de petróleo, chega-se finalmente à fase de produção, quando é iniciada a extração de petróleo ou gás em escala comercial.

Em um primeiro momento a produção ocorre pela decompressão do reservatório de petróleo, ou seja, pelo diferencial de pressão entre o campo e a atmosfera. Contudo, é comum que apenas uma parte do óleo seja extraída pela decompressão natural do campo. Após a exaustão da energia natural do reservatório, torna-se necessário o emprego de uma série de processos que visam à obtenção de uma recuperação adicional. São os métodos ou tecnologias de recuperação, que, de uma maneira geral, “tentam interferir nas características do reservatório que favorecem a retenção exagerada de óleo” e “obter uma produção maior do que aquela que se obteria, caso apenas a energia natural do reservatório fosse utilizada” (Thomas, 2004, p.200). Em outras palavras, na medida em que o petróleo é retirado, a energia natural do poço diminui e a

produtividade tende a cair. Torna-se, assim, necessário investir para manter um nível estável de produção durante um determinado período de anos, o chamado platô de produção. Uma vez terminado o platô, a produção inicia seu declínio e deve ser iniciado o ciclo de revitalização objetivando uma produção extra (Zamith, 2005).

A recuperação segundo Thomas (2004), pode ser dividida em três categorias de acordo com a natureza do processo aplicado. A recuperação primária é a produção resultante da atuação da energia natural do reservatório. A recuperação secundária, método frequentemente utilizado, é resultante da injeção de água ou gás e a nomenclatura “recuperação terciária” contempla os demais processos. Esgotados todos os métodos de recuperação, a produção do campo se torna inviável economicamente. Neste momento deve ser realizado o descomissionamento, ou seja, a retirada dos equipamentos e instalações, o fechamento definitivo e o arrasamento dos poços e a restauração do ambiente.

2.6.5 Risco e incertezas nas atividades de E&P de petróleo

A avaliação dos riscos inerentes à exploração e produção de petróleo é imprescindível para qualquer empresa envolvida nesta atividade. Segundo Lerche e Mackay (1999, p. 10), “corporações têm alta aversão ao risco quando sua tolerância ao risco é definida em um nível baixo”. Este é justamente o caso das companhias independentes, empresas com menor aporte financeiro e que buscam projetos com riscos associados mais baixos. O alto risco envolvido nas atividades de E&P afeta principalmente as empresas menos capitalizadas (Zamith, 2005).

Desta forma, é necessário fazer uma abordagem sobre os riscos associados à atividade de exploração e produção de petróleo. A fase de exploração é altamente arriscada, pois a probabilidade de se encontrar hidrocarbonetos em condições economicamente favoráveis é muito pequena e mesmo quando uma jazida é descoberta em um nível comercialmente explorável, embora o risco diminua, o volume de recursos necessários para o desenvolvimento do campo é elevado (Zamith, 2005). Caso a jazida não apresente condições favoráveis de comercialização, muitos dos investimentos realizados na exploração se tornam irrecuperáveis.

Segundo Newendorp (1996, p.299), “o problema relacionado à tomada de decisões de exploração sob condições de risco e incerteza está presente desde o início da indústria petrolífera”. Na fase de exploração, como destaca Zamith (2005), há necessidade de grandes investimentos na busca por informações em relação a possíveis reservas de petróleo e “tais investimentos têm elevada probabilidade de serem quase que totalmente perdidos”. Lerche e Mackay (1999) corroboram, afirmando que “a exploração de hidrocarbonetos é um empreendimento de alto risco” e para eles, este elevado risco decorre de:

“Por um lado, os aspectos geológicos são marcados de incertezas quanto à estrutura, o reservatório e a quantidade de hidrocarbonetos; por outro, a avaliação econômica do lucro potencial do empreendimento é marcada por incertezas em relação aos custos totais, a probabilidade de realmente encontrar e produzir de forma economicamente viável, o volume e o tipo de hidrocarbonetos e o preço futuro de venda do produto.”
(Lerche e Mackay, 1999, p.1)

Estes aspectos tornam a atividade extremamente arriscada e o fato de as incertezas estarem interligadas exige que sejam tomadas decisões de risco elevado, sem nenhuma garantia de encontrar hidrocarbonetos com sucesso. Ainda que estudos sísmicos apontem indícios da presença de hidrocarbonetos, esta só é confirmada após o poço ser perfurado. E as reservas, caso confirmadas, podem ser inferiores ao esperado ou simplesmente não serem comercialmente viáveis. Segundo Lerche e Mackay (1999, p.2), “sempre há chance de fracasso, com risco de perda total do investimento, contra a chance de sucesso, que traz um ganho que excede o investimento total”. O risco está sempre presente, não só na fase de exploração, mas também nas etapas conseqüentes e sua avaliação não deve ser desprezada. Pelas palavras de Newendorp (1996):

“Não acredito que se possa ignorar o elemento do risco. Apesar da análise do risco ser complicada, ignorá-lo como alternativa é insustentável. Deve-se aceitar a realidade dos riscos exploratórios e buscar de forma positiva conhecer tudo possível sobre métodos de análise de riscos. Isto requer um esforço de aprofundamento dos conhecimentos de valoração do risco e de transmiti-los de maneira clara e concisa aos tomadores de decisão.” (p.300)

A fase de desenvolvimento, iniciada pelo aproveitamento da jazida e a perfuração de poços de desenvolvimento, constitui-se na instalação de infra-estrutura necessária à produção, escoamento e transporte. De acordo com Zamith (2005, p.53), esta fase “pode envolver milhões ou bilhões de dólares em investimentos, quase sempre específicos”. Zamith (2005) aponta que na indústria do petróleo, as fontes de incertezas são decorrentes, de modo geral, de três tipos de riscos: (i) o risco de mercado, ligado ao funcionamento da economia como um todo e presente em todos os setores. No caso da indústria petrolífera, especificamente, este risco se associa a incertezas regulatórias; (ii) o risco exploratório, relativo à atividade extrativa, marcada pela presença de incertezas em relação ao tamanho, à localização, a qualidade e à viabilidade das jazidas. Este tipo de risco ganha maior relevância pela dificuldade de previsão dos parâmetros futuros de preço, taxa de juros do mercado, demanda e custos que influenciam o resultado do retorno de projetos de E&P. (iii) o risco político, associado à possibilidade de ações arbitrárias por parte do governo, que podem levar à expropriações de ativos ou nacionalizações sem compensações devidas. Engloba-se neste risco, a instabilidade política do país.

A decisão de investir a ser tomada pela empresa deve ser embasada em conhecimentos sobre os riscos e incertezas inerentes ao projeto, sob pena de resultar em grave prejuízo fiscal, não excluindo a hipótese de falência da companhia (Lerche e Mackay, 1999) em caso de insucesso. A importância das decisões na indústria do petróleo se torna ainda mais relevante, dadas características dos investimentos, geralmente, inflexíveis, dedicados e de baixa mobilidade (Zamith, 2005).

Diante de um cenário repleto de incertezas, o tomador de decisões tem a opção de fazer uma análise informal acerca da exploração a ser feita, utilizando-se de seu próprio julgamento, intuição, experiência e em alguns casos sorte, para determinar que caminho tomar. Por outro lado, pode tentar considerar os elementos de risco e incerteza de forma lógica e quantitativa. A primeira opção foi, no passado, largamente utilizada na indústria petrolífera, contudo, atualmente, sua aplicação de forma exclusiva causaria certo desconforto (Newendorp, 1996), em razão do envolvimento de investimentos pesados e da existência de métodos de análise de decisões.

De acordo com Newendorp (1996), estes métodos consideram de maneira quantitativa a presença do risco e da incerteza e provendo meios de incorporar a dimensão do risco a uma lógica e consistente estratégia de decisão sob condições de incerteza. A pedra fundamental para este tipo de análise é conceito de valor esperado - método que combina estimativas de lucratividade com estimativas quantitativas dos riscos, apontando um critério de decisão ajustado a estes riscos. O conceito não pretende substituir o julgamento dos administradores, mas fornecer um método de análise em que as diversas conseqüências de cada decisão podem ser valoradas e comparadas.

2.7 Gestão de Operação em Campos com Acumulações Marginais

A operação de produção de petróleo e gás em campos com acumulações marginais é um negócio de risco e ainda recente no Brasil no âmbito das empresas privadas independentes. A gestão efetiva passa pelo gerenciamento do risco e de todos os recursos envolvidos na operação de negócio. Para tal é preciso ter uma estratégia bem definida com uma estrutura adequada que consiga atender os objetivos da organização.

2.7.1 Gestão de Riscos

Além do risco, a exploração e produção (E&P) de petróleo em campos de acumulações marginais é um negócio que demanda investimentos relativamente onerosos, e está sujeito a incertezas que podem resultar em prejuízos que nunca venham a ser recuperados. O montante de investimentos em projetos de revitalização de um poço pode ser muito alto, devido à escassez de alocar sonda, reequipar o poço com novas bombas, com nova estrutura de tubulação e hastes, e investir em diferentes técnicas de completação. Quando o projeto é de perfuração de um novo poço, os custos são ainda maiores, e a possibilidade de sucesso é ainda mais incerta. O investimento pode ultrapassar, facilmente, a casa de um milhão de dólares. Segundo dados de pesquisas publicados pela revista *The Economist*, em abril de 2005, os custos de perfuração e de desenvolvimento de projetos em poços de petróleo cresceram tanto que as “*Marjors*” consideram mais econômico comprar outras empresas de petróleo de menor porte para aumentar as reservas

do que investir na exploração do óleo. Porém, para as empresas independentes, o investimento em aquisições, muitas vezes, não é viável e quando não se tem recursos que capacitem projetos de perfuração, só resta a opção de controlar os custos (Coelho Neto, 2009).

Uma operação de produção de petróleo em campos marginais é um negócio repleto de variáveis internas e externas. As empresas não podem alterar o preço ou a especificidade do produto, pois o petróleo é uma “*commodity*” com o preço fixado em dólar, na bolsa de mercadorias, de acordo com sua classificação de qualidade.

No caso do petróleo o fator preço é muito mais instável do que outras *commodities* negociadas em bolsa. É nele que está a grande fonte de risco do negócio produção de petróleo. As variações de preço são imprevisíveis: ele pode subir e descer bruscamente em pouco espaço de tempo. Essa realidade explica-se pelo fato de dois terços das reservas mundiais estarem na região do Golfo Pérsico, onde há muita instabilidade política e o petróleo é produzido, basicamente, por empresas estatais dos países árabes. Segundo de *The Economist* (2005), um atentado terrorista na infra-estrutura petrolífera da Arábia Saudita poderia fazer o preço ultrapassar os US\$ 100,00 por barril de petróleo. Por outro lado, a mesma revista revela que fundos de pensão despejam bilhões de dólares em investimentos securitizados em petróleo, e como os retornos de investimentos caem com o tempo, os fundos podem retirar bruscamente seus recursos e derrubar o preço para menos de US\$ 10,00. Além disso, a pesquisa feita pela referida revista também revela que os especialistas de IHS Energy consideram que o potencial de reservas não exploradas no Oriente Médio é ainda muito alto. No Iraque, existem mais de 130 projetos de perfuração de poços prontos para serem executados, sem falar que as reservas provadas da Arábia Saudita são em torno de 260 bilhões de barris. Mudanças na conjuntura política da região aliadas ao desenvolvimento tecnológico podem elevar a produção rapidamente e provocar quedas no preço. Principalmente por questões relacionadas a guerra, a contribuição atual do Iraque na produção mundial é praticamente zero (Coelho Neto, 2009).

Para reduzir os riscos dos projetos de exploração de petróleo, as empresas normalmente preparam seus estudos de viabilidade econômica para executar um projeto considerando a cotação do barril de petróleo com um forte deflator, atualmente na faixa dos US\$ 20 a US\$ 30. A condição de seguir com o projeto é que o valor presente líquido do fluxo e caixa descontado seja

positivo com esses preços mesmo que no momento o preço esteja oscilando na faixa de US\$ 70 a US\$ 80, o que funciona como um mitigador de risco, apesar de “reprovar” projetos potencialmente aceitáveis.

2.7.2 Estratégia

Para Porter(1989), a vantagem competitiva é obtida mediante uma das três estratégias genéricas: Diferenciação, Liderança de Custo e Enfoque. No caso das indústrias petrolíferas que atuam com “*commodities*”, ou seja, produzem um produto com características e composição química pré-definidas e, ao mesmo tempo, com demanda garantida, fica evidente que a estratégia genérica é a Liderança de Custo. Segundo Porter (1989), na liderança de custo a empresa parte para torna-se produtor de baixo custo, e deve explorar todas as fontes de vantagem de custo desde que tenha produto comparável e aceitável pelos compradores. Da mesma forma, a estratégia do negócio de uma operação de produção de petróleo e gás em campos com acumulações marginais também se enquadra como Excelência Operacional. Isso significa que todos os investimentos e todos os processos desenvolvidos pela organização precisam ser voltados para esses dois vetores: maximizar a produção e minimizar custo. E, juntamente com os cuidados naturais com a legislação, segurança e meio ambiente, não há outros fatores mais importantes que impactam nas tomadas de decisões dentro da organização. Toda a gestão passa a ser voltada para contribuir seja diretamente ou indiretamente para maximizar a produção e reduzir custos.

2.7.3 Recursos

Coutinho (2004) destaca o seguinte conceito: “Em geral os recursos da firma são todos os ativos, capacitações, competências, processos organizacionais, atributos da firma, informação, conhecimento e tudo mais que é controlado pela firma e que permite a ela conceber e implementar estratégias que aumente sua eficiência e sua efetividade”. Os principais recursos para uma gestão de produção de petróleo e gás em campos acumulações marginais são os recursos humanos, financeiros, tecnológicos, as informações e o conhecimento.

2.7.4 Recursos humanos

A gestão dos recursos humanos muitas vezes não é atentada de forma estratégica devido à falta de percepção de que gerenciamento de pessoas impacta na gestão do conhecimento da empresa, uma vez que boa parte do conhecimento não fica em um nível organizacional e sim em um nível individual. Segundo alguns autores como Nonaka e Takeuchi (1997), o conhecimento pode ser: “explícito”, resultante de repetições e rotinas, podendo ser facilmente codificado e processado; ou pode ser “tácito”, envolvendo ajustamento de crenças, valores, idéias e experiências que pertencem a um indivíduo. Sendo assim, parte do conhecimento fica restrito ao indivíduo e não tem vez na organização. Quando a empresa não consegue uma gestão eficiente dos recursos humanos ela não somente tem dificuldades de reposição como perde conhecimento. O mercado de trabalho no segmento de petróleo e gás, que levou muitos anos estagnado por conta do monopólio da PETROBRAS e da estagnação dos investimentos, encontra-se muito aquecido mas são poucos os profissionais com experiência e conhecimento disponíveis. Com tudo isso, reter os recursos humanos se tornou estratégico para uma operação de campos com acumulações marginais. Recrutar adequadamente, reter os talentos, desenvolver o conhecimento das pessoas e mantê-las motivadas são os desafios da gestão de recursos humanos.

Segundo Coelho Neto (2009) a retenção dos talentos passa pela eficácia do processo de recrutamento. Se a administração não contrata pessoas com perfis adequados, mesmo com um nível de remuneração acima do mercado normal, a falta do perfil contribui juntamente com outros fatores para que o profissional fique pouco tempo na organização. Para recrutar com eficácia, a administração precisa saber com precisão as competências individuais necessárias para o desenvolvimento das atividades de cada posição dentro das empresas. É fundamental perceber que, na orientação estratégica escolhida de liderança de custos, uma competência adequada e requerida dos recursos humanos para uma operação em campos com acumulações marginais é a de generalista. Para manter uma estrutura enxuta com poucas pessoas em cada área, os profissionais normalmente precisam ter conhecimentos genéricos, passando para terceiros as atividades que demandam conhecimentos mais especializados e específicos. Dessa forma, é possível criar uma estrutura enxuta com recursos humanos próprios que esteja apta a operar com a cotação do barril de petróleo a US\$ 60,00 ou US\$ 20,00.

Além de selecionar as pessoas com perfil adequado para cada posição, a retenção dos talentos se efetiva ao manter as pessoas motivadas. Dentro do objetivo estratégico de maximizar a produção e minimizar custos, contar com profissionais motivados é muito mais que uma vantagem competitiva, é fator decisivo para manter os poços operando. Os campos terrestres com acumulações marginais se encontram na sua grande maioria no interior do Nordeste Brasileiro, em lugares de difícil acesso e com baixa qualidade de infra-estrutura e de comunicação, o que demanda um grande esforço de pessoal para manter uma logística eficiente de operação, com tempos reduzido de poços parados.

A qualidade da motivação dos funcionários passa por uma política clara e bem divulgada de remuneração variável, onde as metas de produção e custo da empresa são diretamente relacionados com a remuneração.

2.7.5 Recursos Financeiros

Segundo Coelho neto (2009) a eficácia da gestão dos recursos financeiros é voltada basicamente a duas necessidades: prover o monitoramento dos resultados financeiros e dos custos para os gestores responsáveis pela operação, e atender às obrigações governamentais e demais pagamentos e recebimentos da empresa. A gestão de recursos financeiros ganha destaque principalmente pelo alto custo no início do projeto de exploração, quando se gasta com a aquisição da concessão, com exploração e desenvolvimento dos campos e perfuração, sem uma contrapartida de receita.

Custos de Aquisição: Envolvem os custos relativos aos direitos de exploração no processo licitatório como os gastos com estudo e preparação de proposta e o bônus de assinatura da concessão.

Custos de Exploração: Após a aquisição da concessão, todos os gastos para exame da capacidade de produção do campo, como os custos de estudos geofísicos e topográficos e os gastos com perfuração.

Custos de Desenvolvimento: São os gastos incorridos para desenvolvimento de produção das reservas provadas, que no caso de operação de campos marginais envolvem os gastos com os projetos de revitalização ou estimulação de poços. Além disso, esse grupo engloba também todos os custos para equipar as facilidades do campo como os tanques de tratamento e de estoque de óleo.

Custos de Operação: esses custos vão diretamente para o resultado da empresa e envolvem todos os gastos com o processo de elevação, transporte, tratamento e armazenamento do óleo e do gás, bem como os custos com manutenção de toda a estrutura de facilidades envolvida no processo. A gestão desse custos pode ser feita dividindo-a em três grupos distintos:

- **Manutenção:** Envolve a manutenção das linhas de produção dos poços, dos tanques, compressores de gás e demais facilidades.
- **Reparo de Poço:** Envolve todos os gastos para reparar as falhas de produção do poço, como hastes partidas, colunas furadas, bombas quebradas etc.
- **Operação:** Envolve os custos para manter o poço produzindo, como energia elétrica, custos com operadores de campos e custo para transportar o fluido produzido.

Custos de Abandono de Poço: São os custos para desequipar e cimentar o poço que parou definitivamente de produzir, bem como todas as atividades que envolvem a reconstituição da área do poço ao seu estado original antes da exploração do petróleo.

Segundo Barbosa (2006), 42% do total da receita bruta de um projeto de exploração e produção de petróleo destinam-se ao pagamento de obrigações governamentais e tributos. A gestão adequada desses tributos é fundamental para que a operação não venha constituir-se algum tipo de passivo fiscal capaz de gerar risco financeiro futuro da operação. Uma operação de produção de petróleo e gás em campos com acumulação marginal sofre influência, seja direta ou

indiretamente, de praticamente todos os tributos previstos no Código Tributário Nacional. Tributos esses serão detalhados mais adiante.

2.7.6 Recursos tecnológicos

Impulsionado pelo forte crescimento da demanda dos derivados de petróleo e gás, principalmente por países superpopulosos como China e Índia, sem um correspondente aumento de reservas, aliado ao aumento do preço, a pesquisa e o desenvolvimento de novas tecnologias para exploração e produção de petróleo e gás têm crescido no mundo todo. Dentro dessa realidade houve um grande crescimento de empresas que se têm especializado no segmento de serviços para apoiar as empresas operadoras que detêm o contrato de concessão. Alguns exemplos de empresas que vendem serviços e equipamentos para empresas concessionárias que operam praticamente no mundo todo são: Halliburton, Schlumberger, Baker Hughes e Weatherford. Essas e outras vendem tecnologias em todas as fases do ciclo de vida de um campo, conforme listado mais adiante. Embora esses serviços tenham impacto direto nos resultados de operação, as empresas operadoras de campos com acumulações marginais preferem contratar terceiros para executar boa parte deles, quando não todos. Muitos desses serviços nas são executados diretamente pelas operadoras, devido ao alto custo de desenvolvimento tecnológico e de especialização, que muitas vezes não comportam dentro de uma estrutura dessas empresas. A estratégia que é comumente seguida é manter estruturas enxutas de pessoal nas áreas de geologia e geofísica, engenharia de petróleo e supervisão de sonda, que definem os tipos de serviço e tecnologia para serem executados no campo. Para boa parte dos serviços, cabe a cada uma dessas áreas fazer o planejamento das atividades e avaliar os riscos, projetar o incremento de produção, o retorno financeiro, bem como analisar com as empresas parceiras o melhor tipo de procedimento a ser seguido e supervisionar a execução dos serviços (Coelho neto, 2009).

2.7.7 Gestão da informação e do conhecimento

Peter Drucker (1994) cunhou o termo “Sociedade do Conhecimento”. Segundo esse autor, de agora em diante (anos 90), a chave (para a prosperidade) é o conhecimento. A velocidade da geração de informação e do conhecimento a partir da década de 1990 tem levado as empresas do

mundo todo a ajustarem seus modelos de gestão para que toda organização possa aprender e acompanhar as mudanças contínuas dessa nova era da informação.

Informação assim como conhecimento é um dos ativos fundamentais na gestão de uma operação de campos com acumulações marginais. Para maximizar a produção é fundamental que se tenha com qualidade as seguintes informações: histórico dos poços, histórico sobre as completações feitas, dados de produção, resultados de testes de poço, perfis de poço, dados de sísmicas, análises de pressão e histórico de intervenções com todos os serviços de sondas efetuados. Já para minimizar os custos é fundamental que se tenha uma gestão adequada de todo o fluxo de informações na geração do custo, desde o momento em que um pedido de compra é colocado por alguém envolvido com a operação do campo até o momento de pagamento dos produtos ou serviços requisitados. Para se ter uma gestão eficaz de custo é necessário se ter antes uma gestão adequada das informações que vão alimentar os relatórios financeiros da empresa. Para tal, precisa-se investir em um banco de dados adequado e integrado em que cada usuário também entenda o conceito da estrutura de custos da empresa, para que os gestores tenham em curto prazo informações claras e precisas dos custos da empresa.

2.8 Principais Desafios dos Campos Maduros

O problema decisório quanto ao desenvolvimento ou à continuidade de projetos em áreas de acumulações marginais possui fatores críticos de risco, envolvendo incertezas e custos de investimento. No entanto, como o risco exploratório já não existe em virtude de ter sido absorvido na fase anterior do campo, na atualidade, a maior limitação está relacionada aos baixos retornos (Valor Presente Líquido) de projetos dessa natureza.

Existem três fatores críticos para o estabelecimento e manutenção deste mercado: preço do barril do petróleo, custo operacional e ambiente regulatório favorável. Este nicho de produção de petróleo e gás em acumulações marginais é extremamente sensível a esses parâmetros.

Ferreira (2009) diz que não obstante a veemência econômica do limiar, em termos de VPL, dos projetos de baixo retorno e pequena produção diária, visto acima, o setor debate-se com

enormes dificuldades, de natureza jurídica inclusive, e antagonismo, enfim, desafios que devem ser vencidos para o estabelecimento de um mercado competitivo e atrativo. Esses aspectos são analisados nos itens a seguir:

- Sérias limitações de serviços e equipamentos. Faltam incentivos para Pesquisa & Desenvolvimento de tecnologias adequadas ao porte dos projetos (elevação, produção avançada, gerenciamento ambiental, tratamento de óleo, desparafinação, questões ambientais etc.).
- Déficit de mão-de-obra especializada. Pequenas empresas em toda a cadeia produtiva preparam e treinam recursos humanos com muita dificuldade. Depois de treinada, essa mão-de-obra é facilmente assimilada por grandes empresas, fato que naturalmente beneficia um segmento em detrimento de outro.
- As limitações financeiras dos novos entrantes e a falta de produtos financeiros no mercado voltado para este nicho. Por desconhecer este nicho, o setor financeiro “trata” o pequeno produtor como se fosse uma empresa do porte da PETROBRAS. Além disso, pequenos operadores, compreensivelmente, têm grande aversão a riscos e a reabilitação de campos marginais inativos requer consideráveis investimentos.
- A escassez de dados. Campanhas de aquisição de dados sísmicos, reprocessamento e a reinterpretação de dados antigos poderiam ser promovidas em convênios com Universidades, Estados e concessionárias. No setor “Atratividade” é diretamente proporcional à quantidade de “Informação”.
- As restrições ambientais. Alguns projetos enfrentam grandes desafios no gerenciamento de resíduos da produção, separação, tratamento e descarte de água (alguns poços produzem 97% água e 3% de óleo) e outros resíduos da produção. Existem ainda desafios na recuperação de áreas degradadas pela atividade ao longo das últimas décadas.

- Limitação da capacidade de serviços laboratoriais. Com o aumento da produção, os laboratórios existentes trabalham no limite de suas capacidades.
- Falta de um mercado alternativo para comercialização do óleo produzido. A PETROBRAS não é obrigada a comprar o óleo produzido.
- Ausência ou precariedade de infra-estrutura de escoamento e acesso a energia elétrica. Muitas áreas do interior do país continuam sem energia elétrica.

Em fevereiro de 2006, a *World Oil Magazine*, publicou uma pesquisa com 196 empresas de petróleo e gás, e obteve como resposta sobre os principais obstáculos para viabilização dos investimentos que 80% consideravam como principal preocupação a indisponibilidade de sondas e 60% a falta de pessoal qualificado, devendo-se entender que a qualificação aqui referida contempla a formação teórica e a experiência de campo.

No Brasil, no incipiente mercado aberto da indústria nacional de petróleo e gás natural, a situação da qualificação de pessoal especializado para o segmento de exploração e produção apresenta-se ainda mais desafiadora pelas condições de ofertas enfrentadas especialmente pelas pequenas operadoras independentes: ou captam pessoal recém-egresso da escola, ou pessoal aposentado da PETROBRAS.

Com relação aos egressos das escolas, com algumas exceções, originam-se de programas recém-implantados, em geral carentes de uma melhor estrutura programática, docente e laboratorial. Já os aposentados da PETROBRAS, formados geralmente em programas internos da companhia, com sólidos conhecimentos técnicos e experiência prática, além de escassos, são profissionais cujos níveis salariais são altos, o que torna difícil a atração e retenção pelas pequenas operadoras, em especial aquelas que atuam em campos de rentabilidade marginal.

O processo de licenciamento ambiental da atividade de exploração de petróleo e gás possui várias questões que concorrem para que este processo seja considerado uma etapa problemática não só pelos requisitos a serem observados como também pela demora com que as licenças são

emitidas. Por se tratar da primeira etapa a ser cumprida, todas as demais etapas de um programa ficam a ela vinculadas. Disso decorre a atenção e preocupação sobre o tema.

A lentidão para deferimento de licenciamento ambiental é apontada como um obstáculo relevante para o desenvolvimento da atividade exploratória por parte significativa de diversas empresas. O tempo decorrido para a liberação de licenças foi considerado pelas empresas como extremamente longo. Esta morosidade na liberação das licenças por parte do órgão ambiental competente, em uma indústria como a petrolífera, onde os custos de equipamentos são contados aos milhares de dólares diários, pode levar à inviabilidade dos projetos. Um prolongamento demasiado é incompatível com a natureza da indústria.

Em um cenário de demanda por equipamentos extremamente competitivos, a demora na concessão de licenças causa ainda mais preocupação aos executivos. Como exemplo, podem ser citadas as sondas de perfuração, contratadas por um período predeterminado, e com poucas possibilidades de extensão ou flexibilização do prazo de contratação devido à alta procura, qualquer demora além do previsto na concessão das licenças pode comprometer o programa de exploração. Deve-se destacar, que a taxa de aluguel dessas sondas pode variar de US\$ 20 mil a US\$ 400 mil diários, de acordo com local (águas profundas, águas rasas ou *onshore*) e com a data em que o contrato de locação foi firmado.

A lentidão para a concessão de licenças atinge diretamente as empresas desejosas em investir na exploração de blocos com risco exploratório, sejam em campos maduros, com alto potencial ou em nova fronteira. Diferentemente, os contratos de concessão das áreas inativas contendo acumulações marginais são condicionados à manifestação favorável dos órgãos ambientais responsáveis após reavaliação ambiental.

Na tentativa de prevenir futuras inconveniências advindas do processo de obtenção de licenças ambientais, o IBAMA introduziu as “Guias para o Licenciamento Ambiental das Atividades de Exploração de Petróleo – Sísmica e Perfuração”. Estas guias objetivam proporcionar um maior esclarecimento sobre as questões ambientais – legais e técnicas – que devem ser observadas pelas empresas durante a fase de planejamento das atividades e, ao mesmo tempo, antecipar informações sobre futuras exigências do processo de licenciamento ambiental

dos projetos de E&P. Com isso, espera-se ampliar a proteção ambiental e reduzir as incertezas para potenciais investidores. As análises trazidas pelas guias apenas classificam as áreas quanto à sensibilidade ambiental, visando orientar o investidor a respeito das dificuldades do licenciamento e conseqüentes investimentos dele decorrentes. As guias não pretendem, assim, assegurar que os setores sejam licenciáveis, são apenas instrumentos de análise preliminar, visando alertar as empresas sobre áreas de maior sensibilidade ambiental, que dificilmente serão licenciados. Desonera-se o poder executivo de futuros embates e evita-se que empresas empreguem esforços e investimentos desnecessários em empreendimentos potencialmente inviáveis.

Em geral, os campos licitados foram, no passado, explorados e desativados quando ainda não havia a obrigatoriedade da obtenção da licença ambiental. Em alguns casos, as áreas petrolíferas foram amparadas por licenças de mais amplo espectro de cobertura, conhecidas como licenças do tipo “guarda-chuva”. Esse tipo de licença contemplava, em um só diploma, várias províncias petrolíferas, distintas ou não, contínuas ou descontínuas, produtoras de petróleo e gás (Machado, 2009).

Machado (2009) continua dizendo que muitos dos campos enquadrados nesta condição, quando adquiridos no processo de licitação, tinham os prazos de suas licenças originais já expirados, sendo necessária a abertura de um novo processo de licenciamento, para dar cobertura e amparo legal ao campo e a todas as suas unidades integrantes. Salvo os casos fortuitos, se existirem, todas as áreas arrematadas no processo licitatório de Campos Marginais se encontram nesta situação, ou seja, necessitam ser licenciadas para que possam ser operadas.

As questões que mais frequentemente acarretam problemas e/ou atrasos significativos no andamento do processo de licenciamento são: ofertas de áreas contendo unidades implantadas no interior de Unidades de Conservação e/ou de áreas protegidas, existência de unidades implantadas em áreas com passivos ambientais de grande monta e magnitude, dificuldades na obtenção de anuência da Prefeitura Municipal, dificuldades na obtenção da permissão do superficiário, dificuldades de obtenção das anuências para supressão de vegetação e para outorga d'água, programas de intervenção nos campos pouco detalhados, seleção/contratação tardia e/ou inadequada de consultoria ambiental, entre outros.

2.9 Importância dos campos maduros

A iniciativa da ANP de democratizar o acesso à atividade de produção de Petróleo, permitindo que uma fatia desta almejada atividade seja destinada a pequenas empresas, tem o válido objetivo de tentar implantar a cultura, já de longa data existente nos Estados Unidos, de que a atividade de exploração e produção de petróleo pode ser desenvolvida pelos pequenos.

A trajetória de desenvolvimento dessas atividades tem sido limitada ao longo dos anos, devido ao fato da PETROBRAS, que deteve o monopólio do setor até 1997, ter direcionado grande parte de seus investimentos para as atividades mais promissoras *offshore* da bacia de Campos (ZAMITH, 2005).

O setor de petróleo e gás natural no Brasil ficou, assim, caracterizado pelas atividades em águas profundas, que requerem maiores investimentos de capital e tecnologia, nicho de mercado apenas para as grandes empresas do setor. Por outro lado, as atividades *onshore* tornaram-se quase irrelevantes para o esforço do país de atingir sua meta de auto-suficiência em petróleo. Ao longo da história, foram gradualmente negligenciadas, tornando-se atividades secundárias e saindo do foco das atenções, tanto da empresa PETROBRAS, como das autoridades federais responsáveis pela política energética e petroleira do país.

As atividades *onshore* no Brasil somente se perpetuaram até os dias de hoje, porque a maior parte dos investimentos foram herdados do passado. Continuaram em sua vida produtiva retirando aqueles barris marginais possíveis de serem extraídos dos campos já exauridos.

Verifica-se que há uma dimensão social que explica o esforço a ser aqui desenvolvido. Como, quando se fala em atividades *onshore* no Brasil, consideram-se aquelas bacias mais maduras, deve-se resgatar que essas bacias costumam situar-se naqueles locais onde nasceu a indústria petrolífera nacional. Desenvolveram-se, principalmente, na Região do Recôncavo Baiano, em Sergipe-Alagoas, no norte do Espírito Santo e sul da Bahia, ou no Rio Grande do Norte. Todas essas áreas são ainda hoje marcadas pela pobreza e baixo dinamismo econômico.

Portanto, garantir-lhes sobrevida competitiva para suas atividades petrolíferas tem elevado conteúdo social.

Muitos investimentos específicos foram realizados nessas regiões ao longo da história, porém tais inversões não têm qualquer outra serventia. Portanto, trata-se de política pública extremamente positiva procurar extrair desses ativos o máximo de valor econômico que ainda pode ser conseguido, permitindo, também, o máximo aproveitamento dos recursos naturais, que serão perdidos para sempre caso a infra-estrutura existente desapareça ou perca sua capacidade de produção (ZAMITH, 2005).

A presença de pequenas operações de produção possibilita a instalação e/ou manutenção de alguns serviços públicos que não estariam disponíveis em áreas do interior do nordeste (estradas pavimentadas, bancos, energia elétrica, agências dos correios etc.). Note-se que grande parte dessas operações encontra-se em áreas isoladas e de baixo Índice de Desenvolvimento Humano (IDH). A retomada de operações temporariamente abandonadas e o prolongamento da vida de operações maduras fortalecem as economias locais enfraquecidas. Além disso, as atividades dessa natureza têm o potencial de alavancar a indústria fornecedora e a economia regional. Por exemplo: pequenas empresas são motivadas a absorverem e a treinarem mão-de-obra local; os municípios direta ou indiretamente envolvidos arrecadam tributos e recebem os repasses dos *royalties*; a presença de operadoras possibilita o estabelecimento de restaurantes e outros comércios periféricos, resultando na circulação de moeda dentro do município e atraindo outros benefícios para comunidade circunvizinhas.

A modernização e revitalização dessas atividades *onshore* exige investimentos e tecnologias específicas, mas de menor monta, sendo, portanto, apropriado para pequenas e médias empresas. Em geral, os volumes de produção não são viáveis para as grandes empresas petroleiras, que possuem estruturas maiores. Assim, surgem oportunidades de criação de empresas locais, que poderão empregar, provavelmente, na própria região, gerando um pólo de dinamismo econômico.

A importância das atividades *onshore* para o Brasil, em sua busca da auto-suficiência de petróleo, continuará pouco expressiva. Porém, sua revitalização contribuirá para a diversificação

do setor e o surgimento de novos atores, ainda inexistente na cena petroleira brasileira. Para estes novos atores, as atividades *onshore* podem tornar-se prioritárias, concentrando seus investimentos em recursos humanos e melhores esforços tecnológicos. O efeito multiplicador desses investimentos, em áreas, geralmente, menos desenvolvidas não pode ser desprezado.

Sua relevância para o quadro energético nacional é extremamente limitada, representando menos do que 3% das reservas brasileiras. Ainda assim, adotando-se um preço médio histórico para o petróleo de 35 a 40 dólares por barril, bem como custos de capital e operação para essas atividades *onshore* de 10 a 15 dólares por barril (o que representa as faixas de custo mais altas para o petróleo brasileiro), pode-se estimar rendas petroleiras da ordem de 3,7 a 7,4 bilhões de dólares a serem geradas, coletadas e partilhadas entre investidores e o Estado, as quais podem gerar riquezas nas próprias regiões de produção. Tais rendas, em qualquer situação, representam recursos de grande monta para as regiões em questão (ZAMITH, 2005).

Alguns dos campos maduros hoje foram devolvidos pela Petrobras à ANP, por não serem econômicos para os objetivos da empresa, os quais encontram-se inoperantes, sob a responsabilidade da ANP, sem que lhes seja dada qualquer utilização que melhor atenda ao interesse público. Muitos destes campos encontram-se em estado de abandono temporário e podem representar um incremento dos riscos ambientais.

2.10 Oportunidades das Pequenas Empresas em Campos Maduros

Grandes empresas operam com expectativas de retornos elevados. Por exemplo, o portfólio de projetos de uma grande empresa inclui vários campos tendo produções diárias de milhares de barris de petróleo (exemplo: VPL de US\$ 1,5 bilhões e produção superior a 150 mil bbl/dia). Portanto, uma empresa com esse perfil não poderia justificar a seus acionistas a decisão de investir e direcionar esforços em recursos humanos e equipamentos, ambos escassos, em projetos de baixo retorno, como por exemplo: VPL da ordem de US\$ 80 mil e produção de aproximadamente 20 bbl/dia.

Portanto, o foco deste negócio está na maximização da produção, otimização da produção diária, e na minimização das perdas de produção, cujos itens mais importantes são: redução do

tempo do poço parado, redução do ciclo de reparos e escolha criteriosa do método de elevação adequado. Mesmo diante desses desafios, pequenas empresas podem operar projetos de forma rentável. Além da ausência do risco exploratório, este nicho ainda é motivado pela acessibilidade a tecnologias tradicionais pela previsibilidade do fluxo de caixa e por um claro potencial para incremento da produção. Com custos operacionais mais baixos, pequenas empresas podem viabilizar a operação de poços de baixa produção.

Segundo Monteiro e Chambriard (2002), as bacias maduras brasileiras em terra podem se tornar um importante mercado para empresas independentes de médio e pequeno porte. De fato, prevalece na indústria do petróleo brasileira o consenso de que campos terrestres, marginais ou maduros, constituem a grande oportunidade para o estabelecimento destas empresas no Brasil, e para a conseqüente formação de um segmento forte formado por elas.

Essa percepção se fortalece ainda mais, pelo claro desinteresse das grandes empresas em relação aos campos com produção declinante, principalmente os campos marginais. Fato evidenciado pela devolução de campos incluídos em blocos exploratórios. Se estes campos não atraem empresas de grande porte, podem se enquadrar perfeitamente ao perfil de empresas menores. Embora o prêmio seja pequeno, e não atrativo para empresas maiores, o risco de reentrada em operação de poços localizados em áreas onde há reservas comprovadas também é reduzido, e as empresas menores podem se aproveitar do principal ativo destes campos, que são os poços já perfurados, cujo reaproveitamento pode ser feito com baixos custos (Química e Derivados, 2004). Em bacias madura onshore “prevalecem oportunidades de ganhos menores que são compensadas por riscos geológicos igualmente mais digeríveis, pois o longo histórico de perfurações e produção disponibilizou grandes quantidades de informações” (Zamith, 2005, p.65).

As grandes empresas de petróleo, ao reavaliarem a economicidade desses campos, tendem a abandoná-los diante de uma carteira muito mais vasta de grandes oportunidades em outras partes do mundo. Surgem, assim, ocasiões interessantes para pequenas e médias empresas. Como, em geral, trata-se de áreas que já dispõem de toda a infra-estrutura: estradas de acesso, dutos de escoamento, estações coletoras e de transferência e plantas de processamento de gás; as

oportunidades aumentam à entrada de pequenos produtores, pois os investimentos fixos de entrada serão reduzidos.

Para empresas que não têm o ciclo integrado, que operam a custos mais baixos ou dominam tecnologias mais avançadas, ou seja, as independentes, os campos maduros considerados economicamente marginais para grandes produtores, podem se tornar comercialmente viáveis. ganhos de produtividade em campos marginais estão muito mais associados à disponibilidade de recursos humanos para cada projeto, do que o aporte financeiro. Pois a logística de suprimentos de material, assim como o escoamento e tratamento da produção constituem atividades complexas e exigem não só investimentos, como também muita dedicação gerencial por parte do operador do campo. “O incremento de produção não está somente ligado à aplicação de tecnologias de produção. Está diretamente ligado a criatividade da área operacional e à capacidade de atuar em conjunto para driblar as dificuldades e manter uma logística focada na produção” (Coelho Neto, 2005, p.19).

O ganho de produtividade dos campos marginais é mais dependente da dedicação do operador por meio da disponibilidade de recursos humanos específicos para cada projeto do que o seu porte financeiro. Sendo assim, o incremento de produção está diretamente ligado à criatividade e à capacidade de cada empresa de solucionar dificuldades e não especificamente à aplicação das tecnologias mais sofisticadas de produção. Uma grande oportunidade de negócios no Brasil são as centenas de poços fechados em campos de petróleo marginais que poderiam ser reativados por empresas dispostas a investir e dinamizar a economia no Nordeste e em outras regiões distantes das Bacias de Campos, Santos e Espírito Santo.

Em se tratando de campos maduros, as margens de lucro dos projetos são muito menores, mas a capacidade de exposição ao risco das empresas envolvidas são igualmente pequenas. Qualquer pequena alteração de cenário, ou de regra, pode comprometer a viabilidade econômica do campo e, conseqüentemente, a disponibilidade financeira do pequeno produtor.

2.11 Contratos de Concessão dos Blocos com acumulação marginal

A concessão de exploração e produção de petróleo destina-se justamente à utilização econômica de um bem público da União por um particular. Para tanto, em razão do proveito econômico, a regra será sempre a licitação, assegurando-se o pagamento das participações governamentais previstas no artigo 45 da Lei 9.478/97.

Da sua natureza decorre o fato de que cabe exclusivamente ao concessionário decidir se, após a realização dos investimentos mínimos por ele assumidos para a fase de exploração, irá passar à fase de desenvolvimento e produção do campo, com a conseqüente declaração de comercialidade ou se irá promover a devolução do bloco a ANP. A atividade é desenvolvida por conta e risco do concessionário, cabendo à ANP fiscalizar quanto ao aporte dos investimentos prometidos e à obediência à boas práticas da indústria do petróleo.

De acordo com o disposto no contrato de concessão “melhores práticas da indústria do petróleo significa as práticas e procedimentos geralmente empregados na indústria de petróleo em todo o mundo, por Operadores prudentes e diligentes, sob condições e circunstâncias semelhantes às aquelas experimentadas relativamente a aspectos relevantes das operações, visando principalmente a garantia de: (i) conservação de recursos petrolíferos e gaseíferos, que implica na utilização de métodos e processos adequados à maximização da recuperação de hidrocarbonetos de forma técnica e economicamente sustentável; (ii) segurança operacional, que determina a adoção de métodos e processos que assegurem a segurança operacional e a prevenção de acidentes operacionais; (iii) proteção ambiental, que determina a adoção de métodos e processos que minimizem o impacto das operações no meio ambiente” (Araújo Filho, 2009).

O chamado Programa de Trabalho Inicial traduz uma série de obrigações materiais assumidas ainda durante o procedimento licitatório. O interesse primordial durante esta fase é mesmo a realização do investimento assumido, conforme as melhores práticas da indústria do petróleo. O cumprimento integral do Programa de trabalho Inicial (PTI) é a garantia de que os investimentos mínimos serão de fato realizados, cabendo a ANP a fiscalização da execução desta etapa.

Ao fim da Fase de Avaliação, cumprido o PTI, o concessionário poderá: “a) dar por encerrada a Fase de Avaliação, declarar a comercialidade e submeter o Plano de Reabilitação da Jazida (b) informar não ter encontrado Jazida Comercial na Área que, a critério do Concessionário, justifique o prosseguimento das Operações sob este Contrato, o que implicará na extinção do Contrato de Concessão”.

De acordo com Araújo Filho (2009) os tributos que têm impacto direto na operação são os Impostos de Renda e Contribuição Social que incidem sobre o lucro líquido, contribuições para o Programa de Integração Social (PIS) e para o financiamento da Seguridade Social (COFINS).

Já os tributos de impacto indireto são: Imposto sobre serviços (ISS), Imposto sobre circulação de mercadorias e prestação de serviço e transporte interestadual e de comunicação (ICMS), Impostos sobre o produto industrializado (IPI) e Imposto de Importação (II). Esses impostos têm impactos apenas no custo de compra de materiais e contratação de serviços.

As participações governamentais estão previstas no artigo 45 da Lei 9.478/97 e a participação paga ao proprietário da terra tem previsão no artigo 52 da mesma Lei. Tais participações consistem em (i) bônus de assinatura, (ii) *royalties* (iii) Participação especial, (iv) Pagamento pela Ocupação ou Retenção de Áreas e (v) Pagamento de Participação ao Proprietário de Terra.

- Bônus de assinatura: Segundo o artigo 46 da Lei do Petróleo, o bônus terá seu valor mínimo estabelecido no edital e corresponderá ao pagamento ofertado na proposta para obtenção da concessão, devendo ser pago no ato de assinatura do contrato.
- *Royalties*: São administrados pela ANP, pagos à alíquota de 5 a 10% sobre o “valor de produção de petróleo e gás”, calculada multiplicando-se os volumes produzidos de petróleo e gás pelos respectivos “Preços de Referências”, no caso dos campos marginais a alíquota é de 5%.

- Pagamento pela ocupação ou retenção de área: Previsto no artigo 45 da Lei do Petróleo, é proveniente do contrato de concessão em que uma operadora tem o direito de explorar e produzir petróleo em determinada área. As bacias terrestres em que se encontram os campos com acumulações marginais como Potiguar, Recôncavo e Espírito Santo tiveram, como se vê no Edital da 6ª rodada de Licitações da ANP, a retenção de R\$ 95 por km² por ano.
- Pagamentos aos proprietários da terra: o parágrafo 2º do artigo 176 da Constituição Federal prevê que o proprietário de terra tenha participação nos resultados de explorações minerais. Trata-se de uma compensação financeira regulamentada pela Portaria ANP nº 143/98 que estabelece o percentual variável de pagamento mensal entre cinco décimos por cento e um por cento (0,5% e 1%) do valor da produção de petróleo ou gás natural. É uma espécie de compensação porque o proprietário da terra não pode usar 100% de sua propriedade. O cálculo do valor de produção segue o mesmo modelo dos *royalties*.

2.12 Intervenções em Poços em Campos Marginais

Dois grandes desafios para a produção de campos maduros são a depleção da pressão do reservatório e o aumento da produção de água.

O declínio de pressão pode ser amainado com a aplicação de métodos de recuperação secundária. Tais métodos geralmente começam a ser aplicados antes de o campo entrar na fase dita madura. O principal deles é a injeção de água, que apresenta a grande vantagem de auxiliar no descarte da água produzida. Na fase madura são aplicados os ditos métodos de recuperação terciária de hidrocarbonetos, cujos projetos e aplicações são caros. Como exemplos tem-se a injeção de CO₂, a injeção de vapor, a injeção de solventes etc. atualmente a injeção de CO₂ tem-se tornado bastante atrativa devido aos incentivos disponíveis para a redução deste gás na atmosfera. Os custos destes métodos de recuperação terciária os tornam inviáveis para companhias de pequeno porte ou para campos com pequeno volume de hidrocarbonetos.

Na unidade poço, a queda de pressão gera inúmeros problemas. O primeiro é a necessidade de algum método de elevação artificial, o que implica mais custos. A definição do método a ser implantado é função das características do reservatório e dos fluidos produzidos. Sempre que possível tecnicamente, é óbvio que deverá ser aplicado o método mais econômico. Nunca esquecer os custos operacionais, que em certos casos inviabilizam um determinado método a ser empregado.

A produção crescente de água é um fenômeno natural e previsto em campos maduros. Com a retirada de hidrocarbonetos a água vai ocupando o lugar dos mesmos no reservatório. A mobilidade da água, maior que o óleo, faz com que, a partir de certa saturação, ocorra somente o fluxo da água. Em reservatório de gás, o aumento da saturação de água inibe totalmente o fluxo gasoso.

O controle da produção de água em um poço é uma operação relativamente simples. O procedimento de menor custo é tamponar os canhoneados já atingidos pela água, devido à elevação do contato hidrocarboneto/água e depois recanhonear convenientemente. Este novo canhoneio em geral é posicionado no topo da zona. É recomendado o uso de perfis de saturação, os quais mostram a saturação remanescente de hidrocarbonetos. Tais perfis têm custos relativamente baixos e as informações obtidas são muito importantes para recompletação de poços em campos maduros.

O aumento do volume de gás produzido, que também é um fenômeno esperado em campos maduros, pode ser problemático. Enquanto o volume for relativamente pequeno este gás poderá ser queimado. A partir de certo volume em outra solução deverá ser encontrada, sendo a mais recomendada a reinjeção de gás no topo da zona de onde ele saiu.

2.12.1 Poços antigos em campos maduros

Os poços em campos maduros apresentam uma série de problemas não encontrados em poços construídos em campos mais novos. As condições mecânicas geralmente estão bastante deterioradas. A seguir são listados os problemas mais comuns em tais poços:

- Os revestimentos podem apresentar vazamentos, incrustações, corrosão etc.
- Os canhoneados podem estar entupidos por parafinas, asfaltenos, areia etc.
- As estimulações por fraturamento hidráulico perdem a eficácia com o passar do tempo.
- Em completação a poço aberto, o trecho não revestido pode estar desmoronando ou colapsado, exigindo uma recuperação do mesmo.

2.12.2 Poços novos em campos maduros

Nessas circunstâncias a estratégia do adensamento da malha de poços é a questão central, seguida das dificuldades de execução desses poços, janela operacional, cimentação, necessidade de cuidadosa análise econômica, tópicos descritos de modo objetivo a seguir:

- Campos maduros necessitam de adensamento de malha, ou seja, da construção de novos poços, de modo a reduzir o raio de drenagem. Esta estratégia permite a produção de hidrocarbonetos fora da área de influência dos poços antigos.
- A cimentação destes poços é bastante difícil devido à baixa pressão dos reservatórios. Casos há em que é necessário aumentar o número de fases do poço. O uso de pastas de cimento leves é uma prática comum e eficiente.
- No caso de aprofundamento de poços antigos, é fundamental analisar a necessidade de revestir as novas zonas. A completação a poço aberto é de menor custo, porém tem o inconveniente de impossibilitar o controle dos fluidos produzidos.
- O trabalho de avaliação desses poços pode ser bastante simplificado utilizando-se dados de poços vizinhos em estudos de correlações que contribuem para uma redução significativa de custos. Conclui-se, portanto, que um estudo bem

aprofundado e uma análise econômica precisa são condições indispensáveis para a construção de poços em campos maduros.

2.13 Comercialização de Petróleo em Campos Marginais

O processo de venda da produção, além de todos os trabalhos despendidos para se obter o petróleo, é mais um desafio a ser enfrentado por esses pequenos produtores para viabilização deste novo negócio. Atualmente, existe apenas um único e efetivo comprador que é a PETROBRAS, enquanto os outros potenciais compradores enfrentam obstáculos difíceis de transpor como a distância dos produtores, a especificação do petróleo e as condições de refino.

Durante o TLD, Teste de Longa Duração, o óleo é caracterizado através dos ensaios definidos pela PETROBRAS, utilizando uma tabela simplificada, e haveria o recebimento deste petróleo por um período de seis meses.

Com os dados de amostras coletadas durante o TLD e enviadas para ensaios para caracterização completa, a PETROBRAS negociara os preços com a operadora e o fechamento de um contrato de compra e venda da produção, a vigorar após o período do TLD.

Com a evolução dos modernos meios eletrônicos de comunicação, as publicações especializadas tornaram-se fontes de dados para todas as partes do mundo. Temos então uma cotação diária para os principais preços de referencia. O preço do produto será dado pelo preço do petróleo de referencia acrescido ou reduzido de um valor fixo, dependendo da localidade e da qualidade do que está sendo comercializado. As cotações são fornecidas pela imprensa do Brasil, para as referências “WTI” e “Brent”.

O WTI é a sigla de West Texas Intermediate. A região do West Texas concentra a exploração de petróleo dos EUA. O volume produzido é necessário na Bolsa de Nova York e sua qualidade serve de referência para os mercados de derivados dos EUA. Tecnicamente, é um petróleo com grau API entre 38° e 40° e teor de enxofre de 0,3%. Grau API é uma escala utilizada para medir a densidade relativa, isto é, quanto maior a densidade relativa, menor o grau API.

O Brent refere-se ao petróleo produzido no Mar do Norte, Europa. É negociado em Londres e serve de referência para os mercados de derivados da Europa e Ásia. Tecnicamente, é uma 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%. A cotação Brent é publicada diariamente. O preço tipo Brent é uma das referências utilizadas nos contratos de venda da PETROBRAS (Rodrigues, 2007).

Os preços futuros do petróleo do tipo Brent chegaram a US\$ 119,79 o barril no último dia 24 de fevereiro de 2011, atingindo assim o nível mais alto desde agosto de 2008 devido ao receio de que os distúrbios sociais em curso na Líbia possam se estender a outros produtores importantes de petróleo cru no Oriente Médio, entre eles a Arábia Saudita. Em setembro de 2010, o barril do petróleo era cotado a US\$ 80 (Alfredo Passos. Disponível em: <<http://alfredopassos.wordpress.com>> Acesso em: 28 de fevereiro de 2011).

A inquietação no mercado de petróleo começou no dia 25 de fevereiro com a irrupção das revoltas sociais na Tunísia que levaram ao fim do regime de Ben Ali. Nesse dia, o Brent era cotado a US\$ 95. A onda de protestos se estendeu ao Egito e, pouco depois, à Líbia. As revoltas em território líbio foram as que mais contribuíram para a elevação do preço do petróleo cru devido ao receio de que o país interrompesse completamente sua produção. A Líbia bombeou 1,57 milhão de litros por dia em janeiro, de acordo com dados dos últimos relatório mensais da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (Opep) e da agência Internacional de Petróleo (AIE). Esse número representa 1,8% da produção mundial nesse mês.

O verdadeiro medo do mercado é que os protestos se estendam também pela Arábia Saudita, o maior produtor mundial de petróleo, que bombeou 8,43 milhões de barris por dia em janeiro. "Uma coisa é a Líbia interromper seu abastecimento; outra coisa muito diferente seria a revolta se estender à Arábia Saudita, dona de 20% do petróleo do mundo", disse em 24 de fevereiro David Rosenberg, estrategista da Gluskin Sheff, conforme informou a agência de notícias Bloomberg.

Os preços futuros do West Texas, tipo de petróleo que é referência nos EUA, chegaram na sexta-feira, 4 de março, a US\$ 105,17 o barril, o preço mais alto desde setembro de 2008. Em

setembro de 2010, o preço do barril estava cotado em US\$ 73 (Alfredo Passos. Disponível em: <<http://alfredopassos.wordpress.com>> Acesso em: 28 de fevereiro de 2011).

O estudo de viabilidade econômica de projetos de investimentos trata da utilização dos diversos índices ou indicadores econômicos que são parâmetros quantitativos que permitem o investidor aceitar ou rejeitar propostas de investimentos. Qualquer que seja o estudo de viabilidade econômica de um projeto de investimento, o gerente estará sempre diante de uma comparação de, no mínimo, duas propostas, isto é, o projeto que está sendo avaliado e uma segunda alternativa Z, que é deixar o capital aplicado na taxa mínima de atratividade (SANTOS, 2009).

De acordo com os principais métodos de avaliação econômica de projetos de investimentos, podemos classificá-los em dois critérios: critério de liquidez (*Payback*) ou critério de rentabilidade (*Valor Presente Líquido* e *Taxa Interna de Retorno*) (FABOZZI, 2003).

O fluxo de caixa apresenta os valores monetários (custos, investimentos, receitas, despesas, etc...) positivos ou negativos recorrentes para cada período de tempo do projeto estudado.

A partir de uma planilha do Microsoft® Excel foi elaborado o fluxo de caixa para cada cenário do projeto de campo maduro em estudo, incluindo os dados de custos (custos de investimento, operação, abandono e preço de venda e compra do barril de petróleo e gás natural).

Os métodos que empregam fluxo de caixa descontado, pressupõem que o investidor em potencial tem recursos necessários ao projeto aplicados a uma taxa de juros, ou pode financiar esses recursos a uma certa taxa de juros. A esta taxa de juros, da aplicação ou do financiamento ou média entre ambas, chamamos de taxa mínima de atratividade (SANTOS, 2009).

Quando aplicado um método de avaliação econômica que utiliza uma TMA, ou também chamada de taxa de desconto, os valores monetários (investimento, receitas, custos, etc...) envolvidos nos n períodos de tempo são trazidos para o instante zero (hoje) descontado a esta TMA. A TMA é uma taxa de juros, que expressa uma lucratividade mínima pretendida pelo investidor, e teoricamente, está sempre disponível para aplicação do capital (SANTOS, 2009).

O Período Payback ou tempo de retorno de capital é um critério de liquidez, e diz respeito ao tempo necessário para que o investimento efetuado seja totalmente recuperado com receitas líquidas do projeto. O critério de liquidez é adotado, principalmente, quando existe insuficiência de caixa, ou seja, quando a empresa tem restrição de capital. Assim serão preferidos os projetos cujo tempo de retorno sejam menores. A liquidez de um projeto de investimento reflete a rapidez com que a empresa recupera o investimento original. Quanto mais líquido for o projeto, isto é, quanto menor for o tempo de recuperação do capital, menor será a exposição ao risco (FABOZZI, 2003).

O Período Payback ou tempo de retorno de capital é um critério de liquidez, e diz respeito ao tempo necessário para que o investimento efetuado seja totalmente recuperado com receitas líquidas do projeto. O critério de liquidez é adotado, principalmente, quando existe insuficiência de caixa, ou seja, quando a empresa tem restrição de capital. Assim serão preferidos os projetos cujo tempo de retorno sejam menores. A liquidez de um projeto de investimento reflete a rapidez com que a empresa recupera o investimento original. Quanto mais líquido for o projeto, isto é, quanto menor for o tempo de recuperação do capital, menor será a exposição ao risco (FABOZZI, 2003).

O método do VPL, também conhecido como método do valor atual, caracteriza-se pela transferência para o instante zero dos valores monetários do fluxo de caixa, descontados a uma TMA, ou seja, é a soma algébrica de todos os valores monetários envolvidos nos n períodos de tempo, trazidos ao instante zero com taxa de desconto igual à TMA. O VPL pode ser encarado como sendo o lucro, acima do produzido pela TMA, do projeto hoje, ou a quantia máxima que se poderia investir em excesso ao investimento original para que continuasse ainda viável. Ou seja, o VPL estabelece um limite de acréscimo no investimento original para que o projeto ainda continue aceitável (FABOZZI, 2003).

O critério de decisão para avaliação econômica de um projeto de investimento se baseia no resultado do VPL, que pode ser positivo, negativo ou nulo. O VPL positivo indica que o projeto é viável, decisão de aceitar. Para o VPL negativo, indica que é inviável, ou seja, decisão de rejeitar. E, no caso de o VPL ser nulo, a decisão é indiferente. Ao analisar vários projetos, o projeto que apresentar VPL maior, será o mais rentável (FABOZZI, 2003).

A TIR de um projeto de investimento é definida como sendo a taxa de desconto que torna o VPL do seu fluxo de caixa igual a zero. A TIR independe da taxa de juros do mercado financeiro. É uma taxa intrínseca do projeto, depende apenas dos fluxos de caixa projetados. O critério de decisão para avaliação de um projeto de investimento se baseia na comparação da TIR com a TMA. Quando a $TIR > TMA$, o projeto é viável, decisão de aceitar. Para $TIR < TMA$, o projeto é inviável, decisão de rejeitar. Já para $TIR = TMA$, a decisão é indiferente. Em teoria, não podemos comparar vários projetos com os valores da TIR, devido às variações dos custos, e principalmente porque a TIR é uma variável intrínseca do projeto (FABOZZI, 2003).

De acordo com os métodos de análise de viabilidade econômica de projetos, o presente estudo levou em consideração os três principais métodos: *VPL*, *TIR* e *Período Payback*. Estes métodos são bastante utilizados pelas empresas que investem em projetos para garantir sua rentabilidade, quando aplicados a uma taxa mínima de atratividade (TMA), asseguram uma confiabilidade nos resultados devido ao valor temporal do dinheiro mencionado anteriormente.

Segundo BM&F Bovespa (2010), os fundos de renda fixa possuem uma rentabilidade entre 8 e 11% a.a. No presente trabalho foi escolhido uma TMA de 15% a.a. e um tempo de projeto de 10 anos, esta taxa de juros ou taxa de desconto, foi escolhida para avaliar a viabilidade econômica dos campos maduros através dos métodos do VPL e Período Payback descontado.

CAPÍTULO III:

Estado da Arte

3 Estado da arte

O estudo da importância da revitalização dos campos maduros no Brasil, bem como sua viabilidade, começou a ser reconhecido pela ANP em meados de 2000, logo é um conceito relativamente novo, mas que alguns autores já discutiram bastante a respeito desse mercado, sabendo que ainda tem muito a ser discutido, pois é um mercado que ainda está nascendo.

Em 2004, *Câmara, R.* realizou um estudo para definições mais objetivas de campos marginais e campos maduros na indústria do petróleo, que seria de suma importância para efeitos regulatórios, pois as atividades nesses campos deveriam ser incrementadas seja por uma conjuntura econômica mais favorável, seja por meio de incentivos fiscais e regulatórios. Logo a criação dessas definições de formas clara e concisa permitirá que se incentive quem de fato necessita, evitando critérios subjetivos ou aleatórios. A definição, para campos maduros, foi uma relação entre volume produzido e volume recuperável de petróleo. Já para campos marginais o parâmetro foi a economicidade. O parâmetro proposto foi denominado Vazão de Equilíbrio Financeiro (VEF) e um campo será considerado marginal se possuir uma vazão de óleo real dentro do intervalo de 5% acima ou abaixo do VEF.

Zamith, M. discutiu, em 2005, no seu trabalho sobre o ambiente institucional brasileiro para o setor de exploração e produção (E&P) de petróleo e gás natural em campos maduros no Brasil, sua regulação e caracterização. O trabalho defende que este segmento de atividades de E&P requer um tratamento diferenciado em termos de regulação e outras políticas públicas, visando privilegiar a entrada de novos agentes e aumentar seu dinamismo no longo prazo. Assim, estabelece-se comparações entre as duas realidades com relação à sua regulamentação, programas de incentivos, estrutura industrial, histórico de atividades e, principalmente, em relação à ação dos respectivos órgãos reguladores, a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), pelo Brasil, e a Texas Railroad Commission (TRC), pelo Texas. A experiência da TRC no setor petrolífero texano, cujas características presentes, por se tratar de campos produtores de petróleo maduros, possuem certa similaridade com os campos em terra no Brasil, revela uma série de direções para o aprimoramento da regulação petrolífera brasileira no sentido de promover suas atividades onshore.

Procurando demonstrar o valor das flexibilidades operacionais que os projetos de campos maduros muitas vezes apresentam, tais como ampliar a produção e interrompê-la, Magalhães Junior, Frederico. em 2006 fez um estudo utilizando a teoria das Opções Reais em tempo discreto. Para isso, adotou-se a metodologia proposta por Copeland & Antikarov (2002), a qual adiciona à avaliação tradicional de Fluxo de Caixa Descontado as Opções Reais que o projeto possui. Na avaliação do somatório das duas abordagens, percebeu-se que ao adicionar-se o valor das flexibilidades operacionais do campo à avaliação tradicional por FCD, foi possível obter-se o valor mais apropriado do campo de petróleo. Há vários projetos que possuem flexibilidades operacionais as quais, caso não sejam somadas à avaliação tradicional por FCD, farão com que esses mesmos projetos sejam subavaliados. Esse é o caso do setor de petróleo, onde há várias flexibilidades operacionais, tais como adiamento, expansão e abandono, assim como incertezas, como a existência de hidrocarbonetos e a volatilidade dos preços. Ao se avaliar projetos nesse setor, assim como em vários outros, é fundamental considerar o valor destas flexibilidades, sob pena de subavaliá-los.

Sabendo das oportunidades e dos obstáculos que as empresas independentes tinham nessa atividade, RODRIGUES, R.F. fez um trabalho, em 2007, para identificar os fatores que colaboram para o desenvolvimento, assim como aqueles que se constituem em entraves, dessas empresas. Para tal, foi feita uma pesquisa envolvendo empresas ligadas a indústria petrolífera, no intuito de captar a percepção destas sobre diversos fatores de atratividade de investimentos no setor de E&P no Brasil. Com os resultados obtidos através da pesquisa, foram apontados obstáculos à formação de um segmento relevante de produtores independentes. Os principais obstáculos encontrados foram: questões relativas ao processo de licenciamento ambiental, limitação da oferta de mão-de-obra especializada para indústria petrolífera e disponibilidade de dados e informações geológicas e geofísicas.

Em 2009, Ferreira, D. F. organizou um livro com 32 autores escrevendo 23 artigos profundamente focados no tema principal do livro – Produção de petróleo e Gás em Campos com Acumulações Marginais. A obra teve como objetivo: identificar alguns dos principais desafios do setor vivenciados naquele momento, trazer ao conhecimento da sociedade a importância do estabelecimento deste mercado no Brasil, reunir alguns dos principais protagonistas deste nicho

em suas diversas áreas de atuação, estabelecer um registro histórico desse mercado e fornecer literatura técnica-especializada para os novos entrantes, tanto os da área empreendedora como para os da Academia.

Na área da viabilidade econômica dos campos maduros, Novaes, em 2010, fez uma análise econômica de exploração de petróleo e gás natural exercida pelas pequenas e médias empresas que atuam na região compreendida pela bacia Sedimentar do Recôncavo Baiano. O estudo de viabilidade econômica visa responder a partir de simulações em um campo real típico, se houve resultado econômico satisfatório para os investidores. Com um conjunto de simulações realizadas é possível ter um olhar crítico sobre o passado e constatar como tais empreendimentos são sensíveis ao custo de capital e aos preços de venda do óleo produzido.

CAPÍTULO IV:

Materiais e métodos

4 Materiais e Métodos

Os dados de custos e receitas do projeto de viabilidade foram adquiridos dos dois estudos de casos.

O projeto Campo-Escola no Campo de Quiambina foi escolhido pelo fato de já estar operando, logo fica mais fácil de mensurar alguns custos relacionados com a operação, sendo que o fato desse campo não ter fins lucrativos, pois seu principal objetivo é acadêmico, foi proposto outro estudo de caso, que é o campo localizado em Porto do Mangue no Estado do Rio Grande do Norte, esse ainda não está em operação mais tem o objetivo econômico, pois é operado por uma empresa de iniciativa privada.

Como também alguns dados do estudo que Novaes, 2009, realizou no Recôncavo baiano, em especial no campo “Fazenda São Paulo”, que foi disponibilizada na primeira rodada de licitação de campos maduros e Áreas com acumulações marginais da ANP ocorrida em 2005. Foram visitadas também sedes administrativas e bases operacionais de várias empresas privadas independentes que atuam na atividade de produção. Nessas visitas, foram colhidos dados e elementos que possibilitaram estabelecer condições de contorno e premissas para as simulações realizadas, observando dados próximos da realidade, especialmente no que se referem aos custos, montantes investidos e taxas de desconto/retorno esperadas pelos investidores.

Foi feito um estudo dos dois campos para conseguir dados mais concretos e mais reais para que o estudo de viabilidade seja mais robusto.

4.1 CAMPO DE QUIAMBINA

A disponibilização de campos marginais de petróleo e gás para empresas de pequeno e médio porte traz, assim, implícito um outro problema que exigia solução simultânea, qual seja: a necessidade de implementação de um programa de treinamento específico para o pessoal técnico dessas novas empresas em escopo e profundidade adequados à atuação do pequeno produtor de petróleo independente.

Essa espécie de treinamento inexistia no Brasil, sendo o realizado pela PETROBRAS para seus próprios empregados, de inquestionável nível de excelência, porém de custo elevado, não é apropriado para o pequeno produtor de campos marginais nem pode ser estendido a eles. Na formação e desenvolvimento de recursos humanos para atuação nesse segmento, é requerido um perfil profissional mais generalista, em contraposição ao perfil especialista adotado por todas as grandes empresas petrolíferas do mundo, entre elas, PETROBRAS.

Buscando uma solução adequada para essa questão, e também visando desonerar a pequena e média empresa do custo de formação dessa mão-de-obra especializada, a ANP, 2003, criou em parceria com a Universidade Federal da Bahia (UFBA) o projeto campo escola, iniciativa pioneira na América Latina. Para esse projeto, um antigo campo de petróleo abandonado pela PETROBRAS, por razões econômicas, foi reestudado e colocado novamente em produção, através de um convênio entre a ANP e a UFBA. A operação desse campo teve por objetivo demonstrar na prática que pequenos campos de petróleo ou gás natural operados sob a ótica de um pequeno produtor de petróleo, podem se constituir numa atividade economicamente lucrativa.

De acordo com Oliveira Junior (2009) esse projeto foi implementado com despesas iniciais de menos de R\$ 300.000,00 e ao longo de cerca de 39 meses (janeiro de 2004 a março de 2007) de operação já produziu mais de 14.998, a bbl de petróleo, auferindo uma receita bruta de R\$ 155.705,00, para a união. A receita proveniente da comercialização desse petróleo pagou todas as despesas do projeto, sendo o lucro obtido integralmente reinvestido no projeto.

Além do objetivo de servir de demonstração e campo de provas para empresas que pretendem atuar no segmento de produção de petróleo, o projeto tem o seu ponto forte no treinamento e aperfeiçoamento de pessoal técnico para essas empresas.

Esse convênio foi gestado ao longo de dois anos (2001 e 2002) chegando-se, após muitas reuniões, a um consenso, em 3 de Junho de 2003, quando houve a sua assinatura. O convênio tem duração de cinco anos, valor estimado de R\$ 12.000.000,00 e são partícipes do mesmo: - a ANP, que tem obrigações de disponibilizar os campos, prover os recursos para reentrada nos campos,

composição dos conselhos Gestor e Operacional e concessão de bolsas de estudo aos alunos participantes do projeto; a UFBA, à qual cabe a operacionalização dos campos, instalações para o funcionamento do projeto, cessão de corpo técnico, seleção e contratação de alunos e professores, integração nos conselhos gestor e operacional e implementação do PCE (Projeto Campo Escola); - a Fundação de Apoio à Pesquisa e à Extensão, responsável pela gerência dos recursos financeiros do PCE.

O convênio tem por objeto a implementação de um programa de transferência de tecnologia para as Instituições Federais de Ensino Superior (IFES), realização de Estudos geológicos e geofísicos, capacitação de mão-de-obra especializada para o setor de Exploração e Produção (E&P), a partir da utilização dos campos de petróleo não econômicos, doados pela ANP.

O Campo de Quiambina está localizado no compartimento nordeste da Bacia do Recôncavo, no município de Entre Rios – BA. A concessão possui uma área aproximada de 1,2 km². Os reservatórios produtores deste campo são formados por arenitos da Formação Candeias. Os volumes originais *in situ* de óleo e gás, reportados pela Petrobras, são, respectivamente, de 157 mil m³ e 3,14 milhões de m³, com um fator de recuperação de 7%, na expectativa de um mecanismo de gás em solução.

Uma análise cuidadosa do histórico de produção, do histórico de intervenções e um novo enfoque para análise de campos antigos, onde é considerado que: para uma dada produção acumulada de óleo, quanto maior houver sido a eficiência do mecanismo de produção no reservatório menor deverá ser o volume original *in situ*, e vice versa, mudaram substancialmente os números anteriores.

Como nunca houve indicação de produção de gás, conclui-se que a razão gás-óleo de solução deve ser muito baixa ($< 3\text{m}^3/\text{m}^3$), o que leva a conclusão de uma pressão de saturação muito baixa, também ($< 8 \text{KgF}/\text{cm}^2$). A conclusão de que o mecanismo era de gás em solução cai por terra, passando a valer o mecanismo de expansão de líquido (muito menos eficiente).

A última pressão estática medida no poço foi de 33,3 KgF/cm², daí se conclui que o volume original de óleo in situ que contribui para a produção acumulada de óleo de 6678 m³ foi da ordem de 968341 m³.

A observação da produção horária do poço ao longo do tempo de produção e das intervenções e paradas de produção no poço 1-Qb-4 A-Ba nos levaram a concluir pela existência de um reservatório de melhor qualidade conectado ao poço através de uma fratura provocada artificialmente, de volume original de óleo in situ aproximado da ordem de 300000 m³, que é alimentado por reservatório de melhor qualidade, totalizando um valor maior do que 968000 m³ de óleo, que deverá ser determinado por um teste de longa duração. Existe uma velocidade de produção que levará o campo a uma eficiência máxima econômica de exploração, que também deverá ser determinada. O teste de longa duração (mínimo 6 meses) programado para o campo visa atingir os objetivos descritos, além de obter as propriedades do óleo produzido, visando a solução de problemas de parafinação do poço e nas redondezas do reservatório (no caso de ser fornecido mais área) e o uso de métodos complementares de recuperação, tais como repressurização do reservatório com o campo fechado (para evitar canalização da água) com produção posterior, aumentando o fator de recuperação, que, para cada 1 % de aumento poderá fornecer uma reserva adicional da ordem de 100000 m³. Como ficou evidente, do resultado do teste de longa duração dependerá nossa intenção de solicitar alteração das coordenadas do bloco Quiambina para obter uma área de no mínimo 4 Km² para sudoeste. Isto permitirá a perfuração de 2 ou mais poços em locais que nos parece adequados, o que não é possível com o bloco atual (Oliveira Junior, 2009).

Apresentam uma pressão original de 60 kgf/cm² e pressão de saturação de 43 kgf/cm². A produção inicial é de gás em solução e o fluido principal é óleo leve de 28,4° API. As características de permeabilidade, viscosidade e espessura definem o reservatório como de baixa transmissibilidade (cerca de 100mD.m/cP).

No Campo de Quiambina foram perfurados os poços 1-QB-2-BA, 1-QB-3-BA, 1-QB-4-BA, 1-QB-4A-BA, 1- QB-5-BA, 1-QB-6-BA, 1-QB-7-BA, sendo que apenas o Poço 1-QB-4-BA revelou-se produtor e todos os outros secos.

Em 1983, com a finalidade de avaliar o arenito turbidítico, portador de óleo, encontrado no 1-QB-4-BA no intervalo 625 a 629 m, foi perfurado o poço gêmeo 1-QB-4A-BA. Perfurado até 665 m, revelou a ocorrência de um corpo arenoso entre 625 a 630 m, correspondente ao intervalo 625 a 629 m do poço anterior. Em abril de 1983, o poço foi revestido com tubulação de 5 ½", sendo o intervalo 626 a 629 m canhoneado e submetido a fraturamento. Após esta operação foram recuperados, por pistoneio, 25,5 m³ de óleo em 21 horas. O poço foi completado para produção de óleo nesse intervalo, por bombeio mecânico. Até 1997, quando foi fechado e devolvido a ANP (permaneceu sem produzir no período de 1990 a 1995, quando foi reativado), registrava uma produção acumulada de óleo e gás, respectivamente, 7 mil e 136 mil m³. Em dezembro de 2003, após reavaliação do mesmo pelo Projeto Campo-Escola, o poço 1-QB-4A-BA foi reaberto e colocado em produção em janeiro de 2004, tendo uma produção acumulada de 7600 barris de petróleo, conforme mostra a Figura.

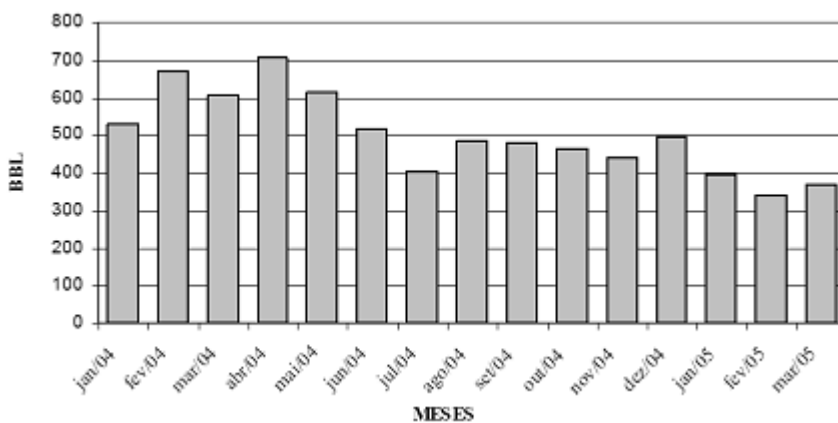


Figura 4.1. Produção do Poço de Quiambina 04-A

Fonte: Projeto Campo-Escola

A extração de petróleo em campos maduros, como o Quiambina, é uma atividade que apresenta um certo risco. Por isto, elaborou-se, inicialmente, um plano de avaliação, que deve ser submetido à aprovação da ANP, para verificar a melhor maneira de se reentrar no poço, produzir, avaliar a produção e transportar o petróleo produzido. Por tratar-se de uma atividade de caráter temporário solicitou-se ao órgão ambiental local, o Centro de Recursos Ambientais (CRA), uma Autorização Ambiental (Art. 176 do regulamento da Lei 7.799/01), a qual caracteriza o empreendimento, realiza o diagnóstico dos meios físico, biótico e sócio-econômico e identifica os

principais impactos ambientais, além da proposição das medidas mitigadoras. Após análises e vistorias feitas por técnicos do CRA, no poço QB-04A, a Autorização Ambiental, válida por um ano, foi concedida mediante o cumprimento de alguns condicionantes, dentre eles: a construção de um sistema de drenagem nas bordas da base do poço e a construção de uma caixa de separação água/óleo, para minimizar possíveis impactos ambientais nas proximidades do poço. Após o cumprimento dos condicionantes, o poço QB-04A foi colocado em produção em janeiro de 2004, em um teste de longa duração, em regime de trabalho de 12 horas/dia. Nos testes de longa duração, constatou-se o relevante potencial de produção de cerca de 15 barris/dia do poço QB-04A, atestando assim, a capacidade do poço. Após a sua análise, durante o período de Autorização Ambiental, se a produção continuar nos níveis esperados, requerer-se-á uma Licença Operação, para substituir a Autorização Ambiental anteriormente expedida (Oliveira Junior, 2009).

O poço extrai o óleo por meio de bombeio mecânico, sendo acionado apenas uma parte do dia, pois embora apresente um BSW (*Basic Sediment and Water*) insignificante, produz grande quantidade de parafina. Toda a produção é transferida do tanque de armazenamento para carretas que transportam o óleo até a Estação de Tratamento de Bálsamo (Araçás) e de lá o óleo segue para a Refinaria Landulfo Alves (Candeias). A venda do óleo para a Petrobrás cobre os custos de pagamento de *royalties* e do pagamento do superficiário ao proprietário da terra onde o poço se encontra instalado. O restante é reinvestido no Projeto Campo-Escola. O impacto ambiental da produção do poço se restringe ao seu entorno. Com o intuito de minimizar possíveis impactos ambientais, foram construídos: uma caixa de separação água/óleo; um dique de contenção com descarga direcionada para a caixa de separação água/óleo e sistemas de drenagem nas bordas da base do poço direcionados para a caixa de separação água/óleo (Machado,2003).

As atividades de produção de petróleo e gás natural no Campo de Quiambina geram resíduos oleosos. Estes resíduos são oriundos das atividades de limpeza do antepoço, dos equipamentos de superfície, do tanque, das atividades com sonda de produção terrestre (SPT) e eventuais vazamentos acidentais.

Todo o resíduo gerado nas atividades de produção do citado campo é armazenado em tambores metálicos ou *containers*, em local adequado e, posteriormente, termo-destruído por

empresa especializada e homologada pelo órgão de fiscalização ambiental. Os impactos ambientais decorrentes da revitalização do campo em questão são de pequena magnitude, locais e reversíveis.

O poço 1-QB-4 A-BA (Figura 4.2) praticamente não produz gás e se for aberto completamente na extremidade superior da tubulação de produção, não haverá praticamente produção de gás e o nível de gás e o nível de óleo se manterá a 290m, sem perigo de erupção. Apesar disso, o Projeto Campo-Escola utiliza os serviços do Centro de Defesa Ambiental (CDA) da Petrobras para atuar no Campo de Quiambina, caso seja necessário (Machado,2003).



Figura 4.2. Poço de Quiambina 04-A

Fonte: Projeto Campo-Escola

4.2 PORTO DO MANGUE

A área do poço 1-PM-2 localiza-se no município de Porto do Mangue (Figura 4.3), Estado do Rio Grande do Norte. Esta área engloba apenas o poço 1-PM-2, a cerca de 250 Km de Natal (Figura 4.4) e 6,5 Km do município de Porto do Mangue, tendo a sua perfuração iniciada em 16 de dezembro de 1982 pela empresa Petróleo Brasileiro SA/Petrobras.



Figura 4.3. Localização do poço 1-PM-2

Fonte: Máxima 07/2008/ IDEMA (2008)



Figura 4.4. Foto da área do poço 1- PM-2

Fonte: Máxima 07/2008/ IDEMA (2008)



Figura 4.5. Foto real do poço 1- PM-2



Figura 4.6. Foto real do poço 1- PM-2



Figura 4.7. Foto real do poço 1- PM-2

O poço ainda não voltou a entrar em operação (Figura 4.6 e 4.7), pois encontra-se da mesma forma desde quando foi abandonado.

O acesso ao poço (Figura 4.5) é realizado através da RN-404 (Figura 4.8) que liga a cidade de Assu a Porto do Mangue, e estrada (Figura 4.9) vicinal até a base do poço.



Figura 4.8. Foto real do poço 1- PM-2



Figura 4.9. Foto real do poço 1- PM-2

O poço de profundidade final de 1520 metros, inicialmente tinha uma vazão média de 2,5 m³/d de óleo e BSW médio de 30% (período de fevereiro a agosto de 1983). O poço voltou a produzir, de forma intermitente, no período de fevereiro de 1993 a fevereiro de 1997. Estima-se que o poço tenha produzido 984 m³ de óleo durante o período em que produziu (MAXIMA 07, 2008). Da análise de campos correlatos infere-se que, neste período o poço, tenha produzido com vazão bruta máxima de 10 m³/d, vazão inicial de óleo de 2,0 m³/d e vazão final de óleo de 1,2 m³/d, com declínio exponencial da vazão de óleo a uma taxa média de 12% ao ano, e BSW final de 85% (Maxima 07, 2008).

A análise dos dados indica que o mecanismo de produção é o de influxo de água. Neste caso, há uma tendência da manutenção da vazão bruta e um constante aumento do BSW. Entretanto, deve-se pesquisar a possibilidade do reservatório estar em comunicação com zonas

adjacentes, produtoras de água, devido à deterioração da cimentação do revestimento. Além disso, a bomba encontrava-se instalada em um nível muito raso quando comparado ao intervalo produtivo. Uma maior submersão da bomba pode aumentar consideravelmente a vazão bruta de 10 m³/dia para 18 m³/dia, conseqüentemente a vazão de óleo. A bomba será deslocada do nível inicial de 660 m para 1100m (Maxima 07, 2009).

Não existem dados volumétricos do reservatório. Uma estimativa simplificada pode ser feita utilizando uma espessura porosa de 4,5 m, porosidade de 25%, saturação de água de 45%, fator volume de formação de 1,05 m³/m³ e área drenada de 0,04 km² (esta área é objeto de discussão nas próximas seções), correspondente ao espaçamento de 200 m, resultando em um volume original de óleo in place de 25.000 m³. (MAXIMA 07, 2008).

Devido ao tempo em que o poço encontra-se fechado, espera-se que o mesmo volte a produzir com cerca de 4 m³/d de óleo (estimativa otimista abaixo) e BSW inicial de 80%, considerando-se ganhos de elevação. Isto levaria a uma produção acumulada de 9 mil m³ (53 mil bbl) de óleo ao longo de 10 anos, que somada à estimativa de produção acumulada de 984 m³ extraída pelo antigo operador, alcançaria um fator de recuperação final de 35%. A otimização da elevação se constitui em um elemento muito importante para o sucesso da exploração da área. Tal recuperação é compatível com as recuperações observadas em reservatórios produzindo sob influxo de água. (MAXIMA 07, 2008).

Este projeto visa basicamente na primeira fase reativar a produção da jazida de Porto do Mangue, tendo como objetivos iniciais, a definição do mecanismo de produção do reservatório e a obtenção de dados volumétricos mais precisos da acumulação, para definição da sua economicidade.

O Sistema de Gestão SMS (Segurança, Meio Ambiente e Saúde Ocupacional) está fundamentado nos modelos normativos NBR ISO 14001 e BS 8800, envolvendo todas as atividades de pesquisa e extração, bem como os serviços de apoio desenvolvidos. Esse sistema é baseado no processo sistêmico de planejar, implementar, analisar criticamente e corrigir/melhorar. Esse processo definido na teoria da Gestão da Qualidade é conhecido como ciclo PDCA. (MAXIMA 07, 2008).

Para as operações e atividades associadas a aspectos significativos de Segurança, Meio Ambiente e Saúde são definidas ações mitigadoras e procedimentos específicos documentados para assegurar que suas atividades sejam desenvolvidas sob condições controladas e dentro de critérios operacionais estabelecidos, tanto por seus empregados, quanto por fornecedores e prestadores de serviços, os quais serão formalmente comunicados sobre a necessidade de atendê-los.

O óleo é produzido para os tanques de produção e/ou teste da estação coletora, sendo então transportados por carreta para a estação coletora de entrega (a ser definido posteriormente), e, logo após, pelo sistema de oleodutos existentes para a unidade industrial de Guamaré (RN).

Será utilizado para separação bifásica, o separador água-óleo (SAO), onde o óleo livre é removido e enviado para o tanque de óleo. A água é enviada para tanque de mistura onde tratamento químico será utilizado para flocular o óleo disperso na água que será reenviado para o tanque de óleo. A água livre será armazenada para posterior transporte de descarte (Maxima 07, 2009).

4.3 CUSTOS PARA REENTRADA DE UM CAMPO MADURO

Aqui será descrito os custos e as receitas das três fases: projeto, operação e abandono de um poço.

4.3.1 FASE PROJETO

Os custos detalhados com a fase de projeto são na ordem de U\$ 820.000,00, divididos em aquisição do bloco junto ANP, custo para revitalização do poço e com licenciamento ambiental, como estar descrito abaixo.

4.3.1.1 Aquisição do Bloco Junto à ANP

No bloco em Porto do Mangue o valor do bônus de assinatura foi de R\$ 337.700,00 (trezentos e trinta e sete mil e setecentos reais), logo esse será o valor a ser utilizado no estudo de viabilidade em campos maduros.

Transformando esse valor para dólares (considerando U\$ 1 aproximadamente R\$1,69) fica em média U\$ 200.000,00.

No campo de Quiambina foi doado pela ANP.

4.3.1.2 Custo para revitalização do poço

Custo inicial para revitalização de um poço é na ordem de U\$ 600.000,00. Custos esse que estão detalhados a seguir.

Custo referente ao aluguel da sonda no valor de U\$ 300.000,00.

Custos ligados a infra-estrutura de produção e apoio, tais como instalações de apoio, linhas de dutos, tanques, escritórios, veículos de apoio, equipamentos de bombeio de produção entre outros no valor U\$ 300.000,00.

Dados esses foram deduzidos a partir dos estudos de caso porposto, inclusive o estudo feito por Novaes, 2009.

4.3.1.3 Memorial Descritivo do Bloco e Licenciamento de Regularização de Operação (LRO)

O valor total do memorial descritivo do bloco somado a LRO é de R\$ 32.191,70, transformando para dólar fica em torno de U\$ 20.000,00. Valores esse deduzidos a partir das informações abaixo.

Na análise do processo de licenciamento ambiental petrolífero, o órgão ambiental responsável utiliza-se de alguns instrumentos, como: Relatório de Controle Ambiental (RCA), Estudo de Impacto Ambiental (EIA) com o seu respectivo relatório (RIMA), Estudo de Impacto Ambiental (EIA), Relatório de Avaliação Ambiental (RAA) e projeto de Controle Ambiental (PCA).

Para a elaboração desses estudos é necessário a contratação de uma empresa prestadora de serviços ambientais, no qual será a responsável pelo estudo. O valor pago para elaboração do estudo em um campo, com apenas um poço, é em média R\$ 15.000,00, esse valor foi deduzido a partir do estudo de caso do Porto do Mangue. Este valor pode variar bastante dependendo do tipo de estudo a ser requerido, como também da área a ser avaliada.

As atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural constituem-se em atividades potencialmente causadoras de impactos ambientais, sendo, portanto objeto de licenciamento ambiental. Compete ao Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA) e aos órgãos ambientais estaduais indicarem os níveis de exigência para Licenciamento Ambiental das atividades da indústria do petróleo na plataforma continental brasileira e fornecerem as licenças ambientais referidas.

De uma maneira geral, existem três tipos de licenças ambientais: a licença prévia, a licença de instalação e a licença de operação.

De acordo com o Art. 8, da resolução CONAMA N 237/1997, o poder Público, no exercício de sua competência de controle, expedirá as seguintes licenças:

Licença Prévia (LP) – Concedida na fase preliminar do planejamento do empreendimento ou atividade aprovando sua localização e concepção, atestando a viabilidade ambiental e estabelecendoos requisitos básicos e condicionantes a serem atendidos nas próximas fases de sua implementação.

Licença de Instalação (LI) – Autoriza a instalação do empreendimento ou atividade de acordo com as especificações constantes dos planos, programas e projetos aprovados, incluindo as medidas de controle ambiental e demais condicionantes, da qual constituem motivo determinante.

Licença de Operação (LO) – autoriza a operação da atividade ou empreendimento, após a verificação do efetivo cumprimento do que consta das licenças anteriores, com as medidas de controle ambiental e condicionantes determinados para operação.

Licença Simplificada (LS) – concedida para a localização, instalação, implantação e operação do empreendimento e atividade que, na oportunidade do licenciamento, possam ser enquadrados na categoria de pequeno e médio potencial poluidor e degradador e de micro ou pequeno porte.

Licença de Regularização de Operação (LRO) – de caráter corretivo e transitório, destinada a disciplinar, durante o processo de licenciamento ambiental, o funcionamento de empreendimentos e atividades em operação e ainda não licenciados, sem prejuízo da responsabilidade administrativa cabível.

Nos campos maduros a licença a ser requerida é uma LRO – Licença de Regularização de Operação, tendo em vista que o campo esteve em operação e após a nova concessão necessita de licença para sua regularização.

No caso dos campos maduros, que são projetos que estão no limite da viabilidade econômica, verifica-se que o licenciamento pode-se tornar num ponto vital, pois o custo para obtenção da licença de acordo com a Lei Complementar Nº 291/05, atualizada no exercício de 2009, em sua Tabela 03 - *PREÇOS EM REAIS PARA OBTENÇÃO DE LICENÇAS AMBIENTAIS DAS ATIVIDADES PETROLÍFERAS* identifica-se que o valor da LRO atualmente para a atividade de regularização de Poço é R\$ 17.191,70 (dezesete mil cento e noventa e um reais e setenta centavos), sabe-se que a licença a ser requerida é a LRO, mas a cada 12 meses, é necessária a renovação da licença, que no caso será a LO este valor é padrão para todos os projetos da indústria do petróleo do RN.

4.3.2 FASE OPERAÇÃO

Primeiramente identificamos todos os custos fixos do projeto, e em seguida foi feita uma previsão de um custo fixo de operação, como também do custo variável.

O valor de operação de acordo com Novaes (2010), para o primeiro ano é de R\$ 213.233,98. Composto por:

4.3.2.1 Despesas de consumo

Despesas de consumo: água, energia, telefone, material de escritório – R\$ 24.000,00. É o equivalente a U\$ 15.000,00. Com um decréscimo de 15% ao ano, pois apesar de um aumento nos preços desses produtos, a tendência é que o consumo diminua, pois no final da vida útil do poço, como a produção do campo vai ser mínima, a tendência é que o consumo desses materiais também diminua, pois menos pessoas estarão trabalhando e consumindo menos material, conseqüentemente.

4.3.2.2 Mão de obra

Custo referente à mão-de-obra é no valor de R\$ 120.000,00. É o equivalente a US\$ 90.000,000.

O custo referente à mão-de-obra no local é equivalente ao pessoal de operação, zelador e segurança. Esse custo decresce 15% ao ano, pois com a queda de produção, gere uma redução do contingente de pessoal.

4.3.2.3 Licença de Operação

O valor da LO é de R\$ 6.733,98 (seis mil e setecentos e trinta reais e noventa e oito centavos), sendo necessária a renovação a cada 12 meses. Equivale a US\$ 4.500,00.

Essa taxa terá um crescimento de 10% ao ano, referente aos aumentos constantes que se verifica nessas taxas anualmente.

4.3.2.4 Manutenção das Instalações

Os custos operacionais iniciais de manutenção anual compreendem a folha de pagamento da mão-de-obra envolvida na operação, direta e indiretamente, além da manutenção e reposição de equipamentos. Observa-se que o custo da operação é decrescente, pois acompanha a produção do local que tende a diminuir com o passar do tempo. Isso se deve também ao aprendizado da operação que melhora a eficiência e a diminuição do contingente de pessoal de apoio. Ressalta-se que as verbas de manutenção decrescem ao longo do projeto a uma taxa de 15% ao ano. E o custo previsto inicial para manutenção de equipamentos é de R\$ 44.000,00 (Novaes, 2010).

4.3.2.5 Intervenções nos Poços

São previstas a cada dois anos intervenções nos poços, de tal forma a assegurar a produção de petróleo, a um custo médio de R\$ 85 mil no ano 4, R\$ 100 mil no ano 7; essas intervenções são devidos aos vários motivos exemplificado anteriormente nos aspectos teóricos. Transformando em dólar será, US\$ 65.000,00 no ano 4, US\$ 85.000,00 no ano 7, totalizando US\$ 150.000,00.

Para efeito de cálculo esse valor será diluído nos 10 anos em valores de U\$ 15.000,00, pois esse valor é altamente variável, pois não tem como prever um custo exato de intervenção após alguns anos, mas para o estudo de viabilidade ficar mais robusto, foi incrementado esse custo extra.

4.3.2.6 Tratamento da água produzida e descarte de efluentes

No custo variável por barril um parâmetro importante a ser colocado na produção em campos maduros é o tratamento da água produzida. Em situações em que a condição do reservatório permite e o poço proporcione potencial econômico, promove a perfuração de um poço destinado à injeção dessa água, garantindo a pressão do reservatório e mitigando o potencial danoso do descarte ao meio ambiente. Quando isso não é possível, outra alternativa mais simples, sendo que mais cara, é entregar a água produzida para a PETROBRAS, que no caso será a responsável por tratar a água e dar um fim ambientalmente correto para ela, que no caso dos campos do Rio Grande do Norte, essa água é tratada na estação coletora em Guamaré, e após esse tratamento enviado ao alto mar através de emissário submarino.

O custo que a PETROBRAS cobra para tratar essa água é em média de R\$ 21,00 /m³ de água, equivalente em média U\$ 13/m³.

Devido ao tempo em que o poço encontra-se fechado, espera-se que o mesmo volte a produzir com cerca de 4 m³/d de óleo (estimativa otimista) e BSW inicial de 80%, considerando-se ganhos de elevação. Isto levaria a uma produção acumulada de 6 mil m³ (38 mil bbl) de óleo ao longo de 17 anos, que somada à estimativa de produção acumulada de 984 m³ extraída pelo antigo operador, alcançaria um fator de recuperação final de 30%. A otimização da elevação se constitui em um elemento muito importante para o sucesso da exploração da área. Tal recuperação é compatível com as recuperações observadas em reservatórios produzindo sob influxo de água.

Para efeito de cálculo do estudo de viabilidade econômica, foi previsto um BSW total de 85% durante a vida útil do poço, logo a cada 1 m³ de óleo produzido vai ser produzido 5,7 m³ de

água, pois somando a produção de óleo e água, neste caso, é igual a $6,7 \text{ m}^3$ (1 m^3 de óleo + $5,7 \text{ m}^3$ de água), e 85 % de $6,7 \text{ m}^3$ é igual a aproximadamente $5,7 \text{ m}^3$.

4.3.2.7 Impostos

De acordo com a resolução Diretora N 148/2009, foi estabelecido o seguinte:

- Fixou-se a alíquota do pagamento aos proprietários de terras em 0,5% sobre o valor da produção;
- Os Royalties adotados são os mesmos da 7^a Rodada de licitações da ANP, de 2005: 5% sobre a receita bruta da produção de petróleo do campo;
- A tributação sobre o lucro será igual a 34%, o que inclui o Imposto sobre a Renda e a Contribuição Social sobre o Lucro Líquido.

Barbosa (2006) resume em 37,5% o total de impostos que incide sobre o lucro líquido do empreendimento.

Logo, no estudo da viabilidade econômica do projeto, usou-se um alíquota única de 40% de imposto, em cima da receita líquida total da produção do óleo, que foi a média de lucro líquido antes de impostos estimados para empreendimentos de petróleo.

4.3.3 FASE DESCOMISSIONAMENTO

4.3.3.1 Plano de Recuperação de Área Degradada e Desmobilização

Outro fator importante na consideração de incertezas e riscos das atividades de E&P em campos maduros é o custo do abandono. Tais custos referem-se a investimentos específicos, exigidos pelo órgão regulador, que devem ser realizados pelo operador, visando atender aspectos

ambientais e de segurança quando os campos deixam de ser produtivos. O custo do descomissionamento de um poço encontra-se entre US\$ 7.500 e US\$ 15.000 (ZAMITH, 2005).

4.4 RECEITAS

4.4.1 Receita Proveniente da Venda de Equipamento no Abandono

Espera-se uma receita provinda no final da vida útil do poço com a venda dos equipamentos que ali estão operando, essa receita é de ordem de US\$ 150.000,00 referente aos equipamentos da cabeça de poço, tubulações, entre outros.

Para se ter uma idéia, o campo Riacho Alazão, do campo-escola que hoje está de responsabilidade do IFRN, teve um investimento inicial só para ressarcimento junto a PETROBRAS no valor de R\$ 318.478,43, (tabela 4.1) no qual era de propriedade da PETROBRAS, e o projeto adquiriu.

Tabela 4.1. Equipamentos ressarcidos a petrobras

1	Bomba tubular de fundo mod. 20-175-THM-11-4-4	4.630,00
2	Tubing âncora	3.790,00
3	Coluna de produção de 27/8 pol. EU	124.721,52
4	Haste API 75 grau E de 3/4 pol.	12.000,00
5	Haste API 75 grau E de 3/4 pol.	21.247,40
6	Haste API 75 grau E de 7/8 pol.	27.033,20
7	Haste polida de 11/4 pol.x 16 pés	1.226,07
8	Stuffing Box	1.082,00
9	Cabresto para UB	142,00
10	Clips p/ cabresto	40,00
11	UB API 160-173-86	79.178,35
12	Motor elétrico de 15 CV com correias e protetor	7.062,99
13	Quadro de comando padrão BR para o motor	3.199,30
14	Grade proteção do conjunto UB e Motor	18.000,00
15	Sist. proteção contra vazamentos do stuffing box	1.267,60
16	Base de concreto para UB	3.536,00
17	Árvore de Natal p/ poço bombeado (BM)	4.250,00
18	Manômetro 0 - 300 psi (a prova de tempo)	72,00
19	Transformador 13,8 kV/440 V	6.000,00

Fonte: Campo-Escola Riacho Alazão

TOTAL	R\$ 318.478,43
TOTAL COM IMPOSTO ICMS	R\$ 383.708,95

4.4.2 Receita Provida da Prospecção de Petróleo

O poço 1-PM-2, do campo de Porto do Mangue, produziu de fevereiro a agosto de 1983 com vazão média de 2,5 m³/d de óleo e BSW médio de 30%. O poço voltou a produzir, de forma intermitente, no período de fevereiro de 1993 a fevereiro de 1997. Estima-se que o poço tenha produzido 6189 STB (984 m³) de óleo durante o período em que produziu (histórico de produção, produções mensais totalizadas, recebidos da ANP). Da análise de campos correlatos infere-se que, neste período, o poço tenha produzido com vazão bruta máxima de 10 m³/d, vazão inicial de óleo de 2,0 m³/d e vazão final de óleo de 1,2 m³/d, com declínio exponencial da vazão de óleo a uma taxa média de 12% ao ano, e BSW final de 85% (Maxima 07, 2008).

Devido ao tempo em que o poço encontra-se fechado, espera-se que o mesmo volte a produzir com cerca de 4 m³/d de óleo (estimativa otimista) (Tabela 4.2) e BSW inicial de 80%, considerando-se ganhos de elevação. Isto levaria a uma produção acumulada de 9 mil m³ (55 mil bbl) de óleo ao longo de 10 anos, alcançando um fator de recuperação final de 35%. A otimização da elevação se constitui em um elemento muito importante para o sucesso da exploração da área. Tal recuperação é compatível com as recuperações observadas em reservatórios produzindo sob influxo de água (Maxima 07, 2008).

Para efeito do cálculo adotou-se um decréscimo anual de 11% da produção com base nos dados histórico desse poço.

Tabela 4.2. Produção do poço

ano	4 m3/dia		2 m3/dia	
	barril	m3	barril	m3
1	9183	1460	4592	730
2	8173	1299	4086	650
3	7274	1156	3637	578
4	6474	1029	3237	515
5	5762	916	2881	458
6	5128	815	2564	408
7	4564	726	2282	363
8	4062	646	2031	323
9	3615	575	1808	287
10	3217	512	1609	256
Total	57452	9134	28726	4567

Fonte: elaboração própria

CAPÍTULO V:

Resultados e Discussões

5 Resultados e Discussão

No estudo dos campos maduros serão feitas simulações de vários cenários, objetivando assim inserir o risco da variação do preço do barril do petróleo, como também prever produções do reservatório em diferentes volumes, pois o estudo em questão vai avaliar a produção em um período de dez anos, logo por mais detalhado que seja o estudo, dificilmente terá uma certeza do comportamento do reservatório durante a produção, como também prever a variação do preço do barril do petróleo.

O objetivo das simulações de fluxo de caixa descontado para diferentes cenários é a determinação e, subsequente interpretação do resultado econômico financeiro de cada cenário proposto. Com essa análise pretende-se responder se tais empreendimentos geraram um retorno satisfatório aos seus investidores e em que condições isso ocorre, de forma que essa seja de fato uma atividade que atraia investidores. Como foi dito em capítulos anteriores, é importante que não apenas para o país, como para humanidade que não haja uma quantidade significativa de campos ou semi ou parcialmente explorados.

5.1 DIFERENTES CENÁRIOS

São apresentadas agora simulações com os dados adquiridos dos estudos de casos e trabalhos relacionados na área de campos maduros.

No estudo dos diferentes cenários, os custos serão os mesmos, o único custo que terá alteração entre os cenários será o com Tratamento da Água Produzida, que será diretamente proporcional com a produção.

O custo do tratamento de água é o preço que a PETROBRAS cobra para tratar e descartar a água. Logo, os cenários foram feitos de tal forma que o estudo foi feito com e sem esse custo de tratamento, para identificarmos a influência desse custo no estudo da viabilidade final.

Para a análise da viabilidade econômica do projeto adotou-se que os investimentos iniciais foram alocados no ano “zero”, ou seja, no ano imediatamente anterior ao início da produção, que se inicia no ano “um”, até o ano “dez”.

Um ponto importante é que várias decisões podem alterar o projeto do campo durante a vida produtiva. Segundo Feijó (2005), a perfuração de poços de petróleo, mesmo em áreas conhecidas, pode apresentar resultados inesperados. Neste sentido, a revitalização do poço, neste projeto, pode apresentar resultados que indiquem a possibilidade real de sucesso ou de insucesso de um poço produtor. Além disso, cenários de revitalização, podem ampliar o fator de recuperação, melhorando a curva de produção e conseqüentemente melhorando o desempenho do projeto.

As receitas vão mudar em cada cenário, pois serão previstos diferentes volumes de produção, como também terá cenários com diferentes preços de barril de petróleo.

Os preços futuros do petróleo do tipo Brent chegaram a US\$ 119,79 o barril no último dia 24 de fevereiro de 2011, atingindo assim o nível mais alto desde agosto de 2008 devido ao receio de que os distúrbios sociais em curso na Líbia possam se estender a outros produtores importantes de petróleo cru no Oriente Médio, entre eles a Arábia Saudita. Em setembro de 2010, o barril do petróleo era cotado a US\$ 80,00 (Alfredo Passos. Disponível em: < <http://alfredopassos.wordpress.com>> Acesso em: 28 de fevereiro de 2011)..

A inquietação no mercado de petróleo começou no dia 25 de fevereiro com a irrupção das revoltas sociais na Tunísia que levaram ao fim do regime de Ben Ali. Nesse dia, o Brent era cotado a US\$ 95,00.

Os preços futuros do West Texas, tipo de petróleo que é referência nos EUA, chegaram no dia, 4 de março de 2011, a US\$ 105,17 o barril, o preço mais alto desde setembro de 2008. Em setembro de 2010, o preço do barril estava cotado em US\$ 73,00, verificamos a considerável oscilação no preço (Alfredo Passos. Disponível em: < <http://alfredopassos.wordpress.com>> Acesso em: 28 de fevereiro de 2011).

Verificando esta faixa de preço e os preços futuros, foram feitos estudos com cenários de preço do barril do petróleo na faixa de U\$ 100,00 e U\$ 70,00.

Todo o estudo de viabilidade será feito em dólares, logo os valores foram convertidos tomando como referência a cotação média de R\$ 1,70 por dólar, vigentes no período de cotação na geração desses fluxos de caixa. Essa conversão foi realizada, pois é praxe utilizar valores dolarizados no mercado internacional de petróleo e gás e nos valores internos de venda da produção.

O objetivo do trabalho de obter diferentes cenários é por causa das incertezas provenientes da indústria do petróleo, em particular em campos com acumulações marginais, pois o primeiro risco é a variação do preço do barril do petróleo no mercado mundial, e o segundo é prever o comportamento do reservatório após a reabertura do poço. Logo, os diversos cenários ajudam a ter uma ideia geral da viabilidade do campo, e assim mensurar um pouco o teor do risco desse projeto.

De início, o investimento inicial permanece o mesmo em todos os cenários, em um total de U\$ 820.000,00, de acordo com a tabela 5.1.

Tabela 5.1. Investimentos iniciais

INVESTIMENTO		
LRO e memorial	Aquisição Bloco ANP	Revitalização
\$ 20.000	\$ 200.000	\$ 600.000
	Investimento Total	\$ 820.000

Fonte: elaboração própria

Os custos que vão variar no decorrer dos projetos são LO, que terá o aumento de 10% ao ano e o custo de manutenção que inclui despesas de consumo, mão-de-obra e a manutenção das instalações (tabela 5.2).

Tabela 5.2. Custos de manutenção e LRO

ESTIMATIVAS DO PROJETO DE INVESTIMENTO		
	Valor	Crescimento
Receitas		-11,0%
LO	\$ 4.500	10,0%
Manutenção	\$ 150.000	-15,0%

Fonte: elaboração própria

A alíquota única a ser utilizada de imposto é de 40% em cima da receita bruta de produção.

E a Taxa Mínima de Atratividade para o estudo da viabilidade econômica é de 15% (tabela 5.3).

Tabela 5.3. Impostos e TMA

PARÂMETROS	
Impostos	40,00%
TMA	15,0%

Fonte: elaboração própria

No cenário 1 vamos utilizar uma situação mais otimista, com o preço do barril do petróleo em U\$ 100,00, que é o preço atual do barril (28/03/2011), e uma produção de 4,0 m³/d de petróleo e uma taxa de declínio de produção de 11% ao ano.

No cenário 2 vamos utilizar uma situação mais conservadora com o preço do barril do petróleo em U\$ 70,00, mas com uma produção de 4,0 m³/d de petróleo e uma taxa de declínio de produção de 11% ao ano. Vamos levar em consideração também a viabilidade sem o custo com o tratamento da água produzida.

No cenário 3 vamos utilizar uma situação conservadora, com o preço do barril do petróleo em U\$ 70,00, e uma produção pessimista de 2,0 m³/d de petróleo e uma taxa de declínio de produção de 11% ao ano.

No cenário 4 vamos utilizar uma situação onde a produção é de 4,0 m³/d, e vamos verificar qual o preço mínimo do barril para que o investimento tenha o mínimo de retorno, que no caso é onde a TIR é igual a TMA (15%), onde o VPL vai ser nulo.

5.1.1 Cenário 1

No cenário 1 vamos utilizar uma situação mais otimista, com o preço do barril do petróleo em U\$ 100,00, que é o preço atual do barril (28/03/2011), e uma produção de 4,0 m³/d de petróleo e uma taxa de declínio de produção de 11%.

Na Tabela 5.4, o estudo de viabilidade é feito sem levar em consideração o custo com o tratamento da água produzida, verificamos um VPL de U\$ 868.141,00 e uma TIR de 45,2 %. Logo, percebe-se um investimento altamente rentável, com resultados bem expressivos, e esse cenário seria o mais real para a atual situação do campo, pois a expectativa de produção são de 4 m³ e o preço do barril de petróleo é o atual U\$ 100,00. Esses resultados significam que esse investimento vai obter um retorno financeiro de 45,2 % ao ano, e que o retorno do investimento feito inicialmente será de 1,88 anos. Sendo que nem todo campo tem o poço para reinjetar a água produzida, e também nem sempre é permitido pelos órgãos ambientais, então logo abaixo foi feito o mesmo estudo de viabilidade adicionando-se o custo com esse tratamento, que será de responsabilidade da PETROBRAS, como foi dito anteriormente.

Mais adiante na Tabela 5.4 tem os fluxos de caixa dos 10 anos de todos os cenários, com todas as receitas e custos utilizados para obter os resultados aqui demonstrados. As tabelas foram colocadas todas juntas para critério de comparação de cenários

Tabela 5.4. Simulação de fluxo de caixa descontado com produção de 4 m³ e valor de venda do petróleo U\$ 100,00

AVALIAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA - FC	
VPL	\$ 868.141
TIR	45,2%
Pay Back (anos)	1,88

Fonte: elaboração própria

Com o custo do tratamento da água, feito pela PETROBRAS, verifica-se uma queda na viabilidade de uma forma considerável, mas ainda com VPL na ordem de U\$ 637.724,00 e uma TIR de 37,3 %, (Tabela 5.5)

Tabela 5.5. Simulação de fluxo de caixa descontado com produção de 4 m³ e valor de venda do petróleo U\$ 100,00/bbl

AVALIAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA - FC	
VPL	\$ 637.724
TIR	37,3%
Pay Back	2,23

Fonte: elaboração própria

Concluimos que o cenário exposto foi altamente rentável independente do custo com o tratamento da água.

5.1.2 Cenário 2

No cenário 2 será utilizado uma situação mais conservadora com o preço do barril do petróleo em U\$ 70,00, mas com uma produção de 4,0 m³/d de petróleo e uma taxa de declínio de produção de 11% ao ano. Vamos levar em consideração também a viabilidade sem o custo com o tratamento da água produzida.

Verifica-se que no primeiro momento o campo demonstra uma boa rentabilidade, pois gerou um retorno econômico de 24,9% ao ano (Tabela 5.6). O preço do barril do petróleo está 30% abaixo do atual preço, mas pelo fato da atividade de petróleo ter esses riscos de mercado, percebe-se uma certa robustez desse projeto, sendo quando verifica-se esse mesmo estudo incluindo o custo com o tratamento de água produzida, verifica-se que o projeto ficou no limite da viabilidade econômica, com uma TIR de 16,8%, bem próxima da TMA que é de 15% (Tabela 5.7). Lembrando que a TMA é a taxa mínima aceitável para o projeto, logo é necessário fazer um estudo detalhado da previsão do preço do barril do petróleo, pois a influência é bem significativa.

Tabela 5.6. Simulação de fluxo de caixa descontado com produção de 4 m³ e valor de venda do petróleo U\$ 70,00, sem custo com tratamento da água

AVALIAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA – FC	
VPL	U\$ 281.387
TIR	24,9%
Pay Back (anos)	3,12

Fonte: elaboração própria

Tabela 5.7. Simulação de fluxo de caixa descontado com produção de 4 m³ e valor de venda do petróleo U\$ 70,00, com custo com tratamento da água

AVALIAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA - FC	
VPL	U\$ 50.970
TIR	16,8%
Pay Back (anos)	4,22

Fonte: elaboração própria

Nesse cenário verifica-se a influência do custo com tratamento da água, pois sem esse custo o projeto tinha uma boa viabilidade. Logo, a necessidade de modos alternativos para tratamento e despejo da água precisa ser bastante trabalhado nos campos da região da Bacia potiguar, pois a dependência da PETROBRAS para tratar essa água pode inviabilizar alguns projetos devido aos altos custos cobrados pela empresa.

5.1.3 Cenário 3

No cenário 3 vamos utilizar uma situação conservadora com o preço do barril do petróleo em U\$ 100,00, e uma produção de 2,0 m³/d de petróleo e uma taxa de declínio de produção de 11% ao ano.

O volume de petróleo aqui produzido foi de 4.500 m³, de um total de 25.000 m³ do volume *in situ*. Logo o fator de recuperação ficou em 17%, sendo uma previsão pessimista do projeto. Já que alguns campos podem ter um fator de recuperação de até 40% em condições favoráveis. E a previsão de produção de 2 m³/d é a metade da esperada do campo.

Tabela 5.8. Simulação de fluxo de caixa descontado com produção de 2 m³ e valor de venda do petróleo U\$ 100,00/bbl

AVALIAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA – FC	
VPL	(\$ 135.851)
TIR	10,0%
Pay Back (anos)	

Fonte: elaboração própria

Neste cenário em uma situação pessimista, onde a produção é de 2 m³/dia, mas com um preço do barril no valor de U\$ 100,00, o projeto torna-se inviável (Tabela 5.8). Apesar de ser um cenário pessimista, pode se tornar real, logo verifica-se que os projetos de campos maduros são campos que possui riscos de mercado, sendo é necessário ter uma previsão, o mais próximo possível do real comportamento do reservatório, quando o mesmo voltar a produzir.

5.1.4 Cenário 4

No cenário 4, vamos utilizar uma situação onde a produção de 4,0 m³/d, que é a produção esperada, e vamos verificar qual o preço mínimo do barril para que o investimento tenha o mínimo de retorno, que no caso é onde a TIR é igual a TMA (15%), onde o VPL vai ser nulo.

O preço mínimo do barril é de U\$ 55,00, para a produção de 4 m³/d, e um mínimo de rentabilidade, que no caso aqui é de 15%, isso sem considerar o custo com o tratamento de água. Considerando o custo com tratamento de água, o preço mínimo sobe para U\$ 68,00, sobe exatamente U\$ 13,00/bbl.

Nessa simulação dos dados verifica-se que o preço mínimo do barril para que esse campo tornar-se viável, é que o preço do mesmo seja maior do que U\$ 55,00 (sem custo do tratamento) e U\$ 68,00 (com custo do tratamento). Sendo que todo projeto da indústria do petróleo, e até mesmo esse projeto possui muitas variáveis que pode tanto diminuir como aumentar esses valores mínimos, tais como: aumento do fator de recuperação, comportamento do reservatório, volume de produção de água, custos com manutenção, entre outros.

Com respeito às despesas que mais influenciam no custo operacional final de um campo marginal são: Despesas com intervenções com sonda, relacionadas com a produção e manutenção do sistema de produção; com transporte e estocagem do óleo produzido e despesas com tributos financeiros.

A despesa relacionada à intervenção com sonda é a que mais influencia no aumento ou na diminuição do custo operacional. Devido às características dos campos marginais, que se encontram atualmente produzindo pelas empresas independentes, torna-se inviável a aquisição de uma sonda exclusivamente para atender as necessidades de intervenção em poços. Para tentar minimizar as perdas de produção, decorrentes da paralisação de poços em virtude de problemas mecânicos, as empresas operadoras independentes estão buscando parcerias com as empresas independentes que possuem contratos de prestação de serviços de sonda ou que possuem sondas. Outra alternativa viável para as companhias independentes seria a criação de uma Associação, na

qual todas as empresas, na condição de afiliada, dividiriam os custos de uma sonda, que seria operada por empresa especializada prestadora de serviço.

Outro desafio nos custos relacionados com intervenção com sonda seriam a disponibilidade de serviços específicos para intervenção de poço ou solução de problema específico, teste de formação, estimulação de reservatório e perfilagem de poço, serviços altamente especializados e de custo relativamente alto. Em geral, esses serviços são fornecidos por empresas multinacionais, que têm como foco principal as grandes operadoras. Logo, o grande desafio das empresas independentes, neste caso, é garantir um número mínimo de projetos, através de uma associação com outras pequenas empresas produtoras, de modo a atrair as multinacionais e, assim, diminuir o custo de serviços e operações por elas oferecidos.

As despesas relacionadas com a produção e manutenção do sistema de produção estão ligadas à conservação das estações de tratamento e dos métodos de elevação. Em geral, esses tipos de serviços estão associados às empresas nacionais de médio porte, como também a empresas multinacionais de grande porte.

As despesas relacionadas com transporte e estocagem do óleo produzido dizem respeito à manutenção do sistema de oleodutos, gasodutos e tanques de armazenamento. Em campos marginais de pequena produção, onde não se justifica a construção de um oleoduto, esse tipo de despesa influencia muito no custo operacional final, visto que todo o transporte é efetuado por carretas, cujo custo operacional é maior em relação à manutenção de um duto. Em geral, os serviços associados a esse tipo de despesa estão associadas às empresas de pequeno e médio porte.

Abaixo se encontra todos os fluxos de caixa (receitas, custos e impostos), de cada ano, usado para a elaboração do estudo de viabilidade econômica dos vários cenários. Todos os valores foram convertidos e colocados em dólares nas tabelas abaixo. (Tabela 5.9, 5.10, 5.11, 5.12, 5.13, 5.14)

Tabela 5.9. Cenário 1 sem o custo com tratamento de água

Cenário 1 S/T	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Receitas		\$ 918.312	\$ 817.298	\$ 727.395	\$ 647.381	\$ 576.170	\$ 512.791	\$ 456.384	\$ 406.182	\$ 361.502	\$ 321.736
Custos Totais		\$ 154.500	\$ 132.450	\$ 113.820	\$ 98.108	\$ 84.889	\$ 73.803	\$ 64.544	\$ 56.856	\$ 50.520	\$ 45.353
Lucro Bruto		\$ 763.812	\$ 684.848	\$ 613.575	\$ 549.273	\$ 491.280	\$ 438.988	\$ 391.839	\$ 349.326	\$ 310.982	\$ 276.383
Lucro Tributável		\$ 763.812	\$ 684.848	\$ 613.575	\$ 549.273	\$ 491.280	\$ 438.988	\$ 391.839	\$ 349.326	\$ 310.982	\$ 276.383
Impostos		\$ 305.525	\$ 273.939	\$ 245.430	\$ 219.709	\$ 196.512	\$ 175.595	\$ 156.736	\$ 139.730	\$ 124.393	\$ 110.553
Lucro Líquido	-U\$ 820000	\$ 458.287	\$ 410.909	\$ 368.145	\$ 329.564	\$ 294.768	\$ 263.393	\$ 235.104	\$ 209.596	\$ 186.589	\$ 315.830

Fonte: Elaboração própria

Tabela 5.10. Cenário 1 com o custo com tratamento de água

Cenário 1 C/T	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Receitas		\$ 810.126	\$ 721.012	\$ 641.701	\$ 571.114	\$ 508.291	\$ 452.379	\$ 402.617	\$ 358.330	\$ 318.913	\$ 283.833
Custos Totais		\$ 154.500	\$ 132.450	\$ 113.820	\$ 98.108	\$ 84.889	\$ 73.803	\$ 64.544	\$ 56.856	\$ 50.520	\$ 45.353
Lucro Bruto		\$ 655.626	\$ 588.562	\$ 527.881	\$ 473.005	\$ 423.402	\$ 378.576	\$ 338.073	\$ 301.474	\$ 268.394	\$ 238.480
Lucro Tributável		\$ 655.626	\$ 588.562	\$ 527.881	\$ 473.005	\$ 423.402	\$ 378.576	\$ 338.073	\$ 301.474	\$ 268.394	\$ 238.480
Impostos		\$ 262.250	\$ 235.425	\$ 211.152	\$ 189.202	\$ 169.361	\$ 151.430	\$ 135.229	\$ 120.590	\$ 107.357	\$ 95.392
Lucro Líquido	-U\$ 820000	\$ 393.376	\$ 353.137	\$ 316.728	\$ 283.803	\$ 254.041	\$ 227.146	\$ 202.844	\$ 180.884	\$ 161.036	\$ 293.088

Fonte: Elaboração própria

Tabela 5.11. Cenário 2 sem o custo com tratamento de água

Cenário 2 S/T	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Receitas		\$ 642.818	\$ 572.108	\$ 509.176	\$ 453.167	\$ 403.318	\$ 358.953	\$ 319.469	\$ 284.327	\$ 253.051	\$ 225.215
Custos Totais		\$ 154.500	\$ 132.450	\$ 113.820	\$ 98.108	\$ 84.889	\$ 73.803	\$ 64.544	\$ 56.856	\$ 50.520	\$ 45.353
Lucro Bruto		\$ 488.318	\$ 439.658	\$ 395.356	\$ 355.059	\$ 318.429	\$ 285.150	\$ 254.924	\$ 227.471	\$ 202.531	\$ 179.862
Lucro Tributável		\$ 488.318	\$ 439.658	\$ 395.356	\$ 355.059	\$ 318.429	\$ 285.150	\$ 254.924	\$ 227.471	\$ 202.531	\$ 179.862
Impostos		\$ 195.327	\$ 175.863	\$ 158.142	\$ 142.023	\$ 127.372	\$ 114.060	\$ 101.970	\$ 90.988	\$ 81.013	\$ 71.945
Lucro Líquido	-U\$820000	\$ 292.991	\$ 263.795	\$ 237.214	\$ 213.035	\$ 191.057	\$ 171.090	\$ 152.954	\$ 136.483	\$ 121.519	\$ 257.917

Fonte: Elaboração própria

Tabela 5.12. Cenário 2 com o custo com tratamento de Água

Cenário 2 C/T	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Receitas		\$ 534.632	\$ 475.822	\$ 423.482	\$ 376.899	\$ 335.440	\$ 298.542	\$ 265.702	\$ 236.475	\$ 210.463	\$ 187.312
Custos Totais		\$ 154.500	\$ 132.450	\$ 113.820	\$ 98.108	\$ 84.889	\$ 73.803	\$ 64.544	\$ 56.856	\$ 50.520	\$ 45.353
Lucro Bruto		\$ 380.132	\$ 343.372	\$ 309.662	\$ 278.791	\$ 250.551	\$ 224.739	\$ 201.158	\$ 179.619	\$ 159.943	\$ 141.958
Lucro Tributável		\$ 380.132	\$ 343.372	\$ 309.662	\$ 278.791	\$ 250.551	\$ 224.739	\$ 201.158	\$ 179.619	\$ 159.943	\$ 141.958
Impostos		\$ 152.053	\$ 137.349	\$ 123.865	\$ 111.516	\$ 100.220	\$ 89.895	\$ 80.463	\$ 71.848	\$ 63.977	\$ 56.783
Lucro Líquido	-U\$ 820000	\$ 228.079	\$ 206.023	\$ 185.797	\$ 167.274	\$ 150.330	\$ 134.843	\$ 120.695	\$ 107.771	\$ 95.966	\$ 235.175

Fonte: Elaboração própria

Tabela 5.13. Cenário 3 com o custo com tratamento de água

Cenário 3 S/T	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Receitas		\$ 460.000	\$ 404.800	\$ 356.224	\$ 313.477	\$ 275.860	\$ 242.757	\$ 213.626	\$ 187.991	\$ 165.432	\$ 145.580
Custos Totais		\$ 154.500	\$ 132.450	\$ 113.820	\$ 98.108	\$ 84.889	\$ 73.803	\$ 64.544	\$ 56.856	\$ 50.520	\$ 45.353
Lucro Bruto		\$ 305.500	\$ 272.350	\$ 242.404	\$ 215.369	\$ 190.970	\$ 168.954	\$ 149.081	\$ 131.135	\$ 114.912	\$ 100.227
Lucro Tributável		\$ 305.500	\$ 272.350	\$ 242.404	\$ 215.369	\$ 190.970	\$ 168.954	\$ 149.081	\$ 131.135	\$ 114.912	\$ 100.227
Impostos		\$ 122.200	\$ 108.940	\$ 96.962	\$ 86.148	\$ 76.388	\$ 67.581	\$ 59.633	\$ 52.454	\$ 45.965	\$ 40.091
Lucro Líquido	-U\$ 820000	\$ 183.300	\$ 163.410	\$ 145.442	\$ 129.221	\$ 114.582	\$ 101.372	\$ 89.449	\$ 78.681	\$ 68.947	\$ 210.136

Fonte: Elaboração própria

Tabela 5.14. Cenário 4 Valor mínimo do petróleo

Cenário 4	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Receitas		\$ 510.700	\$ 454.523	\$ 404.525	\$ 360.028	\$ 320.425	\$ 285.178	\$ 253.808	\$ 225.889	\$ 201.042	\$ 178.927
Custos Totais		\$ 154.500	\$ 132.450	\$ 113.820	\$ 98.108	\$ 84.889	\$ 73.803	\$ 64.544	\$ 56.856	\$ 50.520	\$ 45.353
Lucro Bruto		\$ 356.200	\$ 322.073	\$ 290.705	\$ 261.919	\$ 235.535	\$ 211.375	\$ 189.264	\$ 169.034	\$ 150.522	\$ 133.574
Lucro Tributável		\$ 356.200	\$ 322.073	\$ 290.705	\$ 261.919	\$ 235.535	\$ 211.375	\$ 189.264	\$ 169.034	\$ 150.522	\$ 133.574
Impostos		\$ 142.480	\$ 128.829	\$ 116.282	\$ 104.768	\$ 94.214	\$ 84.550	\$ 75.706	\$ 67.613	\$ 60.209	\$ 53.429
Lucro Líquido	-U\$820000	\$ 213.720	\$ 193.244	\$ 174.423	\$ 157.152	\$ 141.321	\$ 126.825	\$ 113.558	\$ 101.420	\$ 90.313	\$ 230.144

Fonte: Elaboração própria

Verifica-se de forma uniforme em todos os cenários que no ano 0 o fluxo de caixa negativo é comum em todos, de U\$ 820.000,00, isso é devido ao custo de investimento foi único para todos eles.

Levamos em consideração que após o ano 0, o campo já entrará em produção no ano 1, sendo que na realidade não funciona dessa forma, pois o tempo para esses investimentos geralmente são de dois anos, tempo dado aos concessionários pela ANP, sendo que esses dois anos podem ser prorrogados quando ocorre algum caso fortuito, como exemplo a licença não foi emitida no tempo necessário. Logo, o que era pra ocorrer com dois anos a receita, pode atrasar o projeto e iniciar só com três ou quatro anos. Isso interfere diretamente no estudo de viabilidade, portanto atrasos nos projetos que podem ser por falta da licença, baixa disponibilidade de sondas, atrasos nas requisições dos materiais, entre outros, precisam ser minimizados.

Podemos perceber que em todos os cenários o lucro líquido encontra-se de forma decrescente ao longo do tempo. Isso deve-se ao fato de que a produção sofre um declínio, que no nosso caso identificamos por 11% ao ano. Sendo que no ano 10, tem-se um lucro líquido maior do que alguns anos passados, pelo motivo de que no ano do abandono terá uma receita proveniente da venda dos equipamentos utilizados na produção.

Analisando os fluxos de caixas, percebemos que os impostos tem uma influência muito grande na viabilidade desses campos, pois foi utilizada uma alíquota total de 40% em cima da receita líquida. Para projetos que estão no limite da viabilidade esse é um fator que com certeza prejudica a revitalização de alguns campos.

Nesses cenários utilizamos como vida útil de um poço de 10 anos, sendo que mesmo o poço produzindo bem menos do que no início desse tempo, eles ainda podem ser viáveis durante muito mais tempo, logo a viabilidade dele já pode ser diferente.

Pelo fato da atividade nos campos maduros ser um estudo relativamente novo, pois foi só no ano de 2000 que a ANP começou o incentivo a esses campos, vários estudos ainda precisam ser feitos para a viabilidade dos mesmos. Pois vários campos leiloados pela ANP nas rodadas de licitações ainda não entraram em produção.

CAPÍTULO VI:

Conclusões e Recomendações

6 Conclusões e Recomendações

Essa dissertação teve como objetivo avaliar a viabilidade econômica dos campos maduros, com umas particularidades da Bacia Potiguar, como também toda a sua importância no cenário econômico nacional e local.

Essa análise foi feita através de análise de dados de custos e receitas, provenientes dos estudos de casos, e feito um estudo de viabilidade econômica através de vários cenários. Cenários esses em que foram feitos estudos de viabilidade com os preços do barril do petróleo em diferentes patamares, bem como a influência do tratamento de efluentes.

Para a análise da viabilidade econômica do projeto adotou-se que os investimentos iniciais foram alocados no ano “zero”, ou seja, no ano imediatamente anterior ao início da produção, que se inicia no ano “um”, durante até o ano “dez”. Logo percebe-se que o custo com atraso no licenciamento pode influenciar diretamente no estudo de viabilidade econômica, pois as receitas vão demorar um certo tempo para serem adquiridas.

No cenário 1 foi utilizado uma situação mais otimista, com o preço do barril do petróleo em U\$ 100,00, que é o preço atual do barril (28/03/2011), e uma produção de 4,0 m³/d de petróleo e uma taxa de declínio de produção de 11%.

Neste estudo de viabilidade foi feito sem levar em consideração o custo com o tratamento da água produzida, no qual verificamos um VPL de U\$ 868.141,00 e uma TIR de 45,2 %, percebe-se um investimento altamente rentável, com resultados bem expressivos, e esse cenário seria o mais real para a atual situação do campo, pois a expectativa de produção são de 4 m³ e o preço do barril de petróleo é o atual U\$ 100,00, esses resultados significa que esse investimento vai obter um retorno financeiro de 45,2 % ao ano, e que o retorno do investimento feito inicialmente será de 1,88 anos.

No cenário 2 foi utilizado uma situação mais conservadora com o preço do barril do petróleo em U\$ 70,00, mas com uma produção de 4,0 m³/d de petróleo e uma taxa de declínio de

produção de 11%. Levamos em consideração também a viabilidade sem o custo com o tratamento da água produzida.

Verifica-se que no primeiro momento o campo demonstra uma boa rentabilidade, pois gerou um retorno econômico de 24,9% ao ano, o preço do barril do petróleo está 30% abaixo do atual preço, mas pelo fato da atividade de petróleo ter esses riscos de mercado, percebeu-se uma certa robustez desse projeto, sendo quando verificou-se esse mesmo estudo incluindo o custo com o tratamento de água produzida, os resultados demonstrados foi de que o projeto ficou no limite da viabilidade econômica, com uma TIR de 16,8%, bem próxima da TMA que é de 15%.

No cenário 3 vamos utilizamos uma situação conservadora com o preço do barril do petróleo em U\$ 70,00, e uma produção pessimista de 2,0 m³/d de petróleo e uma taxa de declínio de produção de 11%.

Neste cenário em uma situação pessimista, onde a produção é de 2 m³/dia, mas com um preço do barril no valor de U\$ 100,00, o projeto torna-se inviável, apesar de ser um cenário pessimista, pode se tornar real, logo verifica-se que os projetos de campos maduros são campos que possui riscos de mercado, logo é necessário ter uma previsão, o mais próximo possível do real comportamento do reservatório, quando o mesmo voltar a produzir.

No cenário 4 utilizou-se uma situação onde a produção é de 4,0 m³/d, e vamos verificar qual o preço mínimo do barril para que o investimento tenha o mínimo de retorno, que no caso é onde a TIR é igual a TMA (15%), onde o VPL vai ser nulo.

O preço mínimo do barril foi de U\$ 55,00, para a produção de 4 m³/d, e um mínimo de rentabilidade, que no caso aqui é de 15%, isso sem considerar o custo com o tratamento de água. Considerando o custo com tratamento de água, o preço mínimo sobe para U\$ 68,00, sobe exatamente U\$ 13,00.

Este trabalho revelou alguns obstáculos na indústria petrolífera, especialmente se o setor de E&P efetivamente se expandir com a participação de mais empresas; processos de licenciamento ambiental que consigam equilibrar agilidade e transparência com a necessária

preocupação com o meio ambiente, pois os atrasos podem acarretar em custos bastante significativos; falta de um mercado alternativo para comercialização do óleo, pois é altamente dependente da PETROBRAS; falta de disponibilidade de equipamentos (sondas); altos impostos cobrados na indústria do petróleo. Esses obstáculos se apresentam de forma negativa a todas as empresas envolvidas com o setor de upstream nacional, independente do porte financeiro e econômico de cada uma. Porém, para companhias menores e inexperientes seus efeitos são muitos mais prejudiciais, podendo tornar tais obstáculos intransponíveis.

Além disto, a presença, a posição e os investimentos da Petrobras, embora essenciais para o crescimento da indústria petrolífera nacional e os demais ramos a esta ligados, parecem restringir a atuação de novas empresas nacionais no setor de E&P, como mostraram os resultados da pesquisa. De fato, é extremamente complicado para estas empresas competirem com a estatal pelas melhores oportunidades existentes no país. Desta maneira, se realmente há a intenção de criar um segmento forte de produtores independentes no Brasil, com a participação destes não apenas em campos marginais, mas também em áreas com risco exploratório. E que eles colaborem efetivamente para a produção de petróleo e gás, a exemplo do que ocorre, com bastante sucesso em outros países, se faz mister o enfrentamento dos entraves presentes, através de ações conjuntas dos agentes governamentais e empresas privadas. Caso contrário, o setor de companhias produtoras independentes no país definhará, sem nunca ter realmente existido de fato.

Na indústria do petróleo, é muito importante para o investidor considerar a proximidade da infra-estrutura de escoamento da produção, tanto por dutos, como por outros meios, garantindo o transporte desses produtos do poço até as estações coletoras e parques de armazenamento, e daí até as unidades de refino, terminais de exportação ou consumidores finais, no caso do gás natural.

Investimentos em bases de produção e sistemas de escoamento de petróleo e gás também são específicos, permitindo usos alternativos muitas vezes limitados. Contudo, a própria existência desses ativos pode viabilizar a revitalização de campos maduros, tornando-se, portanto, uma utilização alternativa em relação ao seu puro abandono.

6.1 Recomendações

Devido aos custos de tratamento da água produzida ter uma grande influência no estudo de viabilidade econômica dos campos maduros, verificam-se importantes estudos para que de alguma forma menos custosa, seja feito o tratamento da água pela própria empresa. Sendo que um dos grandes entraves para que isso seja feito, são as legislações ambientais que exigem níveis mínimos de óleo. Logo outro estudo mais aprofundado pode verificar a influência das restrições ambientais na viabilidade dos campos maduros.

O mais indicado é injetar esta água no próprio reservatório de onde ela saiu. Isto reduz custos e diminui o declínio de pressão de reservatório. Sendo que nem sempre é possível, devido a fatores geológicos, ou até mesmo por que os campos maduros geralmente já possuem um volume de produção de água muito grande. Outro procedimento usual é o descarte da água em zonas estéreis em termos de hidrocarbonetos, em poços que atendam certas condições. O inconveniente desse tipo de solução é a necessidade de autorização de órgãos de regulamentação ambiental, processo geralmente demorado.

Um ponto que tem um alto custo e que pode ser bem mais trabalhado em um estudo de viabilidade econômica, são os custos referentes às intervenções em poços, pois possui altos valores e sua ocorrência nesses campos é de alta probabilidade, mas é difícil prever quando vai precisar, como também o custo de sua realização.

Outro ponto a ser verificado é a dependência da PETROBRAS, para os serviços de comercialização do petróleo dos operadores. Logo, uma alternativa seria a formação de Grupo, segundo um modelo associativista, com o objetivo de viabilizar a comercialização da produção e a construção conjunta de instalações para separação água-óleo, tratamento do óleo e da água e injeção de água. Tal solução inovadora, entretanto, ainda carece de regulamentação, sendo necessário desenvolver junto à PETROBRAS e à ANP um modelo para viabilizar a solução cooperativista e que possa contar com investimentos das próprias empresas operadoras e/ou de terceiros.

O petróleo produzido no Brasil pelas empresas independentes poderá ser adquirido pela PETROBRAS a um preço inferior ao realizado através de importação do produto, o que poderá contribuir para outros investimentos no país.

Fomento pelos governos estaduais, para adequação de laboratórios e apoio para instalações de tratamento de óleo. Análise, pela ANP, dos recursos da participação especial para modernização e ampliação dos laboratórios, em especial junto à universidade, são ações que estão sendo desenvolvidas visando beneficiar o setor.

O estudo de caso foi feito, com mais informações da bacia potiguar. Logo, novos trabalhos podem ser feitos em outras bacias sedimentares, onde existe indícios de hidrocarbonetos. Para obter resultados cada vez mais concretos com respeito a viabilidade econômica dos campos maduros.

Identificar quais profissionais a indústria petrolífera apresenta maior carência; meios que proporcionem um maior acesso aos dados geológicos e geofísicos; o valor dos royalties cobrados; possibilidades de oferta de financiamentos para as empresas operadoras independentes.

Um outro item que tem alto impacto no estudo de viabilidade econômica são os impostos. Logo, alguns estudos de incentivos governamentais para esses campos poderiam ser feito, afim de minimizar os valores das alíquotas para os produtores independentes.

Verificação de melhores alternativas para o abandono de um campo. Pois o arrasamento é um dos procedimentos ainda utilizado, não permite o retorno produtivo uma vez que as instalações dos poços não podem ser recuperadas. O abandono deverá ser feito de tal maneira a cogitar, no futuro, a possibilidade de um retorno produtivo do campo.

Fazer um estudo para verificar de que forma a atividade da indústria do petróleo impacta na cidade. Pois pode ser feito uma comparação entre os municípios vizinhos, produtores e não produtores e identificar a diferença de impactos existentes entre eles.

A avaliação do risco econômico envolvido no sistema de produção é considerada de extrema importância, pois permite o planejamento e a execução das atividades considerando as possíveis variações envolvidas. Para avaliação desse risco, a técnica da simulação de Monte Carlo vem sendo empregada, sendo, dentre os métodos que utilizam probabilidade na análise dos riscos, o mais simples e prático (PERES et al., 2004).

Outro métodos que pode ser utilizado é o método opções reais que é uma abordagem amplificada do VPL na avaliação de ativos reais, pois considera que na opção de investir deve-se levar em conta que o investimento pode ser um custo (parcial ou totalmente) irreversível; há a possibilidade de adiar a aplicação no projeto em virtude das incertezas das variáveis; e deve-se estudar as alternativas e cenários que podem ocorrer durante o desdobramento do projeto através da elaboração e análise dos diversos caminhos possíveis na árvore de decisão, permitindo ao dono do capital a escolha da melhor estratégia e ajustes no planejamento do empreendimento. A avaliação simplista de comparar se os benefícios esperados são maiores do que os custos dos investimentos deve ser revista já que não se pode menosprezar as incertezas e o valor das opções.

Referências

Referências

AGENCIA NACIONAL DO PETROLEO, GAS NATURAL E BIOCOMBUSTIVEIS. **Edital de Licitações para a Outorga dos Contratos de Concessão:** disposições aplicáveis às atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural. Décima Rodada de Licitações. Rio de Janeiro, 2008.

ALMEIDA, Edmar L. F.: **Dinâmica Tecnológica das Indústrias Energéticas:** Apostila Didática. Rio de Janeiro, RJ. Instituto de Economia – UFRJ, 2004.

ALMEIDA, Edmar L. F.: ARAÚJO, Leandro R.: Análise Econômica dos Indicadores Sobre Poços Perfurados. **Boletim INFOPETRO. Petróleo e Gás Brasil.** Rio de Janeiro, RJ. Ano 3, n.2, p. 4-5, fev. 2002.

ALMEIDA, Edmar L. F.; RODRIGUES, Felipe R. Desenvolvimento das Companhias de Petróleo Independentes no Brasil: oportunidades e obstáculos. **Boletim INFOPETRO. Petróleo e Gás Brasil.** Rio de Janeiro, RJ. Ano 7, n. 1, p. 10-13, jan. 2006. Disponível em: <<http://www.gee.ie.ufrj.br/infopetro/pdfs/petrogas-janfev2006.pdf>>. Acesso em: 25 mar 2009.

ALVEAL, Carmen: **Fundamentos de Economia do Petróleo.** Apostila Didática – Economia e Gestão em Energia. Curso de Especialização. COPPEAD-IE/UFRJ. Rio de Janeiro, 2003.

ARAÚJO, Leandro R.: **Análise sobre a Atratividade do Upstream da Indústria de Petróleo Brasileira (1997-2003).** 2004. 70 f. Monografia (Bacharelado em Ciências Econômicas) Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2004.

ARAUJO FILHO, Walter B. **Visão Panorâmica dos Contratos de Concessão de Blocos contando Áreas Inativas com Acumulações Marginais.** Em **Produção de Petróleo e Gás em Campos Maduros.** Doneivan F. Ferreira (org.) Campinas, SP:Komedi, 2009.

BARBOSA, Décio, H. **Tributação de projetos de E&P no Brasil.** Rio de Janeiro: IBP, 2006.

BORBA, C.; TAKEGUMA, M.S.; SOUZA, E.J.F.; SCHNEIDER, K.N..Revitalization of Pilar Field (Sergipe-Alagoas Basin, Brazil) using deviated wells along fault planes – a successful experience. Paper presented at the 2004 SPE/DOE Fourteenth Symposium on improved Oil Recovery held in Tulsa, Oklahoma, USA, 17-21 April 2004.

CÂMARA, Roberto José Batista. **Campos maduros e Campos marginais: Definições para efeitos regulatórios.** 2004. 169 f. Dissertação (Mestrado em Regulação da Indústria de Energia) – Universidade Salvador, Salvador, 2004.

CAMPOS, J. C. B. **Intervenções em Poços em Campos Terrestres com Acumulações Marginais (Maduros e/ou Pequenos).** Em **Produção de Petróleo e Gás em Campos Maduros.** Doneivan F. Ferreira (org.) Campinas, SP:Komed, 2009.

CAMPOS, J.C.B.; ALMEIDA, J..R.C. **descarte de resíduos gerados pelo tratamento de água de injeção.** In: *Rio Oil & Gas Conference*, Rio de Janeiro, 1998.

CANELAS, André L. S.: **Investimentos em Exploração e Produção Após a Abertura da Indústria Petrolífera no Brasil: Impactos Econômicos.** 2004. 87 f. Monografia (Bacharelado em Ciências Econômicas) Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2004.

CAVALHINHO F, J. C. **Valor da adaptação em contratos incompletos de longo prazo envolvendo ativos específicos: uma aplicação na indústria de gás natural.** São Paulo. FEA/USP, 2001.

COELHO NETO, Valdívio: **Competências Organizacionais para o Desenvolvimento Estratégico do Negócio de Exploração de Petróleo em Campos Maduros: O Caso Petrorecôncavo S/A.** 2005. 91 f. Dissertação (Mestrado em Administração) – Escola de Administração, Universidade Federal da Bahia, Salvador, 2005.

COELHO NETO, V. **Gestão de uma Operação de Petróleo e Gás em Campos Terrestres com Acumulações Marginais**. Em **Produção de Petróleo e Gás em Campos Maduros**. Doneivan F. Ferreira (org.) Campinas, SP:Komedi, 2009.

COPELAND, T.; ANTIKAROV, V.. **Opções Reais. Um novo paradigma para reinventar a avaliação de investimentos**. Rio de Janeiro: Ed. Campus, 2002.

COUTINHO, Paulo Luis Almeida. **Estratégia Tecnológica e gestão da Inovação**. Tese de Doutorado, universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola de Química, 2004.

DIAS, M.A.G.. **Opções Reais Híbridas com Aplicações em Petróleo**. Tese de Doutorado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Industrial. Rio de Janeiro: Pontifícia Universidade Católica, Brasil, 2005.

DRUKER, Peter F. **Administrando para o futuro**. São Paulo: Pioneira, 1994.

EDITAL DE LICITAÇÕES PARA A OUTORGA DOS CONTRATOS DE CONCESSÃO: **Disposições aplicáveis às atividades de avaliação, reabilitação e produção em áreas inativas com acumulações marginais**. Rio de Janeiro. 2006.

FABOZZI, F. J.; PETERSON, P. P.; **Financial Management and Analysis**, John Wiley & Sons Ltd; Wiley Finance; Second Edition, Canada, 2003;

FEIJO, F. Juarez **Geologia, Geofísica e Geopolítica do Petróleo**. Rio de Janeiro, Universidade Corporativa Petrobras, 2005.

FERREIRA, Doneivan F. **Produção de petróleo e Gás Natural no Brasil – Desafios e Oportunidades**. Em **Produção de Petróleo e Gás em Campos Maduros**. Doneivan F. Ferreira (org.) Campinas, SP:Komedi, 2009.

INSTITUTO DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E MEIO AMBIENTE DO RN. **Manual de Licenciamento Ambiental**. Natal, 2006.

LEI Nº. 9.478, de 06 de agosto de 1997.

LERCHE, Ian; MACKAY, James A.: **Economic Risk in Hydrocarbon Exploration**. San Diego, CA. Academic Press, 1999.

LUCZYNSKI, E. **O Desenvolvimento de Campos Marginais e a Nova Indústria Nacional de Petróleo**. In: Congresso de Energia, 2002, Rio de Janeiro.

MACHADO, Admar J. F. **Plano de Avaliação do Campo de Quiambina. In: Projeto Campo-Escola – Convênio UFBA/ANP**. Salvador, jul., 2003.

MACHADO, Maria L. M. **O Processo de Licenciamento ambiental de campos marginais no Estado da Bahia – cenários, pontos críticos, proposições e medidas**. Em **Produção de Petróleo e Gás em Campos Maduros**. Doneivan F. Ferreira (org.) Campinas, SP:Komedi, 2009.

MAGALHÃOES JUNIOR, Frederico. **Avaliação de campo maduro de petróleo por opções reais**. Dissertação de Mestrado Profissionalizante em Administração - Rio de Janeiro: Faculdades Ibmecc. 2006.

MÁXIMA 07. **Memorial Descritivo do Projeto de Reabilitação da Jazida Porto do Mangue**. Natal, 2008.

MELO, R.C.B.; ABOUD, R.S. **Novas Técnicas de Estimulação Aplicadas em Campos Maduros**. Trabalho apresentado na Rio Oil & Gas Expo and Conference 2006, Rio de Janeiro, Brasil, Setembro de 2006.

MELO, M.F.. **Petróleo no Brasil – Novos Desafios**. Plano de Negócios da Petrobras 2007-2011. Rio de Janeiro: Benício Biz Editores Associados Ltda, Brasil, 2006.

MONTEIRO, N. R. **Processo da implantação e consolidação da atividade de produção de petróleo de campos marginais no Brasil**. Em **Produção de Petróleo e Gás em Campos Maduros**. Doneivan F. Ferreira (org.) Campinas, SP:Komedi, 2009.

MONTEIRO, Newton R.; CHAMBRIARD, Magda: **Development of Marginal Fields Market**. Rio de Janeiro, RJ. Agencia Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP, 2002.

NEWENDORP, Paul: **Decision Analysis for Petroleum Exploration**. Tulsa, OK. PennWell Publishing Company, 1996.

NONAKA, Ikujiro; TAKEUCHI, Hotoraka. **Criação de Conhecimento na Empresa: Como as Empresas Japonesas Geram Dinâmica da Inovação**. 7ª Edição. Rio de Janeiro: Campus, 1997.

NOVAES, Ricardo Célio Sesma. **Campos maduros e áreas de acumulações marginais de petróleo e gás natural uma análise da atividade econômica do recôncavo baiano** – mestrado do Programa de pós-Graduação da Universidade de São Paulo – São Paulo, 2009, 178f.

OLIVEIRA JUNIOR, J. B. **Projeto Campo-Escola: Revitalização de Campos marginais de Petróleo e gás natural no Estado da Bahia**. Em **Produção de Petróleo e Gás em Campos Maduros**. Doneivan F. Ferreira (org.) Campinas, SP:Komedi, 2009.

OLIVEIRA, P. C. P. **Desafios na Capacitação de recursos Humanos para o Setor de Produção em Campos com Acumulações Marginais**. Em **Produção de Petróleo e Gás em Campos Maduros**. Doneivan F. Ferreira (org.) Campinas, SP:Komedi, 2009.

PERES, A.A.C., SOUZA, P.M., MALDONADO, H., SILVA, J.F.C.S., SOARES, C.S., BARROS, S.C.W., HADDADE, I.R.; **Análise econômica de sistemas de produção a pasto para bovinos no município de Campos de Goytacazes – RJ**. Revista Brasileira de Zootecnia, vol. 33, nº 6, p. 1557-1563, 2004.

PORTER, Michael E. **Vantagem Competitiva: Criando e sustentando um desempenho superior**. 25ª edição. Rio de Janeiro: Campus. 1989.

PRATES, Jean-Paul: **Campos Marginais e Produtores Independentes de Petróleo e Gás: Aspectos Técnicos, Econômicos, Regulatórios, Políticos e Comparativos**. Fórum Continuado de Energia – 2ª. Edição. Rio de Janeiro, RJ, ago. 2004.

QUÍMICA E DERIVADOS: **Retomando os Maduros**. Revista Química e Derivados, nº. 431, outubro de 2004.

REIS, Andréa C. e LIMA, Regina C. P. **o Cenário socioeconômico e oportunidades de desenvolvimento para regiões produtoras maduras**. Em **Produção de Petróleo e Gás em Campos Maduros**. Doneivan F. Ferreira (org.) Campinas, SP:Komedi, 2009.

RIBEIRO, Marilda R. de S. **O projeto de acumulações marginais – as licitações promovida pela ANP em 2006 e 2007**. Em **Produção de Petróleo e Gás em Campos Maduros**. Doneivan F. Ferreira (org.) Campinas, SP:Komedi, 2009.

RODRIGUES, J. **Comercialização de Petróleo em Campos com Acumulações Marginais no Brasil**. Em **Produção de Petróleo e Gás em Campos Maduros**. Doneivan F. Ferreira (org.) Campinas, SP:Komedi, 2009.

RODRIGUES, Felipe Rachid.: **Desenvolvimento das Companhias de Petróleo Independentes no Brasil: Obstáculos e Oportunidades**. 2007. Trabalho de pesquisa (economia) – Universidade Federal do Rio de Janeiro.

SANTOS JÚNIOR, Anabal. **Produção do petróleo e gás natural em campos de economicidade marginal no Brasil: uma visão pragmática**. 2006. 152 f. Dissertação (Mestrado em Regulação da Indústria de Energia) – Universidade Salvador (UNIFACS), Salvador, BA, 2006.

SANTOS JÚNIOR, Anabal. **Produção de petróleo e gás natural em campos terrestres com acumulações marginais**. Em **Produção de Petróleo e Gás em Campos Maduros**. Doneivan F. Ferreira (org.) Campinas, SP:Komedi, 2009.

SANTOS JÚNIOR, Anabal. – **Apostila do curso de Análise de Investimento, Avaliação Econômica de Projetos; Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP)**, Almirante Barroso, 52 - 21º andar, Centro, Rio de Janeiro; 2009;

SOUZA, P. L e MACHADO NETO, C. C. **Estratégia na Prestação de Serviços e Fornecimento de Bens em Campos Marginais no Brasil: Desafios e Adaptações a uma Nova Realidade.** Em **Produção de Petróleo e Gás em Campos Maduros.** Doneivan F. Ferreira (org.) Campinas, SP:Komedi, 2009.

THOMAS, J. E. et al. **Fundamentos de Engenharia de Petróleo.** 2. ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2001.

ZAMITH, R.; MOUTINHO DOS SANTOS, E. **Developing Brazil's Onshore E&P Oil Activities and Reducing the Country's Exposure to the Economic Cycles of the Global Oil Market.** SPE Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium. Dallas, Texas, Estados Unidos, 2003.

ZAMITH, Maria Regina M. A.: **A Nova Economia Institucional e as Atividades de Exploração e Produção Onshore de Petróleo e Gás Natural em Campos Maduros no Brasil.** 2005. 299 f. Tese (Doutorado em Energia) – Instituto de Eletrotécnica e Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2005.

WEBSITES CONSULTADOS

Agência Nacional do Petróleo e Gás Natural e Biocombustíveis (ANP)

Contrato de Concessão para Exploração, Desenvolvimento e Produção de Petróleo e gás Natural (2005).

Disponível em http://www.anp.gov.br/petro/rodadas_de_licitacoes.asp

Acesso em: 12/08/2010

Agência Nacional do Petróleo e Gás Natural e Biocombustíveis (ANP)

Relatório anual 2003-2004

Disponível em: <http://www.anp.gov.br>

Acesso em: 20/02/2009 e em diversas datas posteriores

Alfredo Passos

Disponível em: <http://alfredopassos.wordpress.com/2011/03/18/a-escalada-do-preco-do-petroleo-ameaca-paralisar-a-recuperacao-economica-mundial/>

Acesso em: 28 de fevereiro de 2011

Associação das Empresas Produtoras de Petróleo e Gás Natural extraídos de Campos Marginais do Brasil

Disponível em: <http://www.appom.org.br>

Acesso em: março de 2009 e diversas vezes em datas posteriores

Bloomberg

Disponível em: <http://www.bloomberg.com>

Acesso em março de 2009 e diversas datas posteriores

PERIÓDICOS CAPES

Disponível em: <http://www.periodicoscapes.gov.br>

Acesso em junho de 2010 e diversas datas posteriores

Conselho nacional de Política Energética

Disponível em <http://ecen.com>

Acesso em: março de 2008 e diversas datas posteriores

INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS
RENOVÁVEIS. **Licenciamento Ambiental Federal.**

Disponível em: <http://www.ibama.gov.br/licenciamento/>

Acesso em: 25 abr 2009

Instituto Brasileiro do Petróleo

Disponível em: <http://www.ibp.org.br>

Acesso em: junho de 2009 e diversas datas posteriores