**UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA
EP-FEA-IEE-IF**

**CAMPOS MADUROS E ÁREAS DE ACUMULAÇÕES
MARGINAIS DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL:
UMA ANÁLISE DA ATIVIDADE ECONÔMICA NO
RECÔNCAVO BAIANO**

Ricardo Célio Sesma Novaes

São Paulo
2010

Ricardo Célio Sesma Novaes

**CAMPOS MADUROS E ÁREAS DE ACUMULAÇÕES
MARGINAIS DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL:
UMA ANÁLISE DA ATIVIDADE ECONÔMICA NO
RECÔNCAVO BAIANO**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós Graduação em Energia da Universidade de São Paulo (Escola Politécnica / Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade / Instituto de Eletrotécnica e Energia / Instituto de Física) para obtenção do título de Mestre em Energia.

Orientação: Prof^ª. Dr.^a. Virgínia Parente

São Paulo
2010

AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

FICHA CATALOGRÁFICA

Novaes, Ricardo Célio Sesma.

Campos maduros e áreas de acumulações marginais de petróleo e gás natural uma análise da atividade econômica no recôncavo baiano / Ricardo Célio Sesma Novaes; orientadora Virgínia Parente. – São Paulo, 2009.
178f.: il.; 30 cm.

Dissertação (Mestrado – Programa de Pós-Graduação em Energia (EP / FEA / IEE / IF) da Universidade de São Paulo.

1. Petróleo – aspectos econômicos 2. Gás natural

I. Título.

Agradecimentos:

Obrigado ao meu pai, Dr. Célio e minha mãe, Prof^a Nilza: sem eles eu pouco seria. A eles devo tudo, e uma vida inteira não bastaria para quitar-lhes minhas dívidas.

Obrigado à minha orientadora, Prof^a Virginia Parente, pela paciência, pelos bons exemplos e pelos conhecimentos tão generosamente transmitidos.

Sou grato aos mestres que tive durante o mestrado e ao longo de minha vida, pelos ensinamentos e formação. Agradeço em especial aos meus colegas do PPGE e a Maria de Fátima Atanásio Mochizuki e Maria Penha da Silva da nossa biblioteca no IEE/ USP pela atenção cordial de sempre.

Obrigado ao amigo Leonardo Caio, que me inspirou no tema que viria a ser a semente do presente trabalho.

Obrigado aos colegas, amigos e professores que me auxiliaram e acolheram nas visitas em campo realizadas no Recôncavo Baiano, em especial Anabal dos Santos Jr, Valdívio Coelho Neto, Doneivan Ferreira, James Correa, Regina Zamith, Edmilson Moutinho dos Santos, Normando Paes e Alexandre Novaes entre tantos outros.

Sou também muito grato às empresas PetroReconcavo, W. Washington e Panenergy pelo apoio e pelos dados disponibilizados para as análises no âmbito desta pesquisa.

“O melhor negócio do mundo é
uma empresa de petróleo bem administrada.

O segundo melhor negócio do mundo é
uma empresa de petróleo mal administrada.”

John D. Rockefeller:
(primeiro bilionário da história, 1912)

RESUMO

Com a lei 9478/97, a Lei do Petróleo, a flexibilização do monopólio sobre exploração e produção de petróleo e gás natural concedido pela União à Petrobras, torna-se realidade. Neste sentido, abre-se, através de rodadas de licitação promovidas pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), a possibilidade de acesso às atividades de exploração e produção ao capital privado em geral e, também, àquele capital oriundo de pequenas e médias empresas orientadas a esse segmento de atividades. Nesse contexto, várias dessas empresas passam a dedicar-se, mais especificamente, às atividades em campos maduro e áreas com acumulações marginais. Os empreendimentos nestes campos e áreas possuem características técnicas e econômicas que se adequam a essas empresas de menor porte por necessitarem de investimentos e capacidade técnica distintos daqueles dos empreendimentos em novas fronteiras exploratórias.

Este trabalho tem por objetivo apresentar um panorama da atividade 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, a partir da análise da oferta gerada pelos produtores independentes e pela demanda gerada pela Petrobras e por outros poucos compradores. Nesta dissertação são analisados os principais fatores e agentes que influenciam a relação entre oferta e demanda, a saber: a influência das recentes variações do preço do barril de petróleo; as descobertas na camada pré-sal na Bacia de Santos; as ações do órgão regulador – a ANP; a geografia física e humana do Recôncavo Baiano, sua geologia local e fatores ambientais.

Por fim, é apresentado, um estudo de viabilidade econômica de um empreendimento de revitalização de um campo maduro de petróleo. Tal estudo visa responder a partir de simulações em um campo real típico, se houve resultado econômico satisfatório para os investidores. Com o conjunto de simulações realizadas é possível ter um olhar crítico sobre o passado constatar como tais empreendimentos são sensíveis ao custo de capital e aos preços de venda do óleo produzido.

Palavras chave: petróleo, campos maduros, acumulações marginais, produtores independentes.

ABSTRACT

With law 947/97, the Crude Oil Law, the monopoly flexibilization over oil and natural gas exploitation and production, granted to Petrobras by the Brazilian Government, has come true. This way, the possibility – through public tenders promoted by the National Crude Oil, Natural Gas and Biofuels Agency (ANP) – of access to private capital in general, as well as to capital from small, and mid-sized firms in the crude oil, natural gas exploitation and production business, has been opened. In this context, many of those firms started to dedicate themselves, more specifically, to activities in mature oil fields and marginal oil fields. The undertakings in these fields and areas bear technical and economic characteristics that adapt to such small firms, once the latter need different types of investment and technical capacity as compared to undertakings in new exploitation frontiers.

This dissertation aims to present a broad view of the crude oil and natural gas business undertaken by small and mid-sized firms in the Sedimentary Bay of Recôncavo Baiano region (Bacia Sedimentar do Recôncavo Baiano), stemming from an analysis of the supply generated by independent producers, and by the demand generated by Petrobras and few other purchasing agents. The main factors and agents that influence the relationship between supply and demand are analyzed, namely: the influence of the recent price variation of the crude oil barrel; the findings of the pre-salt layers in the Santos Bay; the actions of the regulatory agency – ANP; the physical and human geography of the Recôncavo Baiano, its local geology and environmental factors.

To conclude, by use of simulations in a real typical field put to tender in the First Round of Mature Fields, an economic viability study of a mature oil field revitalization program is shown. With this group of simulations, it is possible to have a critical eye towards the past and conclude how sensitive such undertakings are in face of the capital cost and sales prices of the oil produced.

Key Words: crude oil, mature fields, marginal accumulation, independent producers.

LISTA DE FIGURAS:

Fig. 01	Diagrama de influência na relação de oferta e demanda em campos maduros	27
Fig. 02	Grau API de alguns dos principais campos de petróleo brasileiros e seus respectivos estados	38
Fig. 03	Teor de enxofre de alguns dos principais campos de petróleo brasileiros e seus respectivos estados.	38
Fig. 04	Tanques de armazenamento e separação de emulsão anexos à área de produção no Recôncavo Baiano. Nota-se a biruta sobre o tanque central.	41
Fig. 05	Esquema típico de um reservatório de petróleo e gás natural, com o respectivo esquema de sonda de perfuração.	44
Fig. 06	Foto de poço de petróleo em situação de insurgência no Texas, início do séc. XX.	45
Fig. 07	Esquema típico da curva de produção de um campo de petróleo até sua condição de reabilitação como campo maduro.	47
Fig. 08	Evolução da cotação Brent às vésperas da primeira rodada de licitações de campos maduros.	68
Fig. 09	Evolução da cotação Brent após a segunda rodada de licitações de campos maduros.	69
Fig. 10	Evolução da cotação Brent de 2007 até o pico em 2008.	71
Fig. 11	Evolução da cotação Brent durante a crise econômica mundial.	73
Fig. 12	Evolução da cotação Brent entre 2.000 e 2.009 com destaque às cotações de referência para primeira rodada de licitações de campos maduros.	74
Fig. 13	Distribuição da produção nacional petróleo por estados da União em 2008.	76
Fig. 14	Mapa da bacia sedimentar do Recôncavo Baiano, indicando os blocos exploratórios já licitados na primeira rodada de campos maduros.	81
Fig. 15	Esquema de um separador trifásico gravitacional.	99
Fig. 16	Pires de captação de vazamento em poço em operação.	100
Fig. 17	Esquema do Fluxo de Caixa Descontado utilizado na simulação financeira do empreendimento.	112

Fig. 18	Mapa da área Fazenda São Paulo.	117
Fig. 19	Município de Mata de São João que contém a área da Área Fazenda São Paulo e em destaque a região da Bacia Sedimentar do Recôncavo Baiano.	118
Fig. 20	Foto do poço Fazenda de São Paulo antes da rodada de licitação.	118
Fig. 21	Gráfico de produção do campo em barris ao dia x anos de produção.	125
Fig. 22	Gráfico de evolução da cotação Brent de janeiro de 2005 a janeiro de 2010. A linha tracejada indica o valor médio calculado no horizonte de janeiro de 2005 a janeiro de 2010 de US\$ 72,20 o barril.	126
Fig. 23	Gráfico de evolução da cotação Brent de janeiro de 2005 a janeiro de 2010. As linhas tracejadas indicam o piso e o teto utilizados nas simulações e a linha horizontal indica a época da Primeira Licitação de Campos Maduros da ANP.	127
Fig. 24	Simulação I: Fluxo de caixa descontado e resultados para taxa de 6% aa e valor de venda do petróleo de U\$ 70,21.	133
Fig. 25	Simulação II: Fluxo de caixa descontado e resultados para taxa de 20% aa e valor de venda do petróleo de U\$ 70,21.	134
Fig. 26	Simulação III: Fluxo de caixa descontado e resultados para taxa de 6% aa e valor de venda do petróleo de U\$ 52,66.	135
Fig. 27	Simulação IV: Fluxo de caixa descontado e resultados para taxa de 20% aa e valor de venda do petróleo de U\$ 52,66.	136
Fig. 28	Simulação V: Fluxo de caixa descontado e resultados para taxa de 6% aa e valor de venda do petróleo de U\$ 87,76.	137
Fig. 29	Simulação VI: Fluxo de caixa descontado e resultados para taxa de 20% aa e valor de venda do petróleo de U\$ 87,76.	138
Fig. 30	Simulação VII: Fluxo de caixa descontado e resultados para taxa de 6% aa e TIR a 6%.	139
Fig. 31	Simulação VIII: Fluxo de caixa descontado e resultados para taxa de 20% aa e TIR a 20%.	140
Fig. 32	Gráfico de cotações Brent e linha de viabilidade para taxa de 6% aa.	143
Fig. 33	Gráfico de evolução da cotação Brent de janeiro de 2005 a janeiro de 2010. As linhas pontilhada e tracejada indicam os patamares mínimos médios para venda do petróleo à taxas de 6% e 20% respectivamente.	144

LISTA DE TABELAS:

Tab.01	Comparativo entre número de estabelecimentos e porte do empregador em 2004.	23
Tab. 02	Produção de petróleo por país e predominância <i>onshore</i> ou <i>offshore</i>	34
Tab. 03	Resultados da primeira rodada de campos maduros e áreas com acumulações marginais da ANP, realizada em outubro de 2005.	60
Tab.04	Resultados da segunda rodada de licitações de campos com acumulações marginais realizada em junho de 2006.	61
Tab. 05	Valores arrecadados nas duas rodadas de áreas inativas contendo acumulações marginais da ANP.	62
Tab. 06	Resultado das rodadas por áreas arrematadas.	63
Tab. 07	Resultado das rodadas por empresas.	63
Tab. 08	Produção brasileira de petróleo e GN em 2008 em barris equivalentes de petróleo.	75
Tab. 09	IDH comparativo de municípios do Recôncavo Baiano.	82
Tab. 10	Participação da Bacia do Recôncavo nas Rodadas de Licitações da ANP.	93
Tab. 11	Enquadramento ambiental pelo porte do empreendimento.	96
Tab. 12	Profissionais entrevistados e respectivas empresas visitadas durante a pesquisa de campo.	108
Tab. 13	Informações gerais sobre a área da Fazenda se São Paulo.	117
Tab. 14	Histórico de produção do único poço do campo Fazenda São Paulo.	122
Tab. 15	Produção anual e acumulada prevista para o projeto.	124
Tab. 16	Resumo dos parâmetros de entrada para simulação do fluxo de caixa do projeto.	130
Tab. 17	Resumo dos parâmetros de entrada para simulação do fluxo de caixa do projeto.	132
Tab. 18	Resumo dos resultados das seis simulações de fluxo de caixa descontado para o projeto de revitalização do campo.	141

ABREVIACÕES

2D	Levantamento sísmico em 2 dimensões
ABRAPET	Associação Brasileira das Perfuradoras de Petróleo
ADIN	Ação Direta de Inconstitucionalidade (Supremo Tribunal Federal)
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
APAS	Áreas Legalmente Protegidas
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
APP	Áreas de Proteção Ambiental
APPOM	Associação das Empresas Produtoras de Petróleo e Gás Natural Extraídos de Campos Marginais do Brasil
API	American Petroleum Institute
Art	Artigo
BA	Bahia
bpd	barris de petróleo ao dia
BSW	<i>Basic Setting Water</i> (Proporção Básica de Água)
°C	Grau Celsius
Cel	Coronel
CEPRAM	Conselho Estadual de Meio Ambiente
CNP	Conselho Nacional do Petróleo
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
CR	Coefficiente de Retorno
DRA	Centro de Recursos Ambientais
E&P	Exploração e Produção
EPE	Empresa de Pesquisas Energéticas
EPEs	Empresas de Propósito Específico
EUA	Estados Unidos da América
FCD	Fluxo de Caixa Descontado
GN	gás natural
IBP	Instituto Brasileiro do Petróleo, Gás e Biocombustíveis
IDH	Índice de Desenvolvimento Humano
km	quilômetro
km ²	quilômetro quadrado

m ³	metros cúbicos
m ³ /dia	metros cúbicos por dia
mg/l	miligramas por litro
MME	Ministério de Minas e Energia
ONIP	Organização Nacional da Indústria do Petróleo
PAC	Programa de Aceleração do Crescimento
Pedvesa	Petróleo da Venezuela S.A.
PNQP	Plano Nacional de Qualificação Profissional
PROMINP	Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás Natural
PTI/UT	Programa de Trabalho Inicial em Unidades de Trabalho
RECAM	Rede Cooperativa em Campos Maduros
REPLAN	Refinaria do Planalto Paulista (Paulínea)
RLAM	Refinaria Landulpho Alves
SELIC	Sistema Especial de Liquidação de Custódia
STF	Supremo Tribunal Federal
TIR	Taxa Interna de Retorno
TMA	Taxa mínima de atratividade
UFBA	Universidade Federal da Bahia
Unicamp	Universidade Estadual de Campinas
US\$	Dólares americanos
VEF	Vazão de Equilíbrio Financeiro
VPL	Valor Presente Líquido

SUMÁRIO

1	Introdução	15
1.1	Considerações iniciais	15
1.2	Relevância do tema.....	20
1.3	Questão central e hipóteses	26
1.4	Estrutura capitular	29
2	Revisão da literatura e definição de conceitos.....	32
2.1	Produção de petróleo e gás natural.....	32
2.2	Conceitos de campos maduros e bacias com acumulações marginais	42
2.3	Revisão histórica e atual dos marcos regulatórios.....	53
2.4	Conclusões do capítulo 2	66
3	Cenários e atores da atividade econômica.....	68
3.1	Cenário externo: a oscilação das cotações internacionais do petróleo	68
3.2	Cenário interno: influência das recentes descobertas do Pré Sal	76
3.3	Contextos geológico, geográfico e econômico do Recôncavo Baiano.....	80
3.4	Oferta: as principais companhias independentes	84
3.5	Demanda: Petrobras e potenciais compradores.....	86
3.6	A influência do regulador na atividade econômica	92
3.7	Questões ambientais e descomissionamento.....	95
3.8	Conclusões do capítulo 3	103
4	Análise econômica de um empreendimento em campo maduro	107
4.1	Conceituação teórica para análise de viabilidade do projeto	109
4.2	Considerações iniciais para o modelo de simulação financeira	112
4.3	Apresentação dos dados de entrada do modelo do fluxo de caixa	113

4.4	Descrição das hipóteses para dados de entrada para as simulações	117
4.5	Descrição das hipóteses de preços de venda e taxas de retorno.....	126
4.6	Descrição dos cálculos e dos resultados obtidos	130
4.7	Análise dos resultados da simulação de viabilidade econômica	142
4.8	Conclusões do capítulo 4	146
5	Considerações finais	149
REFERÊNCIAS		158
Anexos		168

1 Introdução

Essa dissertação tem por objetivo analisar a atividade econômica de exploração e produção de petróleo em campos maduros e áreas com acumulações marginais no Recôncavo Baiano realizada por produtores independentes, a partir da perspectiva da relação entre oferta e demanda. A referida análise leva em conta os principais fatores que influenciam a atividade econômica e a relação entre oferta e demanda pelo produto extraído, em especial os cenários regulatório, econômico e geográfico.

1.1 Considerações iniciais

A atividade econômica de exploração de campos maduros e áreas com acumulações marginais iniciou-se no Brasil para empresas ou interessados privados após a flexibilização do monopólio da exploração e produção de petróleo e gás natural, regulamentada pela Lei do Petróleo em 1997. Antes dessa lei, toda a atividade exploratória e de produção de petróleo e gás natural no País era concedida pela União unicamente à Petrobras. A Lei do Petróleo se configura então, como o marco que possibilitou a outras empresas participar do negócio de exploração e produção de petróleo e gás natural, criando-se então o ambiente propício para o surgimento de uma nova atividade econômica: a exploração de petróleo e gás natural por empresas privadas (ZAMITH, 2005).

A partir do momento em que a Petrobras deixou de ser a única concessionária, ou seja, a única empresa a deter as concessões de explorar e produzir petróleo e gás natural em território nacional, o arcabouço regulatório teve que passar a prever mecanismos para que interessados pudessem adquirir concessões de áreas exploratórias, preservando naturalmente os interesses públicos. As concessões seriam realizadas, preservando-se o interesse da União através de licitações promovidas pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP,2009)¹ configuradas nas rodadas de licitações programadas para ocorrer anualmente.

¹ A Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) foi implantada pelo Decreto nº 2.455, de 14 de janeiro de 1998 e se tornou o órgão regulador das atividades que integram a indústria do petróleo e gás natural e a dos biocombustíveis no Brasil. Trata-se então de uma Autarquia Federal, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, sendo a responsável pela execução da política nacional para o setor energético do petróleo, gás

Para que as rodadas de licitações pudessem ser realizadas, fez-se necessário um balanço da atividade exploratória e da produção de hidrocarbonetos em todo o território nacional, até para se conhecer o acervo técnico disponível. Para solucionar-se essa questão foi montada a rodada número zero em 06 de agosto de 1998 (ANP, 2009)², onde a ANP convocou a Petrobras a manifestar-se sobre as áreas produtoras ou blocos exploratórios em seu poder. Essa empresa teve de se pronunciar sobre as áreas produtoras, áreas que receberam investimentos em sísmicas, além das áreas potenciais produtoras e das áreas maduras. Dentre essas áreas, a Petrobras teve a prerrogativa de optar pelas que pretendia manter sob sua responsabilidade (PINTO JR, *et al*, 2007).

Como resultado da Rodada Zero, a ANP manteve a concessão de 397 áreas ou blocos exploratórios ligadas à Petrobrás, ficando em 2/3 aproximadamente do total de áreas as áreas requeridas por essa empresa. Não obstante, a legislação em curso ratificou a concessão direcionada à Petrobras de todos os campos em produção ou desenvolvimento. Assim, nas áreas onde a Petrobras já havia investido em exploração, seria concedido um prazo de até 3 anos para que essa empresa confirmasse ou não seu interesse em permanecer com a concessão.

Os resultados da Rodada Zero se estenderam aos campos maduros operados pela Petrobras. Essa empresa teve de se manifestar sobre seu interesse de permanecer ou não com a concessão dessas áreas, optando finalmente pela devolução de 62 campos maduros com ou sem histórico de produção recente, além de campos abandonados. Esses 62 campos, conjuntamente com outras áreas onde a geologia apontou possibilidades reais de acumulações marginais de petróleo ficaram sob a guarda da ANP até a oportunidade de criar-se um processo de concessão, ficando conhecidos no meio da atividade econômica de exploração e produção como “campos maduros da ANP” (ANP, 2009).

De modo introdutório, “campos maduros” é a denominação dada àqueles campos e petróleo ou gás natural que já ultrapassaram seu pico de produção, ou seja, o volume de hidrocarbonetos extraído reduziu a energia interna do reservatório acarretando a queda da produção. Por sua vez, áreas com acumulações marginais, são regiões conhecidas por possibilidade de produção limitada de petróleo ou gás natural (CÂMARA, 2004).

natural e biocombustíveis, prevista pela Lei do Petróleo (Lei no 9.478/1997). (ANP em http://www.anp.gov.br/conheca/anp_10anos.asp).

² Em http://www.anp.gov.br/petro/rodada_zero.htm acessada 20/08/2009.

Ambos os conceitos, o de campos maduros e áreas com acumulações marginais apontam para uma possibilidade de um empreendimento com características singulares dentro da indústria de exploração e produção de hidrocarbonetos. Essas características sinalizam, em princípio, para a necessidade de investimentos menores, bem como para menores riscos exploratórios envolvidos e, portanto, menores expectativas de resultados econômicos em comparação com áreas denominadas “novas fronteiras exploratórias” que, por sua vez, são caracterizadas por não possuírem poços perfurados ou haver poucos conhecimentos a respeito de suas reservas ou possibilidade de reservas (ZAMITH e SANTOS, 2007).

As características econômicas inerentes aos campos maduros e áreas com acumulações marginais despertam o interesse de empresas de porte médio a pequeno e possibilitam a entrada de novos participantes na atividade exploratória ou *up stream* de petróleo e gás natural. Essa possibilidade se configura, conforme já mencionado, nas menores exigências de investimentos e menores riscos de insucesso na extração, afinal já se conhece relativamente mais o potencial da área exploratória, que embora limitado, é maior do que em áreas de novas fronteiras.

É importante ressaltar que a exploração de campos maduros e área com acumulações no Brasil executado por empresas privadas é relativamente recente se comparada com a experiência em outros países. Citam-se os Estados Unidos, onde cerca de 40% da produção ou 2.800.000 bpd são produzidos em campos maduros. Naqueles país, os número de poços produtores chega a 434 mil, numa média de produção de 2,1 barril por poço ao dia em 2007 (LIMA, 2008). A operação americana em campos maduros e área com acumulações marginais é realizada por cerca de 23.000 empresas privadas de pequeno ou médio portes, em campos, muitas vezes centenários. Comparativamente Lima (2008) destaca que nos Estados Unidos foram perfurados 2.731 poços no ano de 2005, ao passo que o Brasil, naquele mesmo ano, foram perfurados apenas 48 poços.

No Canadá, por sua vez, havia 2.300 empresas operando campos maduros que geram cerca de 300.000 empregos diretos em 2006 (RIBEIRO, M, 2007). Sendo ainda, de acordo com a mesma fonte essa uma atividade bastante significativa para um país com população relativamente pequena³ se comparada com a do Brasil.

³ A população do Canadá é de aproximadamente 32 milhões de habitantes (2008) em (http://www.portaldointercambio.com.br/destinos/intercambio_canada/populacao_canada acessado em 05/09/09)

Outro país que merece menção é a Argentina, já que a literatura menciona a exploração de campos maduros há mais de 60 anos em especial na região da Patagônia (FERNANDES e SILVEIRA, 1999).

Monteiro (2009), por sua vez, cita o abandono de campos angolanos *on shore* na bacia do Rio Kwanza nos finais dos anos 80, como exemplo de atividade exploratória anterior à brasileira e que serviu de inspiração para projetos piloto de reativação de campos maduros no Recôncavo Baiano, em especial no projeto do Campo Escola da Universidade Federal da Bahia iniciado em 2006. Esse projeto encontrou grande repercussão no meio acadêmico e exploratório, pois se configura numa iniciativa pioneira de uma universidade possuir um empreendimento exploratório real, produzindo petróleo e servindo como laboratório na qualificação profissional.

Dos países citados, é possível notar que são diversos os fatores que os possibilitaram a explorar seus campos de petróleo e gás natural na fase da maturidade através de empresas privadas de variados portes. Cada um dos países citados possui, porém, legislação diferente da brasileira. Nos EUA e Canadá, por exemplo, o proprietário da terra pode explorar seu subsolo sem a intervenção direta do Estado, pois quando adquire uma área na superfície, subentende-se haver também a posse do subsolo, salvo quando critérios ambientais ou outras singularidades impeçam a exploração dos recursos em subsuperfície (ZAMITH, 2005).

Outro fator importante na análise comparativa advém da geologia da cada país. Nos EUA, Canadá e Argentina, houve grande sucesso exploratório inicial em regiões *on shore*. Esse fato impulsionou a atividade exploratória, sejam por empresas nacionais ou multinacionais gerando, ao longo dos anos de exploração, grande quantidade de oferta de campos maduros que foram cedidos a empresas menores, mantendo a continuidade da exploração (FERNANDES E SILVEIRA, 1999).

Por outro lado, no Brasil, a indústria de exploração e produção recebeu verdadeiro impulso com a descoberta dos campos *off shore* na Bacia de Campos em fins da década de 70. Antes dessas descobertas, a exploração se concentrava nas bacias do Recôncavo, entre outras bacias do nordeste, porém sem grande número de campos produtores ou ainda, sem a produção de grandes volumes de petróleo ou gás natural. Isso explica em parte, a pequena oferta de campos maduros de posse da ANP para licitação em suas rodadas de licitação, ou seja, poucos são os campos remanescentes passíveis de reativação.

Outra questão que se avizinha é o predomínio da produção brasileira de petróleo e gás natural se situar na Bacia de Campos em situação *off shore*, havendo ainda a possibilidade da ampliação deste predomínio com o início da produção comercial na Bacia de Santos em camadas do pré sal. Esse predomínio canaliza o foco de investimentos em desenvolvimento de tecnologia, de equipamentos, formação de mão de obra para essa modalidade exploratória, acentuando o caráter marginal das bacias *on shore*, em especial a Bacia do Recôncavo Baiano, sendo fato que há pequeno interesse nesta bacia pelas grandes empresas, justamente pelo caráter marcadamente maduro e marginal dessa bacia (ZAMITH, 2005).

Dentro de uma abordagem histórica, a Bacia do Recôncavo foi a primeira bacia sedimentar brasileira a ser explorada comercialmente⁴, inicialmente *on shore* e após a década de 70, em situação *off shore* em profundidades menores que 200 m. Suas reservas provadas de petróleo correspondem basicamente à 2,2% das reservas nacionais e sua produção média em 2007 de petróleo foi de 43.000 bpd e 7,2 milhões de metros cúbicos de gás natural, correspondente a 2,3% da produção nacional de petróleo e 14,6% da produção nacional de gás natural (ANP, 2009).

Por outro lado, a região do Recôncavo Baiano possui um pólo petroquímico importante, o Pólo Petroquímico de Camaçari e a Refinaria Landulpho Alves (RLAM), a segunda maior do Brasil, com capacidade de refino de 312.800 bpd e respondendo por 16,5% da capacidade nacional de refino sendo, até meados de 2009, a única refinaria importante da região Nordeste⁵ (ABADIE, 2004).

Nota-se que para atender a demanda dos pólos petroquímicos da Bahia, a produção local não é suficiente, havendo a necessidade de importação de matéria prima de outras regiões, basicamente da Bacia de Santos e exterior. Então seria de esperar que haja interesse em desenvolver a atividade exploratória da região, afinal aproximar-se-ia a demanda da oferta, o que é muito benéfico do ponto de vista econômico, se configurando uma real possibilidade de demanda para os produtores locais de petróleo.

⁴ O primeiro poço perfurado no Brasil foi no município de Bofete, bacia de São Paulo em 1892 por Eugênio F. de Camargo, encontrando apenas águas sulfurosas. Esse poço possuía 448 metros de profundidade (Petrobras, 2009).

⁵ Há a fábrica de Lubrificantes do Nordeste no estado do Ceará, com capacidade de refino de 6.300 bpd (ABADIE, 2004).

1.2 Relevância do tema

A relevância do tema é evidenciada quando se observa o surgimento de uma nova atividade econômica após a flexibilização do monopólio do petróleo: a exploração de campos maduros e áreas com acumulações marginais por pequenas e médias empresas. Essa atividade econômica tem características singulares tais como a geração de negócios auxiliares em regiões do país marcadamente caracterizadas pelo baixo Índice de Desenvolvimento Humano – IDH através de pequenas empresas (REIS *et al*, 2006).

Antes da flexibilização do monopólio da exploração e produção de petróleo e gás natural em 1999, para empresas, profissionais ou trabalhadores sem qualificação possuírem uma atividade ligada à exploração de petróleo ou gás natural deveriam ser: (a) funcionários da Petrobras, (b) seus terceirizados ou (c) fornecedores de equipamentos ou serviços. Essa situação constituía um ambiente restrito, onde ou se tinha alguma relação com a Petrobras ou não se participava da indústria petroleira nacional. Isso é confirmado, por exemplo, pela ausência de cursos ligados à exploração e produção de petróleo e gás natural nas universidades. Havia cursos de Geologia, Engenharia de Minas, mas não de Engenharia de Petróleo ou Reservatório, cabendo à própria Petrobras formar esses profissionais em sua universidade corporativa, ou ainda recrutando profissionais com formação no exterior.

Após a flexibilização do monopólio estatal pela Emenda Constitucional 9 de 1995, e sua regulação dada pela Lei nº 9.478, conhecida como Lei do Petróleo, foi aberta a possibilidade dos campos maduros serem reativados por empresas além da Petrobras ou grandes corporações estrangeiras que também passaram a disputar as concessões licitadas pela ANP. Essas novas empresas poderiam participar da exploração deste potencial, constituindo verdadeiramente um novo mercado, uma nova atividade econômica (ZAMITH, 2005).

Por outro lado, a pequena possibilidade de grandes produções tanto de óleo como de gás natural em campos maduros e áreas com acumulações marginais, afasta o interesse de grandes empresas, incluindo aí a Petrobras. Esse afastamento diminui a concorrência e para aquisição de concessões e consequentemente limitando a oferta de bônus de assinatura, necessários à obtenção de concessões de áreas exploratórias marginais ou maduras nos leilões promovidos pela ANP, colaborando ainda mais para o caráter marcadamente independente dessa atividade exploratória e facilitando o acesso a entrantes no mercado (NOVAES *et al*, 2007).

O montante a ser investido em áreas maduras, fica então substancialmente menor do que nas áreas de novas fronteiras, a ponto de situar-se na ordem de grandeza de outras tantas atividades já desenvolvidas no país, tais como construção civil ou investimentos em pequenas indústrias ou varejos de grande porte, para citar-se as mais comuns. A reativação de um poço inativo, segundo dados da Associação de Empresas Produtoras de Petróleo e Gás Natural Extraídos de Campos Marginais (APPOM) situa-se na ordem de grandeza da construção de um edifício residencial de padrão médio numa grande cidade brasileira. A partir destes fatos, pode-se prever o potencial de investimentos que essa atividade econômica poderia revelar, constituindo uma opção de investimento de relativo baixo risco (NOVAES *et al*, 2007).

Ganha também importância o fator geográfico, pois muitos dos campos maduros ou áreas com acumulações marginais situam-se, em sua maioria, em regiões marcadas pela existência de pequenas propriedade rurais. O desenvolvimento dessa atividade econômica traria benefícios às populações dessas áreas tanto na geração de empregos, movimentação da economia local, fomento da formação de mão de obra, e por fim, arrecadação de *royalties* para os governos locais, beneficiando os municípios e estados envolvidos.

As pequenas e médias empresas não contam com a infra estrutura que as *majors* em especial a Petrobras possuem. No caso da Petrobras, quando essa empresa cria uma nova unidade de negócio, novo pólo exploratório ou base de operações, leve toda a infra estrutura de apoio, sejam refeitórios, constrói instalações, alojamentos, unidades de apoio e fornecedores de suas outras bases ou das capitais, limitando as oportunidades de interação econômica com as comunidades locais. Há certa assepsia da Petrobras em relação à economia local (FERREIRA, 2009).

Notadamente no Recôncavo Baiano, o contingente humano para as operações da Petrobras e fornecedores é em sua maioria residente na capital, seguindo diariamente para as áreas de exploração e ali contando com toda a infraestrutura criada por essa empresa nas áreas de trabalho. Isto significa que há relativamente pouca interação com a economia local. Em última instância, as contribuições legais como recolhimento de *royalties*, impostos e taxas ficam como os benefícios únicos da presença da Petrobras na região.

Em contrapartida, as observações realizadas *in loco* apontam a grande interatividade que as pequenas e médias empresas promovem com a economia local. Quando essas empresas reativam um poço em determinados locais, há a contratação de vigilantes locais, fomento para

fornecimento de refeições, alojamentos, fornecedores de apoio, abertura e melhoria de estradas rurais. Há casos em o municio passou a possuir uma agência bancária devido a reativação de poços de petróleo.

O impacto econômico da presença de uma empresa petrolífera mesmo de pequeno porte em municípios de 10.000 a 40.000 habitantes com economias marcadamente rurais é muito significativo, criando oportunidades de negócios inéditas. Há exemplos de famílias que construíram anexos às suas residências rurais para fornecer alojamentos à prestadores de serviços e funcionários de empresas petrolíferas. Essa renda extra em moeda é revertida em benefícios de famílias que antes possuíam apenas agricultura ou pecuária de subsistência, abrindo potencial de consumo cujos dividendos permanecem no município, movimentando toda a economia local. Os governos municipais, em alguns casos, sequer conheciam esse potencial (FERREIRA, 2009).

Existem naturalmente barreiras a serem transpostas, tais como a falta de mão de obra qualificada. Somente a partir de 2003 que o Governo Federal manifestou seu interesse em criar um programa de formação de mão de obra em larga escala visando atender a demanda da indústria petroleira para e além da Petrobras. Com o Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás Natural (PROMINP)⁶, o Governo Federal, através de recursos da ANP, Petrobras e outros patrocinadores, pretende formar especialistas de nível médio e superior em várias disciplinas ligadas à indústria de petróleo e gás natural, tanto em *upstream* quanto em *down stream*.

A visão de Santos Jr. (2006) colabora para a evidência da relevância do tema, pois aponta os campos maduros ou áreas de acumulações marginais, como uma nova possibilidade de empreendimento para pequenas e médias empresas que desejam entrar no setor de exploração e produção de petróleo e não possuem porte para investimentos em novas fronteiras exploratórias. Ribeiro (2007) confirma Ribeiro, M. (2007) e argumenta que empreendimentos em campos maduros movimentam, por exemplo, cerca de 23 mil empresas nos Estados Unidos, que produzem 40% de todo petróleo norte-americano, gerando cerca de 300 mil empregos diretos. No Canadá, já são 2,2 mil as empresas de petróleo independentes.

Colabora com a importância das pequenas e médias empresas para o setor de petróleo e gás e num sentido mais amplo para todas as outras modalidades de atividades econômicas, o

⁶ Em <http://www.prominp.com.br/paginadinamica.asp?grupo=245&apres=dflt> acesso 12/09/2009

fato de serem justamente as pequenas e médias empresas as responsáveis pela maior parcela da geração de empregos no Brasil. A tabela 1 indica a distribuição de oportunidades de emprego nas diversas regiões do país por empresas de portes pequeno, médio e grande, evidenciando a importância que empresas deste porte na geração de empregos.

Tabela 1: Comparativo entre número de estabelecimentos e porte do empregador em 2004.

(em Quantidade de Estabelecimentos)					
Região	Total	Até 19 empregados	De 20 a 99	De 100 a 499	500 ou mais
Brasil	2.626.176	2.432.898	156.906	29.915	6.457
Norte	89.035	80.447	6.615	1.599	374
Nordeste	358.814	329.815	22.615	4.937	1.447
Sudeste	1.365.728	1.261.276	85.675	15.691	3.086
Sul	580.679	543.881	30.141	5.617	1.040
Centro-Oeste	231.920	217.479	11.860	2.071	51

Fonte: Ministério do Trabalho e Emprego – Rais.

<http://anuariorais.caged.gov.br/index1.asp?pag=estabelecimento> acessado em 14/07/2009.

Câmara (2004) e Rosado, M (2007) ainda afirmam que nos Estados Unidos são 8 mil as pequenas empresas que operam campos com menos de 15 barris de petróleo ao dia e vazão de gás menor que 3,5 mil metros cúbicos ao dia. Os números representam 40% da produção de óleo e 65% da produção de gás daquele país, configurando um exemplo de capacidade de geração de negócios e produção que empresas deste porte possuem.

Zamith (2005) indica, no entanto, que a comparação entre o caso norte-americano e o brasileiro deve ser feita com parcimônia, dadas as diferenças históricas, econômicas, geológicas, sociais e principalmente de legislação entre os dois países. Permanece, porém, a pujança da indústria petroleira norte-americana focada na exploração de campos maduros como caso a ser considerado, além disso, é provável que a gama de fornecedores de materiais

e serviços e centros de tecnologia e formação de mão-de-obra podem servir de exemplo para empreendedores nacionais.

Sobre o Recôncavo Baiano, é importante ressaltar que essa região abrange a bacia sedimentar em terra mais explorada dentre as bacias sedimentares brasileiras (SOARES, 1997).

Essa bacia conta, portanto, com maior número de campos em produção, maior número de poços perfurados e reativados, maior quantidade de empresas operadoras e uma substancial quantidade de fornecedoras de serviços e equipamentos e, finalmente, representando a maior produção diária de petróleo em terra do Brasil (ZAMITH, 2005).

Além disso, o Recôncavo Baiano foi a primeira bacia sedimentar brasileira explorada comercialmente (FOLKERTS, 2004). Por ser a mais antiga, é a que contém maior número de poços maduros em produção ou recentemente reativados. Esta região se configura, então, como representativa para análise da situação atual da atividade de exploração e produção em campos maduros e áreas com acumulações marginais também por ser a maior produtora nacional na modalidade *onshore*, contando com 50 mil barris de petróleo ao dia (ROCHA et al, 2004).

Há de se considerar ainda dentro da relevância do tema as questões ambientais pertinentes, uma vez que a atividade de reativação e exploração de campos de petróleo e gás natural, segundo Diamond (2005), de modo geral, são bem menos impactantes e mais rentáveis que outras atividades extrativistas, em particular a mineradora, desde que naturalmente se sigam os protocolos de segurança ambiental.

O baixo impacto que a atividade de exploração e produção de petróleo e gás natural de pequeno porte causa no meio ambiente contribui favoravelmente para a internalização de impactos ambientais. Outro ponto é a facilidade para o descomissionamento das instalações do poço e adjacências, bem menos onerosa e tecnicamente mais fácil que, por exemplo, que os de plataformas *offshore* (LUCZYNSKI, 2002) .

A infra-estrutura para a operação de campos maduros consiste na implantação dos acessos por terra para os equipamentos pesados, tais como sondas e veículos de apoio. Consiste ainda na implantação de dutos, *pipes racks*, píres de contenção entre outras instalações que variam de poço a poço. O impacto ambiental da implantação desta infra-

estrutura, em parte dos campos maduros e especificamente nos poços abandonados ou arrasados, já se encontra realizado, oriundos das campanhas exploratórias promovidas nas décadas de 50, 60 ou 70, isentando os novos concessionários da necessidade de desmatamentos ou novas ações potencialmente impactantes do ponto de vista ambiental.

A grande questão ou empecilho ambiental encontrado pelos produtores de campos maduros sejam pequenos ou não, é o destino para o grande volume de água produzida. Esse é um viés que impacta economicamente a atividade exploratória em campos maduros. Quanto mais se avança a exploração de um reservatório de petróleo no sentido de sua maturidade, maior é o volume de água gerada em relação ao volume de petróleo produzido. Essa água gerada não pode ser descartada diretamente no meio ambiente. Seu tratamento é por demais custo se comparado aos ganhos obtidos com a produção de petróleo. Resta a alternativa da reinjeção da água produzida em poços reativados especificamente para esse fim (FERREIRA, 2009).

A reinjeção de água é considerada por um lado, um empecilho aos pequenos empreendedores, pois exige que os produtores possuam pelo menos um poço destinado a esse fim, incluindo aí todas as instalações adjacentes para a operação de injeção, tais como bombas, reservatórios e tubulações. Por outro lado, o correto descarte ambiental da água produzida nos campos maduros já se configura como uma oportunidade de negócio para empresas constituídas especificamente para esse fim. Já existem estudos para a aquisição de áreas maduras contendo poços a serem reativados especificamente para injeção de águas produzidas por outros produtores (FERREIRA, 2009).

Como observado, a relevância deste tema permeia-se além do panorama atual da atividade econômica de empreendimentos de campos maduros e áreas com acumulações marginais de petróleo e gás natural. Esta relevância prossegue na observação das novas oportunidades de negócio e desenvolvimento capilar das economias locais, justamente pela presença de pequenas empresas que necessitam do apoio da infra-estrutura local mesmo que esta seja pouco desenvolvida.

Há um contraponto observado nos governos locais, caracterizado pelas prefeituras e câmaras de vereadores que até certo ponto, desconhecem o potencial da exploração de hidrocarbonetos em seus municípios. Esse desconhecimento tenta ser revertido pela atuação de associações ligadas aos pequenos produtores tais como a Associação dos Produtores de

Petróleo – APPOM que têm atuado no sentido de promover a integração dos poderes executivos e legislativos locais com a comunidade exploratória de campos maduros e áreas com acumulações marginais.

1.3 Questão central e hipóteses

Como questão central deste trabalho indaga-se se a atividade econômica da exploração de petróleo em campos maduros ou áreas com acumulações marginais do Recôncavo Baiano é ou não vantajosa para a sociedade como um todo e para investidores em particular. A hipótese a ser testada é que, embora sensível ao custo de capital e às oscilações do preço do petróleo, tal atividade tem sido vantajosa para a sociedade e para os investidores nela envolvidos.

Do lado da oferta, estão os produtores compostos por pequenas e médias empresas, dentre essas, algumas representadas por novos entrantes na atividade de exploração e produção de petróleo e gás natural. Do lado da demanda, está o principal agente comprador: a Petrobras, que embora não seja o único possível comprador, é o que detém a maior parte da capacidade de absorver a produção gerada na área em estudo. Contudo, serão ainda consideradas alternativas de demanda à Petrobras.

O ambiente que se insere a atividade econômica, ou seja, onde são praticadas as relações de compra e venda de petróleo e gás natural entre produtores independentes e a Petrobras e outros compradores é composto em parte pela legislação que regula o setor de exploração de petróleo e gás natural no Brasil, notadamente a Lei do Petróleo de 1997 e legislação complementar. O agente regulador - a ANP é responsável pela aplicação das leis e estabelece as regras para o funcionamento do setor. Ainda no ambiente legal, a legislação ambiental tem importância fundamental e é tida como fator de viabilidade ou não para empreendimentos exploratórios principalmente nas áreas com acumulações marginais (ZAMITH e SANTOS, 2007).

A relação entre oferta e demanda recebe ainda a influência de fatores geográficos (tanto físicos como humanos), geológicos e ambientais inerentes à região do Recôncavo Baiano. Esse ambiente recebe ainda influência de fatores externos ao ambiente local da Bacia do Recôncavo, notadamente a recente variação das cotações internacionais do petróleo e as descobertas de petróleo e gás natural na Bacia de Santos nas camadas do pré sal.

A figura 1 apresenta esquematicamente o mecanismo de relação entre oferta e demanda de petróleo e gás natural no ambiente exploratório no Recôncavo Baiano, compreendendo os fatores de influência internos e externos.

Fig. 1: Diagrama de influência na relação de oferta e demanda em campos maduros

Fonte: Elaboração própria

Detalhando-se a figura 1, iniciando pela análise do marco regulatório, será descrita no Capítulo 2, sua evolução a partir das primeiras tentativas de regulação da atividade exploratória, culminando com a Lei do Petróleo de 1997 que flexibilizou o monopólio da exploração e produção de hidrocarbonetos pela Petrobras. A flexibilização propiciou o surgimento da exploração de petróleo e gás natural por empresas privadas levando surgimento da exploração de campos maduros e áreas com acumulações marginais por empresas pequenas e médias empresas e petroleiras ou empresas oriundas de outras atividades que se posicionaram como entrantes nesse mercado.

Dos fatos externos mencionados, cita-se a grande variação dos preços internacionais do petróleo. Essa variação impacta diretamente o setor, uma vez que não há garantias da manutenção de preços de venda do óleo ou gás natural produzido levando a insegurança aos setores investidores. O ano de 2008 foi marcado pelas maiores cotações internacionais do barril de petróleo, alcançando valores acima de U\$ 144,00 no início de julho de 2008 em contrapartida a uma queda acentuada de preços desencadeada no final de 2008 e início de 2009 pela crise internacional. Essas oscilações levaram, de modo geral, a um comportamento mais cauteloso por parte das empresas que atuam no setor de produção de petróleo e gás natural (BP, 2009)⁷.

Outro fator externo a ser considerado são as recentes descobertas de grandes volumes na Bacia Sedimentar de Santos, abaixo da camada de sal, conhecida como pré sal. Embora não haja relação direta com o tema, essas descobertas trouxeram a tona discussões sobre o marco regulatório absorvendo as atenções da agência reguladora que por sua vez não levou adiante as promessas da realização de novas rodadas de campos maduros ou áreas com acumulações marginais, além das realizadas em 2005 e 2006.

Sobre os atores envolvidos na oferta e na demanda, é precípua a questão dos preços de compra do petróleo produzido por esses empreendimentos pela Petrobras. Como essa empresa possui o monopólio⁸ de fato para compra do petróleo produzido, é de se esperar que ela dite a política de preços de compra da produção, impactando diretamente a viabilidade de tais empreendimentos. Segundo Zamith (2005), há espaço para a elevação dos preços de compra praticados pela Petrobras em favor dos produtores. Contudo a política de preços e a intenção ou não de compra pela Petrobras é definida no âmbito regional, ficando a cargo de cada produtor a negociação de seus respectivos contrato de compra e venda de petróleo ou gás natural junto à Petrobras.

Ainda complementando as hipóteses adotadas neste texto, será abordada a correlação entre o petróleo produzido na bacia do Recôncavo Baiano com o produzido em outras partes

⁷ BP, 2009 em seu website:
<http://www.bp.com/sectiongenericarticle.do?categoryId=9023758&contentId=7044107> acessado em 03/04/2009.

⁸ A Petrobras possui 14 unidades de refino em território nacional: RENAN (AM), LUBNOR (CE), FAFEN-SE (SE), FAFEN-BA e RLAM (BA), REGAP (MG), REVAP, REPLAN, RECAP e RPBC (SP), REDUC (RJ), REPAR e SIX (PR), REFAP (RS). Apenas Manguinhos e Ipiranga não pertencem totalmente a Petrobras, que refina 99,35% do petróleo processado no Brasil (ABADIE, 2004).

do mundo. Essa correlação advém do fato de que há uma grande presença de parafinas em sua composição química. Além disso, dentro dessa mesma bacia é possível encontrar grandes variações de composição, embora haja pequena variação no grau API⁹.

A correlação entre o petróleo produzido localmente e os referenciais internacionais, em especial o petróleo tipo Brent é fundamental para a determinação dos valores de compra pela Petrobras. Essa correlação só pode ser estabelecida uma vez que seja caracterizado quimicamente o petróleo fornecido. Este procedimento é realizado em laboratórios internacionais ou nos laboratórios da Petrobras, a custos consideráveis. Não obstante, as associações de produtores já se mobilizam para a implantação na Bahia de um laboratório independente e credenciado visando minimizar o impacto econômico da caracterização química do petróleo aos pequenos produtores (FERREIRA, 2009).

1.4 Estrutura capitular

A estrutura deste trabalho de dissertação é composta por quatro capítulos. Este capítulo inicial, de número 1, corresponde à introdução ao tema e aos objetivos da pesquisa. Nele são abordados o cenário atual de exploração e produção (E&P) de petróleo e gás natural no contexto da atividade executada em campos maduros e áreas com acumulações marginais do Recôncavo Baiano. Este capítulo ainda contempla a justificativa para a escolha do tema e as sua relevância. São explicitados os pilares da investigação como a questão central a ser respondida pelo trabalho e a hipótese a ser investigada ao longo do trabalho.

Além deste Capítulo inicial que introduz os objetivos e a estrutura da dissertação, o Capítulo 2 contempla basicamente a revisão da literatura sobre campos maduros e áreas com acumulações marginais de petróleo e gás natural, discutindo as definições e um comparativo entre esses conceitos sob o ponto de vista de diversos autores, da ANP e de operadoras. Nele são apresentadas as divergências e congruências entre campos maduros e áreas com acumulações marginais, firmando a unificação dos conceitos e sua validade dentro do tema, delimitando, assim, a definição a ser utilizada em todo o restante do texto.

⁹ Grau API – *American Petroleum Institute*, que indica da densidade do petróleo, em relação à água. Quanto maior o Grau API, mais leve será o petróleo (ABADIE, 2005).

Ainda no Capítulo 2, são abordadas as peculiaridades da produção de petróleo e gás natural, semelhanças e diferenças que interessam ao contexto de campos maduros e áreas com acumulações marginais no Recôncavo Baiano. A revisão da literatura é complementada com uma seção sobre a evolução dos marcos regulatórios brasileiros que possibilitou o nascimento da atividade econômica de produção de campos maduros e áreas com acumulações marginais no Recôncavo Baiano. Aqui são ainda tratadas as formas como as empresas privadas têm acesso aos campos e áreas através de concessões cedidas pela Agência Nacional de Petróleo e Gás Natural e Biocombustíveis mediante à licitações públicas.

Tratadas as definições importantes e o ambiente regulatório que se inserem, o Capítulo 3 desenvolve uma análise do setor propriamente dito, iniciando pela caracterização da oferta e posteriormente pela caracterização da demanda. Também examina-se o cenário externo que influencia a atividade econômica na região estudada, mais especificamente a recente oscilação das cotações do petróleo Brent que é tido como referência de preço entre as empresas produtoras e a maior compradora: a Petrobras.

O cenário interno do país é abordado sob o ponto de vista das recentes descobertas das reservas da Camada Pré Sal na Bacia de Santos e como essas descobertas influenciam o crescimento ou não da atividade econômica de campos maduros, das empresas que já operam campos maduros e as possíveis entrantes. A geografia física, humana e econômica do Recôncavo Baiano é também tratada neste capítulo, pois é de capital importância para compreensão do cenário econômico do setor. Serão apresentados a seguir os critérios econômicos e financeiros que lastrarão a análise propriamente dita. A seção contempla ainda, os atores responsáveis pela oferta de petróleo e gás natural: os produtores independentes e em contrapartida segue-se outra seção para a análise dos atores responsáveis pela demanda. O capítulo prossegue com a observação da influência do órgão regulador e é finalizado com conclusões e resumo executivo.

O Capítulo 4 apresenta uma série de simulações voltadas à análise ao estudo da viabilidade econômica de um empreendimento de revitalização de um campo de petróleo maduro no Recôncavo Baiano. As simulações foram baseadas, tomando-se um campo real, concedido na primeira rodada de licitação de campos maduros e áreas com acumulações marginais da ANP.

Para a simulação proposta, foi elaborado um modelo que buscou apresentar importantes índices de desempenho financeiro, a saber: valor presente líquido (VPL), *payback* descontado e taxa interna de retorno (TIR), calculados a partir de simulações de fluxo de caixa descontado. As simulações são propostas considerando-se, como hipóteses de partida, variação do preço do petróleo e diferentes taxas de custo de capital. Foram tratadas ainda nesse capítulo as respectivas justificativas para as premissas adotadas, hipótese e condições de contorno utilizadas nos cálculos de valor presente, taxa interna de retorno e *payback* descontado do empreendimento. A interpretação dos resultados obtidos na simulação, também é apresentada nesse capítulo bem como as suas conclusões.

O capítulo 5 contempla os comentários finais e recomendações sobre os dados colhidos e seu respectivo tratamento. Esse capítulo ainda contém uma síntese das conclusões e as limitações do trabalho, além de recomendações para melhoria do ambiente da atividade econômica de produção de campos maduros e áreas com acumulações marginais. Esse capítulo se encerra com sugestões para temas de trabalhos complementares ou que contribuam com o desenvolvimento dessa atividade econômica.

2 Revisão da literatura e definição de conceitos

Para a compreensão de onde se inserem os empreendimentos em campos maduros e áreas com acumulações marginais na cadeia produtiva de petróleo e gás natural, é apresentada inicialmente neste capítulo, a revisão de literatura sobre a atividade de produção de petróleo e gás natural (E&P). Esta revisão visa à ambientação do cenário para a análise da atividade econômica de produção de campos maduros e áreas com acumulações marginais na bacia sedimentar do Recôncavo Baiano e a consolidação dos conceitos a serem utilizados nas simulações de viabilidade de um empreendimento de revitalização de um campo maduro de petróleo no Recôncavo Baiano.

A cadeia produtiva de petróleo e gás natural é tratada partindo-se dos conceitos mais amplos para os mais específicos, até chegar na produção de petróleo e gás natural na Bacia Sedimentar do Recôncavo Baiano. Em seguida é apresentada a revisão da literatura sobre as várias formas de conceituação de campos maduros e áreas com acumulações marginais, suas semelhanças e diferenças e as justificativas para unificação dessas definições para o caso típico desta atividade econômica específica para a região do Recôncavo Baiano. Por fim, complementando a revisão da literatura, segue uma seção sobre a evolução dos marcos regulatórios, culminando com a Lei do Petróleo de 1997, que possibilitou o desenvolvimento da atividade exploratória privada no Brasil.

2.1 Produção de petróleo e gás natural

Abadie (2005) e Feijó (2005), entre outros autores, dividem a indústria ou atividade econômica petroleira em dois grandes grupos: *upstream* e *downstream*. *Upstream* se refere às cadeias de exploração e produção de hidrocarbonetos, e *downstream* se refere às demais etapas da atividade econômica que incluem transporte, refino, logística de distribuição e comercialização dos sub produtos oriundos do petróleo.

Historicamente, a divisão das atividades relacionadas a petróleo em *upstream* e *downstream* foi consagrada pelos primeiros exploradores de petróleo nos Estados Unidos, no

final do século XIX, que escoavam a produção de petróleo em barris de madeira¹⁰. Estes barris eram utilizados inicialmente para transporte de azeite ao interior dos Estados Unidos. Após este uso, ficavam disponíveis para usos diversos, sendo aproveitados para o transporte de petróleo das áreas produtoras para as áreas de destilação¹¹.

Nos primórdios da produção, nos últimos anos do século XIX, o transporte dos barris era feito através de barcas fluviais, descendo o Rio Allegheny (Pensilvânia, Nordeste dos EUA) para as áreas onde se localizavam as destilarias que processavam o petróleo ora transportado obtendo-se querosene, o sub produto principal do petróleo na época (ABADIE, 2004).

Ficou então consagrado então, no jargão da época a denominação de “rio acima” ou literalmente “corrente acima” ou ainda na língua inglesa *upstream*, aos campos de petróleo que se localizavam a montante das destilarias. Posteriormente essa denominação passou a designar toda atividade de exploração e produção em nível mundial. Analogamente o conceito de *downstream* passou a caracterizar o que estava rio abaixo, ou seja, a jusante das áreas de produção. Esse conceito foi estendido então a todas as atividades ligadas ao petróleo e gás natural além das atividades de exploração e produção, especificamente transporte da matéria prima, refino, distribuição e comercialização dos subprodutos do petróleo (ABADIE, 2005).

A simplificação de conceitos em *upstream* e *downstream* não deve ocultar entretanto, o esforço em termos de capital humano, recursos financeiros e tecnológicos que as atividades ligadas ao petróleo e gás natural utilizam. Segundo Abadie (2005), a atividade petrolífera se configura como a maior alocadora de recursos entre todas as atividades econômicas formalmente estabelecidas em escala mundial.

Focando as atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural, estas podem ocorrer em terra firme ou *onshore* ou ainda sob lâminas d’água, configurando a chamada exploração *offshore*. Em termos mundiais, até meados de 2009, a maior parcela do petróleo produzido provém da exploração *onshore*, devido a contribuição dos países árabes, cuja produção é basicamente efetuada em terra embora haja uma tendência da diminuição desta tendência com as perspectivas de descobertas na Bacia de Santos no Brasil, Mar do Norte, Golfo do México, Alaska e costa ocidental africana. Para o caso brasileiro, a produção de

¹⁰ Um barril de petróleo, para efeito de cálculos de conversão, possui 159 litros. (ABADIE, 2005)

¹¹ No início da exploração de petróleo (fins do séc XIX) não havia ainda a atividade de refino apenas a destilação com a finalidade da obtenção de querosene (ABADIE, 2005).

petróleo e gás natural se concentra basicamente em situação *offshore* devido à predominância da produção da Bacia de Campos (MONTEIRO, 2009).

A tabela 2 indica os principais produtores de petróleo do mundo e sua condição predominante de produção em terra ou em lâmina d'água.

Tabela 2: Produção de petróleo por país e predominância *onshore* ou *offshore*

Posição	País	Produção (milhares de Barris)	Modalidade predominante
1	Arábia Saudita	9.717	<i>Onshore</i>
2	Rússia	8.543	Mista: <i>onshore</i> e <i>Offshore</i>
3	EUA	7.454	Mista: <i>onshore</i> e <i>Offshore</i>
4	Irã	3.852	<i>Onshore</i>
5	México	3.789	<i>Offshore</i>
6	China	3.396	<i>Offshore</i>
7	Noruega	3.260	<i>Offshore</i>
8	Venezuela	2.987	<i>Offshore</i>
9	Canadá	2.986	<i>Onshore</i>
10	Emirados Árabes	2.520	<i>Onshore</i>
11	Grã Bretanha	2.245	<i>Offshore</i>
12	Kuwait	2.238	<i>Onshore</i>
15	Brasil	1.857	<i>Offshore</i>

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da British Petroleum Statistical Review of World Energy, 2008.

A exploração e produção de petróleo e gás natural em lâminas d'água (*offshore*) requerem investimentos maiores do que em terra (*onshore*), dada a complexidade da operação, sendo que intensidade de investimentos requeridos é multiplicada conforme se aumenta a lâmina d'água. Tal magnitude de recursos é aplicada na prospecção de hidrocarbonetos em subsuperfície, em métodos cada vez mais sofisticados de perfuração em

lâminas d'água cada vez maiores, em poços cada vez mais profundos¹². Esse tipo de atividade está ao alcance apenas de empresas de maior porte, que possuem capacidade tecnológica e econômica para envolvê-la. Em contrapartida, em situações *onshore*, os investimentos em perfuração são sensivelmente menores, embora os custos com levantamentos sísmicos sejam maiores do que em situações *offshore* (FEIJÓ, 2005).

Retomando e completando o conceito de *upstream*, este envolve basicamente a busca por novos reservatórios e a remoção dos hidrocarbonetos para a superfície de modo a serem encaminhados aos setores de *downstream*. O segmento de *upstream* envolve então a busca por reservatórios, sendo que numa mesma região ou bacia, podem haver vários reservatórios ou campos de petróleo, gás natural ou ambos. A delimitação denominada campo pode conter parte ou todo um reservatório, porém essa delimitação não obedece a regras geológicas ou geográficas fixas. A área de um campo também é bastante variável, da ordem de grandeza de um até dezenas de hectares (FEIJÓ, 2005).

As descobertas de hidrocarbonetos em sub superfície são constatadas através da perfuração de poços exploratórios. Quando uma descoberta é confirmada, faz necessária a avaliação do potencial econômico do reservatório, realizada através de testes de vazão, perfuração de novos poços ou métodos indiretos. A economicidade do reservatório é determinada por diversos fatores, dentre estes, fatores geológicos, extensão das reservas, dificuldades de elevação, energia do reservatório (pressão a que os hidrocarbonetos estão submetidos), fatores logísticos e geográficos e principalmente fatores econômicos. Nesse caso, dependendo das cotações do barril de petróleo, a produção de um campo pode ser viável ou não. Ressalta-se que o reservatório pode conter petróleo, gás natural ou ambos além de água. Configura-se uma decisão de engenharia o modo que a produção será efetuada, ou seja, se será produzido somente petróleo, gás natural ou ambos (LIBONE, 2006).

Após a fase exploratória, entra em cena a engenharia de reservatório que irá determinar como o reservatório será explorado através da perfuração de um ou mais poços exploratórios cuidadosamente projetados para o maior aproveitamento possível do potencial do reservatório. Isso se deve ao fato de não ser possível, com a tecnologia atual, a remoção de todo hidrocarboneto contido no reservatório, sendo que haverá um volume que permanecerá

¹² Em 2009 foi declarada uma descoberta de petróleo em poço com 10.685m de profundidade no Golfo do México pela BP em consórcio com a Petrobras e Conoco Philips (O Estado de São Paulo, 03/09/2009).

em sub superfície. A relação entre o volume possível de ser produzido e o volume total do reservatório é denominada fator de recuperação (FERREIRA, 2005).

O fator de recuperação, para efeito de exemplificação, situa-se entre 0,15 a 0,40 para petróleo, significando que, na melhor das hipóteses, pelo menos 60% do petróleo da reserva não poderá ser recuperado. A melhoria do fator de recuperação de um reservatório constituiu matéria de especial interesse e mobilizadora de grandes investimentos dentro da indústria petroleira, pois num reservatório de grande porte que possua *in place*¹³, por exemplo, um bilhão de barris, a melhoria de apenas 1% no fator de recuperação deste reservatório, representaria um volume de 10 milhões de barris. Se for considerada as cotações de meados de 2009 do barril de petróleo, em torno de 50 dólares, essa melhoria representaria um acréscimo de 500 milhões de dólares, soma significativa para grande parte das empresas de petróleo, mesmo as de grande porte (GUIMARÃES, 2005).

A finalidade da atividade de *upstream*, portanto, é a produção de petróleo e gás natural. Embora tanto petróleo como gás natural sejam hidrocarbonetos, o tratamento de ambos guardam diferenças significativas que levam ao tratamento econômico bastante diferenciado, principalmente dentro do contexto da produção de campos maduros ou áreas com acumulações marginais (MACHADO NETO, 2006).

2.1.1 A exploração e produção de Petróleo

Tratando-se inicialmente de petróleo, da etimologia, petróleo vem do latim *petroleum* (*petrus*, "pedra", e *oleum*, "óleo"). É uma substância oleosa, inflamável, com cheiro característico, em geral menos denso que a água e coloração que vai desde o castanho-claro até o preto. Sua composição é uma mistura de hidrocarbonetos, ou seja, moléculas compostas por carbono, em cadeias ou não e hidrogênio. Há tipos de petróleo que podem conter mais de mil componentes, formando na sua grande maioria de hidrocarbonetos alifáticos, alicíclicos e aromáticos (FEIJÓ, 2005).

Outros elementos presentes na constituição química do petróleo, são nitrogênio, oxigênio, compostos de enxofre e metais, principalmente níquel e vanádio, além de ferro, magnésio, sódio, potássio, manganês, cádmio, cromo, cobre, chumbo, zinco, mercúrio, entre outros. O petróleo ocorre em rochas ou formações sedimentares e é formado através da

¹³ Petróleo *in place* é o total de petróleo que um reservatório possui, não sendo necessariamente o volume a ser explorado (MEZZOMO, 2001).

decomposição de matéria orgânica predominantemente vegetal na presença de microorganismos anaeróbicos, submetida a pressão, temperatura e tempo adequados, além de condições geológicas adequadas, tais como existência de rocha formadora, rocha reservatórios, condições de armazenamento e migração entre a rocha formadora e reservatório. Observa-se que em um reservatório, o petróleo costuma estar associado a água salina e gás natural (FEIJÓ, 2005).

Em termos gerais, as características que agregam valor ao petróleo são sua densidade e a porcentagem de enxofre que possui em sua composição, dentre outros fatores como presença de parafinas ou características químicas particulares (ABADIE, 2004).

A densidade do petróleo produzido é determinada pelo grau API¹⁴. Quanto maior o valor do grau API de um determinado petróleo, de modo geral, maior seu valor de mercado, salvo presença de algum elemento ou substância química que prejudique seu valor. Como referencia os petróleos cotados internacionalmente que geram índices internacionais Brent e WTI possuem grau API em torno de 39,5. Na Bacia de Campos, a maior produtora nacional até meados de 2009, é produzido petróleo com grau API em torno de 19, portanto mais pesado e de menor valor internacional (ABADIE, 2004).

No Recôncavo Baiano, produz-se petróleo de boa densidade, em torno de 30 API. A ausência de enxofre também é determinante para o valor do petróleo. Quanto maior o teor de enxofre, de modo geral, menor o valor do óleo produzido, embora esse teor perca em importância para o grau API. Os petróleos brasileiros de modo geral, possuem baixos teores de enxofre se comparados a outros petróleos internacionais, em especial o venezuelano. A figura 2 indica o grau API e a figura 3 apresenta o teor de enxofre do petróleo produzido na bacia do Recôncavo em relação às demais bacias brasileiras, evidenciado a boa qualidade dos petróleos produzidos nesta bacia. (FEIJÓ, 2005).

¹⁴ A sigla API significa American Petroleum Institute e o grau API é dado pela relação de densidade entre o petróleo e a água pela fórmula $^{\circ}\text{API} = (141,5/\text{densidade relativa a } 15,6^{\circ}\text{C}) - 131,5$. Petróleos com grau API menor que 10 são mais densos que a água e petróleos com grau API maior que 30 são considerados petróleos leves. A denominação grau API para um determinado petróleo é a característica principal deste produto. Como referência, o petróleo produzido na Bacia de Campos tem grau API em torno de 19, sendo considerado um petróleo pesado (ABADIE, 2005).

Fig. 2: Grau API de alguns dos principais campos de petróleo brasileiros e seus respectivos estados

Fonte: Elaboração própria a partir de dados de ANP (2009)

Fig. 3: Teor de enxofre de alguns dos principais campos de petróleo brasileiros e seus respectivos estados

Fonte: Elaboração própria a partir de dados de ANP (2009).

Ainda sobre as características dos petróleos típicos produzidos na Bacia do Recôncavo Baiano, é a presença de parafinas, fato que exige cuidados na produção, transporte e armazenamento, pois esse elemento quando condensado prejudica a vazão em tubulações ou na dentro da coluna de produção de um poço. Essa característica implicou na adaptação do parque de refino e petroquímico local para recebimento do produto nesta bacia (FEIJÓ 2005).

Para ser utilizado comercialmente, o petróleo necessita de refino e dele são produzidos uma gama enorme de subprodutos, dos quais o óleo diesel, gás liquefeito de petróleo e naftas podem ser citados como subprodutos de grande interesse na economia brasileira. A atividade de refino, já pertence ao subgrupo denominado *downstream*. A Refinaria Landulfo Alves ou RLAM, situada no Estado da Bahia, já foi concebida para refinar o petróleo com altos teores relativos de parafina, produzido no Recôncavo Baiano (ABADIE, 2004).

2.1.2. A exploração e produção de Gás Natural

Gás natural é uma mistura de hidrocarbonetos leves, predominantemente metano e etano contendo também propano e butano em menores proporções. Outros elementos que não agregam valor, tais como enxofre, hidrogênio, gás carbônico, hélio e outros também podem ser encontrados. Podem ocorrer também frações mais pesadas de hidrocarbonetos, denominados condensados. Estes podem possuir alto valor de venda, pois chegam a 80 API constituindo a chamada “gasolina natural” (GOMES, 2007).

Em termos de prospecção e produção, petróleo e gás natural seguem o mesmo protocolo, havendo a descoberta, o reservatório deve ser mapeado e estabelece a estratégia de produção. A diferença ocorre no armazenamento, e tratamento inicial. O gás natural é tratado de modo a separarem-se as frações de hidrocarbonetos mais pesadas, removendo-se também o vapor de água e cloreto de sódio e outras impurezas. Esse procedimento denomina-se secagem o gás. São produzidos nesse momento, o gás natural seco propriamente dito, gás liquefeito de petróleo ou GLP e as frações de condensado que são conhecidas também como gasolina natural. O gás natural seco, não necessita de refino e pode ser consumido diretamente (GOMES, 2007).

A grande questão associada ao gás natural é o transporte até a demanda. Este composto, por ser muito leve, deve ser transportado ou por gasodutos ou em tanques, comprimidos a alta pressão ou em estado criogênico. Estas alternativas envolvem questões

logísticas mais complexas, pois exigem a construção de gasoduto e as respectivas estações de bombeio e acessórios ou ainda estações de compressão e descompressão, aumentando a complexidade e investimentos do empreendimento (COELHO, 2006)

O transporte em tanques é feito com o produto liquefeito (GNL) e requer processos ainda mais complexos, pois envolvem unidades de compressão, preparando o gás para transporte e descompressão, baixando a pressão a níveis em que possa ser manipulado ou consumido. Há também o processo criogênico, utilizado para transporte em larga escala e a longas distâncias, que envolve maiores custos de implantação de equipamentos e tecnologia mais sofisticada (GOMES, 2007).

De todo modo, o transporte do gás natural pode assumir parcelas significativas do custo de produção o que torna um fator decisivo para a economicidade da reserva. Podem ser citados os exemplos de diversas plataformas de petróleo em alto mar que produzem gás natural associado ao petróleo que é justamente queimado por não haver viabilidade econômica para seu transporte até consumidores em terra. Algumas plataformas podem utilizar o gás produzido para funcionamento de geradores de energia elétrica próprios, porém para sua comercialização, em contrapartida há gasodutos europeus com milhares de quilômetros (GOMES, 2007).

No ambiente dos empreendimentos em campos maduros e áreas com acumulações marginais, o gás natural não se configura como alvo da maioria dos empreendedores justamente pela necessidade da instalação de uma infra-estrutura por vezes proibitiva financeiramente em conjunto com o menor valor agregado do que o petróleo. Há uma série de poços em reservatórios maduros reativados no Recôncavo Baiano que produzem gás natural associado ao petróleo, porém em pequenos volumes, recebendo autorização da ANP para ser simplesmente ventilado, já que não seria viável comercializá-lo.

Cabe a ressalva que o gás natural ventilado é mais prejudicial ao meio-ambiente do que o produto de sua queima. Em situações em que o volume produzido é consideravelmente grande e não haja possibilidade de seu aproveitamento total ou parcial, a ANP impõe sua queima. Em situações em que os volumes produzidos são pequenos, pode-se solicitar à ANP a autorização para que o gás natural produzido seja simplesmente ventilado (COELHO, 2006).

A operação de ventilação de gás natural foi observada durante a visita de campo às operações de empresas petroleiras nos campos maduros do Recôncavo Baiano. A operação de ventilação é evidenciada pela presença de birutas junto aos tanques de armazenamento e separação das fases água/óleo produzido. As birutas indicam a direção do vento e por consequência para qual direção o gás natural está sendo ventilado, implicando em medidas maiores de segurança quanto à explosão na direção da ventilação.

Fig. 4: Tanques de armazenamento e separação de emulsão anexos à área de produção no Recôncavo Baiano. Nota-se a biruta sobre o tanque central.

Fonte: Imagem captada pelo autor em visita de campo no município de Catu, Recôncavo Baiano em abril de 2009.

Há, porém pelo menos uma empresa que focou a reativação de campos maduros e concentrou sua pesquisa exploratória em áreas marginais com possibilidades de produção de gás natural. Até meados de 2009 já havia obtido sucesso exploratório na região da Ilha de Itaparica, ao sul de Salvador, obtendo um contrato de fornecimento de gás à companhia de distribuição de gás no Estado da Bahia, a Bahia Gás e também está produzindo gás natural veicular (GNV)¹⁵.

¹⁵ Informações colhidas pelo autor na visita de campo ao Recôncavo Baiano no primeiro semestre de 2009.

Esta empresa ainda poderia produzir em conjunto com o gás natural, condensado de petróleo que é caracterizado por um petróleo de baixa densidade e extraordinário valor associado. Essa produção não estava sendo realizada em meados de 2009 por questões comerciais, aguardando a melhoria do valor de venda do condensado.

Retomando as características intrínsecas à produção do gás natural, além da questão do transporte, há a questão do tratamento deste produto. O tratamento não chega a ser um refino, porém requer cuidados como o secamento do gás, ou seja, a remoção da umidade presente no gás. Outra possibilidade é a necessidade de se filtrar o gás natural produzido dependendo de elementos indesejáveis associados ao metano e butano. A necessidade de filtragem é um empecilho, pois requer a instalação de filtros de membrana que impõe investimentos substanciais e podem inviabilizar a produção comercial de uma reserva de gás natural.¹⁶

Diferentemente do petróleo que pode basicamente ser explorado basicamente em qualquer quantidade com menor dependência da economia de escala, a produção do gás natural depende da escala de produção, pois como exposto, necessita de instalações mais complexas para transporte e tratamento, sendo como já exposto, menos focado pelas empresas produtoras de campos maduros ou áreas com acumulações marginais, em especial no caso do das operadoras do Recôncavo Baiano¹⁷.

2.2 Conceitos de campos maduros e bacias com acumulações marginais

Na bibliografia sobre petróleo e gás são encontradas muitas definições de campos maduros e áreas com acumulações marginais citam-se as de Ferreira (2009), Câmara (2004), Santos Jr. (2006), Rosado (2007) e Zamith (2005) – que embora semelhantes, apresentam diferentes pontos de vista. Para a finalidade deste texto, não apenas a caracterização destes conceitos torna-se importante, como também cabe comunicar a convenção nele adotada. Para tanto, serão definidos inicialmente os conceitos de campos maduros, posteriormente são descritos os conceitos de áreas com acumulações marginais e, por fim, ambos os conceitos

¹⁶ Informações colhidas pelo autor na visita de campo ao Recôncavo Baiano no primeiro semestre de 2009.

¹⁷ Informações colhidas pelo autor na visita de campo ao Recôncavo Baiano no primeiro semestre de 2009.

serão reunidos, expondo-se a justificativa do agrupamento e os motivos pelos quais a presente análise abordará os dois conceitos simultaneamente.

As definições de campos maduros e áreas com acumulações marginais são importantes também por questões regulatórias, pois há questões tributárias e de *royalties* envolvidas. Há alíquotas diferenciadas para campos produtores de petróleo e gás natural em áreas de novas fronteiras exploratórias, para campos maduros ou campos produtores em áreas com acumulações marginais, sendo que para questões de ordem tributárias, os critérios devem ser absolutamente precisos, reduzindo-se as possibilidades de imprecisão nos cálculos de impostos, taxas ou *royalties* (REIS, 2006).

Não obstante, cabe inicialmente a definição da terminologia “campo de petróleo”: como área produtora de petróleo ou gás natural, a partir de um reservatório contínuo ou de mais de um reservatórios, a profundidades variáveis, abrangendo instalações e equipamentos destinados à produção (FEIJÓ, 2005).

Segundo a Lei do Petróleo, em seu artigo 6º, estabelece que campo de petróleo é uma área produtora de petróleo contendo um ou mais reservatórios contínuos, a profundidades que podem variar, abrangendo as instalações e equipamentos de produção. Por esta definição, não há um limite objetivo para a delimitação da área de abrangência de um campo de petróleo. O campo ainda é composto por um ou mais poços, abrangendo um ou mais reservatórios. Esta terminologia será adotada também para campo de gás natural.

2.2.1. Campos Maduros:

O termo maduro significa plenamente desenvolvido, amadurecido. Da etimologia da língua portuguesa, um campo de petróleo ou gás natural maduro pode ser entendido como um campo plenamente desenvolvido, ou seja, com sua produção plenamente desenvolvida (FERREIRA, A., 2009).

Na evolução da produção de um campo de petróleo, a energia contida originalmente no reservatório, oriunda das pressões geológicas as quais os fluídos estão submetidos, vai diminuindo. Inicialmente, um reservatório possui um volume de hidrocarboneto, petróleo, gás natural ou ambos associados em diferentes proporções, na maioria dos casos, acompanhados

de água. A figura 5 apresenta esquematicamente o perfil genérico típico de um reservatório de petróleo e gás natural com água produzida e o esquema de perfuração de uma sonda terrestre.

Fig. 5: Esquema típico de um reservatório de petróleo e gás natural, com o respectivo esquema de sonda de perfuração.

Fonte: Liboni, 2005

Os fluidos presentes no reservatório estão submetidos a pressões que variam de reservatório para reservatório, podendo chegar a tal ordem de grandeza que são suficientes para levar os fluídos até a superfície e ainda possuírem energia suficiente para ocasionar o fenômeno, que embora raro no Brasil, é conhecido como surgência dos fluídos na superfície (FEIJÓ, 2005). A figura 6 apresenta um poço de petróleo na situação de sugência.

Fig. 6: Foto de poço de petróleo em situação de surgência no Texas, início do séc. XX.

Fonte: Getty imagens (2009)

Na fase inicial de produção de um reservatório, a produção utiliza-se de técnicas de recuperação primária, ou seja, técnicas que fazem uso de mecanismos naturais do reservatório aproveitando a expansão dos fluidos e do gás dissolvido. Nestes casos, a expansão da cobertura de gás e do aquífero são eficientes para elevação do fluído até a superfície (SANTOS, 2007).

Nos casos em que o fluído não é insurgente, técnicas de bombeio são utilizadas para elevação do fluído para a superfície. Como nesta fase, o reservatório encontra-se ainda pleno, as técnicas de bombeio iniciais são conhecidas como técnicas primárias¹⁸, pois estas requerem pouca energia artificial para elevação dos fluídos para a superfície (MEZZOMO, 2001).

Com transcorrer da produção, o reservatório vai perdendo o volume de hidrocarbonetos que originalmente possuía, e conseqüentemente perdendo pressão, evoluindo para a condição de reservatório maduro. De modo geral, ao se introduzem técnicas de recuperação, busca-se o prolongamento da vida útil do reservatório. Nesta situação, o campo

¹⁸ Técnicas primárias são basicamente bombeio e injeção de água ou gás natural (MEZZOMO, 2001).

entra em sua fase de maturidade ou passa a ser conhecido como um campo maduro (SANTOS JR, 2006).

Segundo Santos Jr. (2006), a recuperação secundária caracteriza-se pela alteração das condições naturais do reservatório (evitando-se o decaimento da pressão) adotando-se os mecanismos básicos de recuperação:

- Injeção de gás na cobertura de gás ou na zona de óleo;
- Injeção de água no aquífero ou na zona de óleo;
- Injeção de vapor buscando a diminuição da viscosidade de óleos pesados;

Santos Jr. (2006) ainda indica a possibilidade do uso de mecanismos de recuperação terciária que constituem-se na alteração dos os mecanismos básicos de recuperação, utilizando artifícios mais sofisticados tais como sistemas térmicos no qual se altera a viscosidade do fluido através da injeção de vapor ou combustão *in situ* ou ainda através de sistemas químicos como a injeção de produtos que alteram as características químicas do óleo ou da rocha (acidificação). É possível o uso de técnicas inda mais sofisticadas, em particular a técnica de fraturamento na qual se altera a estrutura das rochas que constituem o reservatório através de explosões controladas no interior do reservatório (MEZZOMO, 2001).

Segundo Mezzomo (2001), técnicas secundárias são aquelas que utilizam a injeção de materiais não presentes inicialmente no interior do reservatório. Estes materiais, dependendo do caso, podem ser polímeros, solventes ou vapor de água, muito embora seja mais comum apenas o simples bombeio da água produzida de volta para o reservatório numa tentativa de manter a pressão interna em sub-superfície (FEIJÓ, 2005).

Cabe a observação que a sofisticação da técnica de recuperação adotada, depende de fatores econômicos e da capacidade de produção envolvida no reservatório, ou seja, o investimento na ampliação do fator de recuperação do petróleo deve ser compensado pelo incremento da produção. Em campos maduros de grande produção, como ocorre, por exemplo, em alguns campos na Bacia de Campos, com produção da ordem de milhas de barris ao dia, tais técnicas são largamente utilizadas (SOARES, 1997).

A figura 7 apresenta esquematicamente o ciclo de vida um reservatório, da condição de nova fronteira exploratória, ou seja, à época em que é descoberto, até o momento de declínio de sua produção até a condição limite de sua economicidade. A situação de reabilitação e prolongamento de sua vida útil já ocorre na condição de campo maduro. O projeto de reabilitação será proporcionalmente sofisticado à possibilidade de incremento da produção (FERREIRA, 2009).

Fig.7: Esquema típico da curva de produção de um campo de petróleo até sua condição de reabilitação como campo maduro.

Fonte: Ferreira, 2009

Em conformidade com o já exposto, Câmara (2004) define campos maduros de petróleo e gás natural como aqueles que já passaram pelo ápice de produção e estão em fase de declínio, necessitando de procedimentos de bombeio ou técnicas especiais para permanecer produzindo. Essas técnicas são conhecidas como técnicas secundárias de elevação.

Abordando-se a realidade dos campos maduros pertencentes à Bacia do Recôncavo Baiano, esses se caracterizam pela baixa produtividade, motivo pelo qual muitos deles foram abandonados pela Petrobras e devolvidos à ANP. Cabe ressaltar que a Petrobras ainda opera muitos campos maduros em diversas bacias sedimentares, inclusive no Recôncavo Baiano, estando inclusive sua principal bacia exploratória, a Bacia de Campos, entrando na fase de maturidade (SANTOS JR, 2009).

Segundo Zamith (2005), para a realidade da bacia sedimentar do Recôncavo Baiano, a produção de campos maduros ganha importância à medida que separa o interesse das grandes empresas que buscam alta rentabilidade seja na produção em novas áreas, seja na manutenção e recuperação de campos maduros de alta produtividade das empresas menores que não podem arcar com grandes investimentos. A alta rentabilidade pretendida pelas empresas de grande porte requer a aplicação de substanciais investimentos em produção em áreas (ditas novas fronteiras exploratórias) onde o risco exploratório é proporcionalmente alto e podendo até implicar em perdas financeiras vultosas. Para a redução dos riscos na produção de áreas em novas fronteiras, investimentos em tecnologias de ponta são largamente utilizadas pelas empresas de grande porte, principalmente em campanhas sísmicas e o processamento cada vez mais refinado dos dados levantados nessas campanhas (STILGOE, 2007).

Por outro lado, Zamith e Santos (2007) tem o ponto de vista de que pequenas e médias empresas possuem capacidade limitada de investimentos e são impossibilitadas de assumirem os grandes riscos inerentes à atividade mais rentável característica da exploração em novas fronteiras exploratórias. Este fato indica à estas empresas a busca de exploração em áreas onde há menos riscos de insucessos exploratórios. Justamente, os campos maduros, em especial os do Recôncavo Baiano, possuem tais características: menores riscos exploratórios, implicando em investimentos mais modestos. As contrapartidas para o fato de se correr menores riscos são justamente as menores rentabilidades na operação exploratória, outra característica fundamental da atividade exploratória de campos maduros. Essas características tendem a afastar o interesse de grandes empresas dos campos do Recôncavo Baiano, justamente pela baixa atratividade da produção, aproximando-os do interesse das empresas médias ou pequenas.

Segundo Schiozer (2002) que também define campo maduro como sendo aquele que possui volume de petróleo recuperável inferior a três milhões de barris de óleo equivalente e

que esteja produzindo há pelo menos 10 anos tanto *onshore* quanto em situação *offshore* com profundidades inferiores a 50 metros. Ainda segundo este autor, muitos campos maduros foram devolvidos pela Petrobras, pois sua rentabilidade estava aquém do mínimo de operação da empresa. Alguns destes campos foram devolvidos para a ANP e outros transferidos a empresas independentes, através de contratos de cessão¹⁹.

Santos Jr. (2006) também destaca a oportunidade de negócio para pequenas empresas, dados os pequenos investimentos requeridos e a limitação do risco exploratório, uma vez que, normalmente o campo maduro, em especial no Recôncavo Baiano, já possui um histórico de produção assegurando em parte, a possibilidade efetiva da reativação do poço.

A definição dada por Ribeiro, M. (2007) indica que poço ou campo produtor maduro é aquele que já passou pelo seu ápice de produção e necessita de investimentos em técnicas secundárias ou complementares para o prolongamento de sua vida econômica útil.

As definições anteriores encontraram precisão matemática no trabalho de Câmara (2004). Zamith e Santos (2007) indica a consistência da discussão que esse autor propõe em seu trabalho, considerando-o como referência para o assunto, da mesma forma que Santos Jr. (2006) o faz. Câmara (2004) propôs uma revisão bibliográfica que compôs diversos fatores para definir um campo como maduro, passando por critérios técnicos, econômicos, geológicos, regulatórios, tributários e logísticos. Para Câmara (2004), o conjunto destes critérios e sua valoração em função da vazão de petróleo produzida por um campo é o que define um campo como maduro. O conjunto de critérios é reunido em um único índice, conhecido como vazão de equilíbrio financeiro (VEF), cuja unidade é dada por metros cúbicos por mês. Os campos situados no intervalo de mais ou menos 5% de VEF são considerados maduros.

É preciso ainda observar o caráter local do conceito de campos maduros. Santos Jr (2006), indica que em algumas regiões, um campo pode ser considerado maduro e, em outras, não. Este autor cita como exemplo o fato de um campo na Arábia Saudita poder ser considerado maduro, e um campo análogo, numa região de maior escassez de petróleo ou gás natural, ser considerado ainda na fase de produção primária.

¹⁹ Esta prática foi mais freqüente na bacia do Recôncavo Baiano, onde a empresa Petreconcavo passou a operar 12 campos pertencentes a Petrobras, obtendo resultados satisfatórios.

Fixando-se o foco na região geográfica da bacia sedimentar do Recôncavo Baiano, dos campos inicialmente explorados nas décadas de 1930 a 1950, pouco menos de cem foram perfurados e permanecem em produção. A maioria dos poços ainda em operação têm entre 30 e 60 anos e já se encontram em estágios avançados de produção, envolvendo técnicas de recuperação mais sofisticadas. Em meados de 2007, alguns deles já se encontram à beira de sua capacidade comercial (ZAMITH e SANTOS, 2007).

Segundo Zamith (2005), a ANP tem definido como maduras as áreas cuja produção se encontra em declínio. Para essa autora, campo maduro é caracterizado pela presença ainda de 40% a 60% de seus recursos *in situ*, e para a produção destas riquezas se faz necessário o uso de técnicas de recuperação ou a perfuração de novos poços. Esses novos poços, porém, não se caracterizam mais como exploratórios, e sim como produtores, diminuindo o risco de não se encontrar hidrocarbonetos, ou no jargão da indústria petroleira: “do poço ser seco”.

Complementa as definições já tratadas, outra característica marcante de um campo maduro: a grande produção de água. Com o avanço da vida útil (econômica) do reservatório, a produção de água vai se superpondo à produção de petróleo, superando-a largamente com o avanço da maturidade, chegando a patamares de 5% de petróleo para 95% de água em volume. Esta característica ainda confere uma dificuldade adicional ao operador de um campo maduro, pois a água produzida não pode ser descartada *in natura* no meio ambiente, requerendo tratamento ou reinjeção (GUIMARÃES, 2005).

2.2.2. Áreas com Acumulações Marginais:

O conceito de acumulações marginais ou poços marginais, segundo Luczynski (2002), são aqueles que obedecem aos seguintes critérios:

- a. Geológico: estruturas geológicas que dificultam a recuperação do petróleo em subsuperfície;
- b. Econômico: poços cuja viabilidade econômica depende muito dos valores de venda do óleo durante sua vida produtiva;
- c. Técnicos: poços cujo tipo de petróleo é de difícil recuperação, considerando as atuais tecnologias (petróleos muito densos ou presença de parafinas, dentre outras situações).

Em 1998, contratos de concessão foram celebrados entre a Petrobras e a ANP referentes a 282 campos em exploração ou desenvolvimento. Na ocasião, a Petrobras não manifestou interesse de permanecer com outros 62 campos, que foram devolvidos a ANP. A eles se somaram outros campos devolvidos até 2006. Segundo ANP (2009), esses campos ficaram conhecidos no mercado como “campos devolvidos” ou “campos marginais da ANP”. Em seu sítio, a ANP refere-se a “campos marginais ou devolvidos”:

“Em licitações já realizadas, visando incrementar o valor de blocos exploratórios, a ANP incluiu alguns de seus ‘campos marginais’ em blocos exploratórios, o que não se revelou atrativo. O acompanhamento dos contratos de concessão onde tal situação ocorreu mostrou que vários destes campos retornaram a ANP. Há, por exemplo, caso de campos licitados e já devolvidos mais de uma vez.

Devido a essa constatação, e visando agregar mais valor a esses recursos da União, a ANP, atendendo à Resolução nº 2/2004 do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), incluiu na Sétima Rodada de Licitações, em 2005, parte dos 54 ‘campos devolvidos’ que estavam em seu poder.

Foram oferecidos 17 ‘campos marginais’ ou ‘campos devolvidos’, sob a denominação de ‘Áreas Inativas contendo Acumulações Marginais’, 11 no Estado da Bahia e 6 no Estado de Sergipe. Após o sucesso dessa Primeira Rodada de Licitações de Áreas Inativas contendo Acumulações Marginais, a ANP decidiu realizar Rodadas periódicas com cronograma próprio, desvinculadas das Rodadas de Licitações de Áreas com Risco Exploratório.”²⁰(ANP, 2009).

A definição concebida por Ribeiro, M (2009) aponta que áreas com acumulações marginais são aquelas com menor capacidade de produção que outras em áreas comparáveis, fazendo referência aos critérios adotados pela ANP que optou por tratar, nas Rodadas de Licitações, tanto campos maduros e áreas com acumulações marginais indistintamente como ‘Áreas Inativas contendo Acumulações Marginais’.

Pelo conceito de áreas marginais, a ANP indica uma definição objetiva, que segundo Câmara (2004) não reflete toda a extensão do conceito. Para essa agência, áreas ou campos

²⁰ Disponível em: <http://www.anp.gov.br/brasil-rounds/round8/round2_AM/historico_definicao_AM.asp>. Acesso em: 13 jul.2008.

que produzem predominantemente petróleo, limitadas a uma produção de 500 barris ao dia à época da assinatura do contrato de concessão e cuja última previsão de produção, assinada pela ANP, não ultrapasse esse limite. Para as áreas em que prevalece a produção de gás natural, os limites estabelecidos pela ANP são de 70 mil metros cúbicos de gás ao dia na época da assinatura do contrato de concessão, não podendo este limite ser extrapolado. Caso haja infra-estrutura até 10 km de distância da área produtora, o limite passa para 150 mil metros cúbicos de gás não associado.

Para Câmara (2004), campo marginal é aquele que está no limite da linha do econômico para se desenvolver, ou seja, a economicidade está ligada a variáveis como os custos indiretos ou outros fatores inerentes à empresa operadora. Outro fator que pode definir a condição de área marginal é o preço de venda do petróleo ou gás natural. Valores de venda maiores podem tornar uma área outrora marginal em área prioritária ou vice-versa. A presença de infra-estrutura instalada também é condição diferencial para uma área ser considerada marginal ou não. Uma área próxima à infra-estrutura instalada pode ser considerada prioritária e uma área semelhante, mais afastada pode ser considerada marginal.

Ainda Câmara (2004) cita o caso norte americano em que usa-se a denominação poço marginal, pois a legislação local confere incentivos fiscais a produtores de poços dessa natureza, situando, dependendo do estado, limites de produção por poço entre $1,6 \text{ m}^3$ a $2,4 \text{ m}^3$ ao dia.

2.2.3. Unificação dos conceitos de campos maduros e áreas com acumulações marginais

Conforme apontado por diversos autores, campos maduros, de modo geral, são aquelas que entraram em fase de declínio de sua produção, necessitando de técnicas secundárias para o prolongamento da vida útil (econômica) do reservatório ou ainda perfazem produções residuais modestas que ainda assim compensam os custos de produção para empresas médias ou pequenas que possuem baixos custos operacionais.

Áreas com acumulações marginais, por sua vez, são aquelas que possuem reservatórios, cujos volumes recuperáveis são limitados ou ainda consideravelmente menores que em outras áreas comparáveis.

Quando se observa o caso da bacia sedimentar do Recôncavo Baiano, esta bacia possui campos com características marcadamente maduras. Trata-se da primeira bacia brasileira

sedimentar a se descobrir e produzir petróleo o e gás natural, sendo que muitos campos estão ativos desde a década de 50 e outros tantos reativados após as rodadas de licitações de campos maduros e áreas com acumulações marginais da ANP (ZAMITH e SANTOS, 2007).

Por outro lado, a descoberta da província produtora da Bacia de Campos em fins da década de 70, conferiu o caráter marginal à Bacia do Recôncavo, que antes dessa descoberta, era a maior bacia produtora brasileira, com produção em torno do 50.000 barris ao dia. O potencial da Bacia de Campos canalizou os esforços exploratórios da então única operadora no Brasil, a Petrobras, deixando a Bacia do Recôncavo, assim como as demais, em segundo plano. A produção da Bacia de Campos evoluiu até patamares de 1,7 milhões de barris na primeira década do séc. XXI contra 47.000 barris da Bacia do Recôncavo, ficando numa clara condição de bacia marginal em relação à Bacia de Campos (NOVAES *et al*, 2007).

Pelo observado, a Bacia do Recôncavo é uma bacia onde há ocorrência de campos maduros e por sua vez, trata-se também de uma bacia com características marginais, principalmente se comparada à Bacia de Campos e no futuro à Bacia de Santos (caso seu potencial seja confirmado). Este fato pode ser evidenciado no caso de uma operadora que obtenha uma concessão de área madura contendo acumulação marginal no Recôncavo Baiano. A concessão refere-se uma área que contenha um ou mais poços já perfurados com ou sem histórico de produção, configurando um campo maduro que deve ser reativado ou recuperado. Porém se essa empresa optar também pela perfuração de novos poços dentro da área concedida, ela estará perfurando numa área com acumulações marginais podendo ser obter sucesso exploratório no mesmo reservatório dos poços maduros ora concedidos ou encontrar um novo reservatório dentro da mesma área concedida. Este texto tratará, pelo exposto, de modo unificado os conceitos de campos maduros e áreas com acumulações marginais, para efeito da análise econômica do setor exploratório de petróleo e gás natural no Recôncavo Baiano.

2.3 Revisão histórica e atual dos marcos regulatórios

A história dos marcos regulatórios que definem as lavras no Brasil teve seu início em 1864, com a primeira concessão de extração (COSTA, 2003). Nesse ato, o imperador D. Pedro II concedeu a Thomas Denny Sergeant a faculdade de, por 90 anos, lavrar nas comarcas

de Camamu e Ilhéus, na Província da Bahia, quaisquer minerais, exceto diamantes. O interesse pelo conhecimento científico das riquezas depositados no subsolo brasileiro se deu tardiamente, com a contratação de geólogos pelo presidente Rodrigues Alves em 1919, e focou principalmente a bacia sedimentar do Paraná (VICTOR, 1993).

O Estado de São Paulo contratou geólogos norte-americanos para estudar o subsolo por volta de 1927, muito embora já havia sido perfurado o primeiro poço exploratório do Brasil, no município de Bofete, que não apresentou indícios de hidrocarbonetos. Naquela época, porém, já se fazia necessária a regulamentação do setor para ordenar a extração das riquezas possíveis de serem descobertas. Neste sentido, Getúlio Vargas editou o Decreto 20.799, fixando normas para a autorização de pesquisa e lavra de minerais e, em 1934, promulgou o Código de Minas, lei para as reservas minerais (COSTA, 2003).

Pouco antes, em 1931, Monteiro Lobato retornara dos Estados Unidos e, em carta remetida a Getúlio Vargas, defendeu a tese de que havia um complô estrangeiro para negar a existência de riquezas minerais no subsolo brasileiro. Não se sabe a influência que essa manifestação exerceu sobre o governo, porém com a perspectiva da descoberta de óleo no Brasil, uma vez que fortes indícios apontavam sua presença na Bahia, Getúlio Vargas promulgou o Decreto-Lei 395, em 12 de abril de 1938, criando o Conselho Nacional do Petróleo – CNP (VICTOR, 1993).

O CNP regulamentou a importação, exportação, refino, transporte e distribuição; declarando de utilidade pública o abastecimento nacional; atribuindo ao Governo Federal a competência para autorizar, regular e controlar, configurando assim o primeiro ato regulatório da indústria do petróleo (COSTA, 2003). Assim, com esse ato, antecipou-se a primeira descoberta oficial de óleo no Brasil, ocorrida em 21 de janeiro de 1939, no município de Lobato, BA (VICTOR, 1993).

Sob a tutela do CNP, foram perfurados até 1.953, 52 poços pioneiros, dos quais 32 no Estado da Bahia, e dentre esses poços estava o poço de Candeiras, perfurado em 1941: o primeiro poço comercial brasileiro (COSTA, 2003).

Segundo Victor (1993), no Brasil, os assuntos relativos ao petróleo, desde antes da primeira descoberta – a saber, em Lobato, BA, em 1939 –, são tratados como de interesse nacional. O Conselho Nacional do Petróleo, criado pelo presidente Getúlio Vargas em 1938,

já sob os auspícios do Estado Novo, dá o tom dessa política. Não obstante, a oficialização do monopólio estatal sobre o petróleo se deu somente em 1953 com a sanção, por Getúlio Vargas, da lei 2.004 que criou a Petrobras e entregou a essa empresa o direito sobre a exploração, produção e refino do petróleo e produção e tratamento de gás natural no Brasil.

O mesmo dispositivo legal também dispôs sobre a política nacional de petróleo e definiu as atribuições do CNP. Cabe a observação que as reservas brasileiras provadas nessa época, situavam-se em torno de 17 milhões de barris de petróleo equivalente, ao passo que as reservas atuais situam-se em torno de 14 bilhões de barris equivalentes²¹ (LIMA, 2008).

A partir de 1953, ano da fundação da Petrobras, houve grande desenvolvimento da indústria petroleira nacional, a partir da manutenção do monopólio de exploração e produção entregue pela União à Petrobras (ABADIE, 2005).

Em termos regulatórios não houve mudanças significativas desde a década de 50 até a Emenda Constitucional nº 9, de 9 de novembro de 1995, que alterou o texto do artigo 177 da Constituição Federal. A Emenda determina que “a União poderá contratar com as empresas estatais ou privadas, na forma da lei, a realização das atividades de pesquisa, produção, refino, transporte, importação e exportação de petróleo, derivados e gás natural”. Na Ação Direta de Inconstitucionalidade (ADIN) 3273, que tramitou no Supremo Tribunal Federal (STF), discutiu-se a constitucionalidade da propriedade do produto da lavra na reserva petrolífera. Por maioria de votos, o STF decidiu pela constitucionalidade dos dispositivos da Lei do Petróleo (COSTA, 2003).

A Lei Federal 9.478/97 dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e a Agência Nacional do Petróleo, Gás e Biocombustíveis (ANP) e dá outras providências. De modo geral, busca promover o desenvolvimento, proteger os interesses do consumidor, proteger o meio ambiente, incrementar a utilização de gás natural, garantir o fornecimento de derivados de petróleo e soluções adequadas para o suprimento de energia elétrica, promover a livre concorrência, atrair investimentos na produção de energia e ampliar a competitividade no mercado internacional. Foi esse ato que pôs fim ao monopólio exercido

²¹ Barril de petróleo equivalente é uma unidade de energia que converte o poder calorífico de outros modais energéticos, notadamente gás natural para seu equivalente em petróleo (ABADIE, 2005).

pela União sobre o setor, permitindo que outras empresas, nacionais ou estrangeiras, praticassem atividades antes restritas a Petrobras (VIANA, 2006).

A Lei do Petróleo portanto, regulamenta as atividades econômicas da indústria do petróleo, que são: (a) pesquisa (exploração), (b) lavra (produção), (c) refino ou processamento, (d) importação e exportação, (e) transporte por meio de conduto de petróleo e gás natural e (f) distribuição de petróleo e derivados (ANP, 2009).

A Lei do Petróleo estabelece ainda que todos os direitos de exploração e produção de petróleo e gás natural em território nacional, nele compreendidos a parte terrestre, o mar territorial, a plataforma continental e a zona econômica exclusiva, pertencem à União, cabendo sua administração a ANP, citando no artigo 5º: “as atividades econômicas poderão ser exercidas, mediante concessão ou autorização, por empresas constituídas sob as leis brasileiras” (ANP, 2009).

O CNPE, vinculado à Presidência da República, propõe políticas nacionais de aproveitamento de recursos energéticos e estabelece diretrizes na área de energia; não regula, apenas recomenda políticas que são aprovadas ou não pelo presidente da República. O decreto federal 3.520, de 21 de junho de 2000, dispõe sobre sua estrutura e funcionamento. Este conselho é composto pelos ministros de Minas e Energia, Ciência e Tecnologia, Planejamento, Fazenda, Meio Ambiente, e Indústria e Comércio; pelo secretário de Assuntos Estratégicos; por um representante dos Estados e do Distrito Federal; por um cidadão brasileiro especialista em energia e por um representante de universidade brasileira, com assessoramento da ANP e da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) (CNPE, 2009).

A ANP, como agente regulador e fiscalizador, deve implementar políticas de petróleo e gás natural; promover estudos para delimitar novas áreas; elaborar os editais e celebrar contrato de concessão; autorizar o refino, transporte, importação e exportação; estabelecer critérios de cálculo de tarifas de transporte; e estimular a pesquisa e a adoção de novas tecnologias. É considerada uma autarquia especial com competência regulatória e fiscalizadora, capaz de regular e emitir normas infralegais, com orçamento próprio e sem subordinação hierárquica ao ministério (ANP, 2009).

Essa agência ainda produz “direito participativo”, emite decisões administrativas finais, atua nos limites da sua lei de criação e tem discricionariedade técnica, mas não política.

É responsável por organizar e manter o acervo de informações; fiscalizar o funcionamento do Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis; consolidar anualmente as informações e os bens da União. Deve ainda articular-se com outros órgãos reguladores; instruir processo com vistas à desapropriação (construção de refinarias, dutos e terminais) e solucionar conflitos através de conciliação e arbitragem (ANP, 2009).

Na atividade de exploração e produção de petróleo e gás natural, é função da ANP a organização e realização de licitações para outorga de concessão de uso de bem público, permitindo a livre concorrência por conta e risco do concessionário e estabelecendo o regramento público: indisponibilidade, sem garantias de êxito, risco do concessionário e a propriedade do petróleo ou gás produzido, após realizar a medição na fase de produção (ANP, 2009).

As concessões previstas em lei devem ser licitadas pela ANP, de acordo com o decreto federal 2.705, de 3 de agosto de 1998, que define os critérios de cálculo:

- Bônus de assinatura (previsto no edital)

Art. 9º – pagamento no ato da assinatura pelo licitante que obteve o direito de firmar o contrato de concessão

- Royalties (10% ou menos, até 5%, por determinação da ANP)

Art. 12 – pagamento mensal, base: preço de referência

- Participação especial nos casos de grandes volumes

Art. 21 – pagamento mensal, base: produção e preço de referência

- Pagamento pela ocupação ou retenção de área

Art. 28 – pagamento anual ao proprietário da área onde ocorre a produção

Segundo Costa (2003), o contrato de concessão tem as seguintes características:

- Fase de Exploração: 3 anos, podendo haver prorrogação;
- Fase de Produção: 27 anos, podendo haver prorrogação;
- Direito de devolução das áreas comercialmente não rentáveis;
- Pagamento obrigatório das participações governamentais;

- Propriedade da produção: livre disponibilidade, salvo para manutenção do estoque estratégico por determinação governamental (LEI FEDERAL 8.176/91);
- Solução extrajudicial dos conflitos.

Prosseguindo com as atribuições da ANP, essa agência possui a incumbência da distribuição através de licitações públicas, de áreas exploratórias ou blocos exploratórios de petróleo e gás natural às empresas interessadas e que reúnam capacidade técnica e econômica para participarem do processo de licitação e fizerem ofertas vencedoras respeitando-se as regras vigentes. Diz-se regras vigentes, pois as regras têm evoluído rodada a rodada de licitação (ANP, 2009).

No que se refere aos campos maduros e áreas com acumulações marginais, foram realizadas duas rodadas de licitações que se concentraram especificamente nesse tipo de oferta. O processo de licitação e gestão dos contratos de concessão de campos maduros e áreas com acumulações marginais têm como característica principal a simplicidade, justamente porque todo o processo foi orientado para o fomento da atividade exploratória à empresas de pequeno e médio porte, entrantes ou não (MONTEIRO, 2009).

As regras nessas duas licitações priorizaram além do bônus de assinatura, mas o conteúdo local, ou seja, a capacidade da empresa mobilizar a indústria local, mão de obra local e realizar suas operações concentrando investimentos em fornecedores locais. A ANP estabeleceu então o seguinte critério para a avaliação das ofertas: 25% da nota final é atribuída através da oferta de bônus de assinatura e 75% da nota é obtida através do Programa de Trabalho Inicial (PTI), cuja unidade é “unidades de trabalho” ou UT. (RIBEIRO, M, 2009).

Em linhas gerais, o Programa de Trabalho Inicial se refere a uma série de obrigações que o concessionário tem de cumprir nos primeiros dois anos da vigência do contrato de concessão²², dentro do princípio das melhores práticas da indústria do petróleo. O cumprimento deste programa é a garantia de que os investimentos mínimos assumidos pelo concessionário durante o processo de licitação serão de fato cumpridos, cabendo à ANP a

²² Para áreas de novas fronteiras exploratórias, esse prazo é mais dilatado, chegando a sete anos. Para áreas maduras, já se conhece histórico de produção, já há alguma infra estrutura implantada e as licenças ambientais já existem ou são estão encaminhadas dentro dos órgãos ambientais. Além disso, a magnitude da operação envolve mobilizações menores e mais rápidas. Por todos esses aspectos, julgou a ANP que o prazo de dois anos seria suficiente para o cumprimento do Programa de Trabalho Inicial (ARAUJO FILHO, 2009).

fiscalização se os eventos transcorrem de acordo com o que foi prometido pelo concessionário no processo de licitação. O descumprimento injustificável do Programa de Trabalho Inicial pode levar à ANP a executar as garantias financeiras oferecidas pela licitante e num caso extremo cassar a concessão (ARAÚJO FILHO, 2009).

As empresas concessionárias possuem, segundo Ribeiro, M (2007), dois anos para cumprir o Programa de Trabalho Inicial, sendo que após esse período deve reativar pelo menor um poço devendo declarar sua comercialidade caso não haja interesse, devolver a área que pode ou não entrar em rodadas futuras. Declarando a comercialidade de pelo menos um poço, o concessionário deve apresentar a ANP um plano de reabilitação da área. Com a aprovação do plano, recebe o prazo prorrogável de 15 anos para exploração da área.

No que se refere à impostos e tributos, o concessionário deve ao Governo Federal quitar os bônus de assinatura, pagar a taxa de retenção da área de R\$ 108,18 por quilômetro quadrado em valores de 2007 e royalties de 5% sobre o volume total produzido de petróleo ou gás natural. Há ainda os impostos federais, estaduais e municipais, tais como PIS, COFINS, ICMS, além do pagamento de aluguel ao superficiário²³ de 0,5% da produção total (ROSADO, 2007).

A Lei do Petróleo prevê ainda uma etapa de descomissionamento. Trata-se do procedimento de encerramento das atividades de exploração. Em suma, o concessionário deve devolver a área o mais próximo possível das condições ambientais originais. Para tanto, deve submeter à ANP um plano denominado Plano de Desativação e Abandono. Nesse plano, deve conter a remoção de todos os equipamentos de superfície, lacração da cabeça do poço, não permanecendo nenhum vestígio das atividades ali desenvolvidas. (FERREIRA, 2003)

Voltando-se às rodadas de licitação de áreas inativas contendo acumulações marginais²⁴, já realizadas, a primeira foi realizada em outubro de 2005, contando com a manifestação de interesse de 113 empresas, sendo que destas, 91 foram habilitadas e 53 apresentaram ofertas. Saíram vencedoras do processo 16 empresas e assinados 16 contratos para 14 áreas arrematadas. Essa rodada se concentrou nas bacias sedimentares de Sergipe/Alagoas e do Recôncavo Baiano (SANTOS JR, 2009). A tabela 3 apresenta os

²³ Superficiário é a denominação dada ao proprietário das áreas utilizadas no processo de exploração e produção.

²⁴ Áreas inativas contendo acumulações marginais é a denominação adotada pela ANP para os campos maduros e áreas com acumulações marginais licitadas nas duas rodadas de licitações. (ANP).

resultados desta rodada, ou seja, as empresas vencedoras e os respectivos valores dos bônus vencedores.

Tabela 3: Resultados da primeira rodada de campos maduros e áreas com acumulações marginais da ANP, realizada em outubro de 2005.

Estado	Área Ofertada	Vencedor	Bônus
BA	Araçás Leste	Egesa Engenharia S.A. (100%)	R\$ 401.011,00
BA	Rio Una	SINALMIG Sinais e Sistemas e Programação Visual Ltda. (100%)	R\$ 51.233,00
BA	Bom Lugar	Geobras - Pesquisas Minerais Ltda. (100%)	R\$ 50.000,00
BA	Jacarandá	Alcom Comércio de Óleos Ltda (100%)	R\$ 279.999,00
BA	Fazenda São Paulo	Petrolab Industrial e Comercial Ltda. (100%)	R\$ 102.601,00
BA	Pitanga	*Transportes Dalcoquio Ltda (100%)	R\$ 97.560,00
BA	Gamboa	Petrolab Industrial e Comercial Ltda. (100%)	R\$ 2.001,00
BA	Jiribatuba	*Construtora Pioneira S/A. (100%)	R\$ 104.200,00
BA	Morro do Barro	*Panergy Ltda. (30%) ERG - Negócios e Part. Ltda. (70%)	R\$ 710.999,00
BA	Sempre Viva	Orteng Equip. e Sistemas Ltda. (34%) Logos Engenharia S.A. (33%) Delp Engenharia Mecânica Ltda. (33%)	R\$ 300.000,00
Se	Aracaju	Construtora Pioneira S/A. (100%)	R\$ 106.200,00
Al	Alagamar	C Foster (100%)	R\$ 10.000,00
SE	Foz do Vaza Barris	*RAL Engenharia Ltda (100%)	R\$ 413.000,00
SE	Tigre	Severo & Vilares Projetos e Construções Ltda (100%)	R\$ 200.000,00
SE	Carapitanga	Silver Marlin Exploração e Produção de Petróleo e Gás Ltda (100%)	R\$ 207.000,00
AL	Cidade Pirambu	C Foster (100%)	R\$ 10.000,00

Fonte: ANP (2009).

A segunda rodada, não apresentou áreas do Recôncavo Baiano, se concentrando nas bacias do Maranhão, Rio Grande do Norte e Espírito Santo. Nessa rodada, realizada em julho de 2006, 62 empresas manifestaram interesse, sendo que 55 foram habilitadas e 30 apresentaram oferta. Saíram vencedoras do processo 10 empresas e arrematando 11 áreas (ANP,2009). A tabela 4 apresenta os resultados desta rodada:

Tabela 4: Resultados da segunda rodada de licitações de campos com acumulações marginais realizada em junho de 2006

Estado	Área Ofertada	Vencedor	Bônus
MA	Espigão	Panergy Consultoria e Participações em Negócios com Energia Ltda. (100%)*	R\$ 1.115.550,00
	Oeste de Canoas	ENGEPET Empresa de Engenharia de Petróleo Ltda.(50%)* e Perícia Engenharia e Construção Ltda.(50%)	R\$ 3.275.200,00
	São João	Rio Proerg Engenharia Ltda. (100%)*	R\$ 4.237.500,00
RN	Trapiá	Rio Proerg Engenharia Ltda. (100%)*	R\$ 150.000,00
	Riacho Velho	Genesis 2000 Exploração e Produção (100%)*	R\$ 500.000,00
	Rio do Carmo	Proen Engenharia e Manutenção (100%)*	R\$ 51.100,00
	São Manoel	Arclima Engenharia Ltda. (100%)*	R\$ 150.000,00
	Porto do Mangue	Rio Proerg Engenharia Ltda. (100%)*	R\$ 337.700,00
ES	Chauá	Sóllita Engenharia e Construção Ltda. (100%)*	R\$ 105.000,00
	Crejoá	Koch Petróleo do Brasil Ltda. (100%)*	R\$ 144.008,00
	Rio Ipiranga	Cheim Transportes S.A. (100%)*	R\$ 611.000,00

Fonte ANP (2009).

A tabela 5 apresenta o resumo comparativo dos resultados das duas rodadas de licitações de campos maduros e áreas com acumulações marginais promovidas pela ANP.

Observa-se que na segunda rodada houve uma tendência das empresas ofertarem maiores bônus de assinatura, porém essa tendência se inverteu quando se observa os valores declarados no Plano de Trabalho Inicial (PTI). Isso revela o menor interesse das empresas em áreas além do Recôncavo Baiano, notadamente a bacia sedimentar de maior interesse para o ambiente de campos maduros e produção em bacias marginais.

Tabela 5: Valores arrecadados nas duas rodadas de áreas inativas contendo acumulações marginais da ANP.

Rodadas de Licitação	1 AM	2 AM
	2005	2006
Bônus de Assinatura (R\$)	3.045.804	10.677.058
Bônus de Assinatura Arrecadado* (R\$)	3.033.803	1.898.808
PTI (UT)	6.182	2.400
PTI (UT) assinado*	6.026	1.006
PTI (milhões de R\$)	61.820.000	24.000.000
PTI (milhões de R\$) assinado*	60.260.000	10.060.000

*Referente a valores após a efetiva assinatura dos contratos de concessão.

Fonte: ANP (2009).

Da tabela 5, nota-se ainda a involução do Programa de Trabalho Inicial (PTI). Embora o bônus de assinatura da primeira rodada tenha sido menor que na segunda rodada, houve uma sensível diminuição da oferta em termos de PTI das empresas vencedoras.

A tabela 6 evidencia o leque de áreas ofertadas, arrematadas e efetivamente concedidas. Nota-se a clara predominância de resultados para a Primeira Rodada, muito em função das áreas ofertadas na Bacia do Recôncavo Baiano e Tucano sul, ambas no estado da Bahia.

Tabela 6: Resultado das rodadas por áreas arrematadas.

Rodadas de Licitação	1 AM	2 AM
	2005	2006
Bacias Sedimentares Abrangidas	4	3
Número de Acumulações Marginais Ofertadas	17	14
Número de Acumulações Marginais Arrematadas	16	11
Número de Acumulações Marginais Concedidas*	14	7
AM Concedidas/AM Licitadas	82,4%	50,0%

*Referente a valores após a efetiva assinatura dos contratos de concessão.

Fonte: ANP (2009).

De modo análogo, a tabela 7 evidencia o maior interesse despertado pelas empresas na primeira rodada de concessão de campos maduros e áreas com acumulações marginais promovida pela ANP. Isso se deve também em função das áreas ofertadas na Bacia do Recôncavo e Tucano Sul que já possuíam um parque de empresas e fornecedoras de insumos para prospecção e exploração já consolidado, muito em função da presença da Petrobras desde a década de 50 na região. Isso motivou e incrementou a concorrência entre empresas para a apresentação de propostas de arremate dessas áreas já que muitas delas têm operação na estado da Bahia.

Tabela 7: Resultado das rodadas por empresas.

Rodadas de Licitação	1 AM	2 AM
	2005	2006
Empresas que manifestaram interesse	113	61
Empresas que pagaram a Taxa de Participação	93	57
Empresas Habilitadas**	91	55
Novas empresas	NA	26
Empresas ofertantes	53	30
Empresas Vencedoras	16	10

**Considera-se Habilitada a empresa que cumpriu todos os requisitos para apresentação de oferta (qualificação + pagamento da taxa de participação + garantia de oferta)

NA = Não se aplica

Fonte: ANP (2009).

Em termos regulatórios, a preocupação da melhoria da regulação da produção de campos maduros ganhou força durante a Sétima Rodada de Licitações da ANP²⁵ (outubro de 2005), ocasião em que também foi realizada a Primeira Licitação de áreas inativas com acumulações marginais²⁶. A intenção foi fomentar o interesse de pequenas e médias empresas na realização de investimentos em produção de petróleo em bacias terrestres maduras, onde a infra-estrutura para tratamento e transporte do petróleo e do gás natural já estaria instalada (RIBEIRO, M 2007).

Das áreas ofertadas, 16 foram arrematadas por empresas ou consórcios²⁷. Entre as ofertadas, 11 se localizam na Bahia, 7 na bacia sedimentar do Recôncavo Baiano, e as demais no Estado de Sergipe, dentro da bacia sedimentar de Sergipe–Alagoas. Esse resultado revela a importância da bacia do Recôncavo no contexto exploratório (NOVAES *et al*, 2007).

É importante constar que na Segunda Rodada, em junho de 2006, foram licitadas três áreas no Estado do Maranhão, oito no Rio Grande do Norte e três no Espírito Santo. Ficou de fora a bacia do Recôncavo Baiano, e ao todo 11 áreas foram arrematadas. Embora de grande importância para os interesses da ANP e da sociedade em geral, essa rodada não será contemplada neste texto, pois não houve áreas pertencentes ao Recôncavo Baiano na licitação.

A partir da perspectiva da Primeira Rodada, resultados começaram a ser notados pelas empresas participantes, despertando o interesse de um público maior. Em reportagem de capa, em 10 de fevereiro de 2008, o jornal Folha de S. Paulo publicou matéria sobre a movimentação da economia em decorrência dos investimentos em reativação e produção de campos maduros e desenvolvimento de áreas com acumulações marginais no Recôncavo Baiano. Esses investimentos foram gerados por empresas que adquiriram concessões nessa

²⁵ Até junho de 2008 foram realizadas pela ANP nove rodadas de licitações de blocos exploratórios de novas fronteiras e duas rodadas de licitações de áreas inativas com acumulações marginais (www.anp.gov.br).

²⁶ No jargão corrente do mercado e incorporado posteriormente pela ANP, áreas inativas com acumulações marginais se referem tanto a campos maduros quanto áreas com acumulações marginais. O mercado também as denomina campos maduros da ANP.

²⁷ Disponível em <<http://www.anp.gov.br/brasil-rounds/round7/index.asp>>. Acesso em: 14 jun.2008.

rodada, embora o volume produzido pela Petrobras ainda hoje, seja significativamente maior que todos os produtores independentes somados²⁸.

2.4 Conclusões do capítulo 2

Neste capítulo foram tratadas as revisões bibliográficas e discussões sobre conceitos e definições para a compreensão do tema central deste texto, ou seja, a análise da atividade econômica da produção de campos maduros e áreas com acumulações marginais no Recôncavo Baiano, incluindo o ambiente histórico e atual dos marcos regulatórios que regem a atividade econômica.

O capítulo 2 iniciou-se como a revisão histórica e atual de conceitos sobre exploração e produção de petróleo e gás natural, partindo-se de uma breve revisão histórica dos conceitos de *upstream* e *downstream* de hidrocarbonetos. A seguir foram tratados os elementos técnicos e econômicos que compõem a exploração e produção de petróleo e gás natural, suas semelhanças e diferenças voltadas para o ponto de vista da realidade econômica da atividade exploratória no Recôncavo Baiano.

Posteriormente foi tratada a revisão da literatura das definições de campos maduros de petróleo e gás natural separadamente das definições de áreas com acumulações marginais, culminando com as justificativas para o tratamento unificado de ambas. Foi justificada ainda a validade desta unificação apenas para a atividade de campos maduros e áreas com acumulações marginais na Bacia do Recôncavo Baiano.

O capítulo 2 é finalizado com a revisão da literatura dos marcos regulatórios que regem a atividade econômica de exploração e produção de petróleo e gás natural no Recôncavo Baiano de um ponto de vista histórico, desde as primeiras regulamentações, até a atual Lei número 9.478/97, conhecida como Lei do Petróleo de 1997.

A Lei do Petróleo de 1997 possibilitou a flexibilização do monopólio estatal da exploração e produção de petróleo e gás natural, possibilitando o surgimento de um ambiente favorável para a formação de um novo nicho de mercado: a produção de petróleo e gás natural

²⁸ Produtores Independentes: conceito adotado por Zamith (2001) para designar produtores que não se enquadram nas características das grandes empresas ou *majors*.

em campos maduros e áreas com acumulações marginais por empresas além da Petrobras. Este novo nicho de mercado abrange pequenas e médias empresas produtoras de petróleo e gás natural, fornecedores de bens e serviço e criando ainda um fomento para a qualificação de mão de obra qualificada em E&P, além daquele formada dentro dos quadros da Petrobras.

O capítulo 2 é finalizado com a abordagem e definição do papel da agência reguladora do setor exploratório no Brasil, a ANP e a revisão dos resultados das duas Rodadas de Licitação de Campos Maduros contendo Acumulações Marginais da ANP, focando mais amplamente a Primeira Rodada que foi a que contemplou áreas na Bacia do Recôncavo Baiano.

3 Cenários e atores da atividade econômica

O presente capítulo aborda a atividade econômica de produção de petróleo e gás natural no Recôncavo Baiano a partir da perspectiva da oferta e da demanda, ou seja, define os atores e cenários no qual esta atividade econômica se realiza. Do lado da oferta, estão os produtores compostos por pequenas e médias empresas, dentre essas, algumas entrantes na atividade de produção de petróleo e gás natural. Do lado da demanda, está o principal agente comprador: a Petrobras que embora não seja o único possível comprador, é o que detém a maior parte da capacidade de absorver a produção gerada na área em estudo.

A relação entre oferta e demanda recebe ainda a influência de fatores geográficos (tanto físicos como humanos), geológicos e ambientais inerentes à região do Recôncavo Baiano. Esse ambiente recebe, adicionalmente, a influência de fatores externos à Bacia do Recôncavo, notadamente aqueles advindos da recente variação das cotações internacionais do petróleo e dos reflexos das descobertas de petróleo e gás natural na Bacia de Santos nas camadas pré-sal.

3.1 Cenário externo: a oscilação das cotações internacionais do petróleo

A atividade econômica de produção de campos maduros na bacia do Recôncavo Baiano por empresas independentes iniciou-se com a Primeira Rodada de Licitação de Áreas Maduras com Acumulações Marginais²⁹. Na ocasião deste leilão, as empresas participantes montaram seus planos de viabilidade econômica para os empreendimentos, baseando-se nas cotações históricas recentes internacionais do barril de petróleo e nas previsões para horizontes de curto e médio prazo³⁰.

Como referência às vésperas da Primeira Rodada de Licitação de Campos Maduros da ANP em outubro de 2005, a cotação Brent situava-se no patamar de US\$ 61,64 exatamente no dia três de outubro de 2005 (EIA, 2009)³¹ sendo que essa cotação oscilou entre US\$ 58,00 e US\$ 66,89 nos três meses anteriores a esta licitação. A figura 8 ilustra a variação das cotações internacionais do petróleo tipo Brent às vésperas da primeira rodada de licitação:

²⁹ Seguindo a nomenclatura adotada pela ANP.

³⁰ Informações levantadas na pesquisa de campo deste autor junto á profissionais de empresas operadoras de campos maduros no Recôncavo Baiano.

³¹ Em http://tonto.eia.doe.gov/dnav/pet/pet_pri_spt_s1_d.htm acessado em 13/04/2009.

Fig. 8: Evolução da cotação Brent às vésperas da Primeira Rodada de Licitações de Campos Maduros
 Fonte: Elaboração própria a partir de dados do U.S. Department of Energy/Energy Information Administration, 2009.

Autores como Suslick, (2003) e Abadie (2005) dentre outros apontavam, em seus artigos da época, que havia perspectivas para a manutenção ou elevação das cotações internacionais do petróleo. Estas perspectivas, possivelmente abriram o interesse para participação de pequenas e médias empresas privadas na atividade exploratória de petróleo e gás natural. Destas empresas, algumas eram entrantes no setor e outras por sua vez, já eram prestadoras de serviços da Petrobras.

A oportunidade então, da participação de pequenas e médias empresas de na atividade exploratória de petróleo e gás natural surgia com a realização da Primeira Rodada de Licitação de Campos Maduros e Áreas com Acumulações Marginais da ANP.

O que se constatou, no biênio seguinte à Primeira Rodada, foi a manutenção das cotações internacionais do barril de petróleo, especificamente da cotação Brent³² ao redor dos US\$ 60,00 o barril. Esta tendência é apontada no gráfico da figura 9, confirmando as perspectivas das empresas e possivelmente mantendo o interesse da iniciativa privada para a

³² A cotação Brent foi adotada como referencia para as transações comerciais de compra e venda de petróleo no Recôncavo Baiano pela Petrobras. Informação levantada na visita de campo deste autor realizada no primeiro semestre de 2009 ao Recôncavo Baiano.

Segunda Rodada de Licitações de Campos Maduros com Áreas de Acumulações Marginais a ANP em junho de 2006.

Fig. 9: Evolução da cotação Brent na época da Segunda Rodada de Licitações de Campos Maduros da ANP.

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do U.S. Department of Energy/Energy Information Administration, 2009.

A partir do início de 2007, as cotações internacionais do petróleo apresentaram tendência de alta, gerando interesse das empresas na ampliação da produção dos campos maduros já sob sua concessão. Algumas empresas deram início a campanhas exploratórias nas áreas maduras ou marginais já adquiridas e confirmaram sua participação nas licitações de blocos exploratórios em bacias *on-shore* do Recôncavo Baiano e outras bacias, numa tentativa de ampliação do horizonte de negócios³³.

A partir da confirmação ou superação das margens de rentabilidade dos empreendimentos de produção de petróleo em campos maduros, algumas empresas optaram

³³ Informação levantada na visita de campo deste autor realizada no primeiro semestre de 2009 ao Recôncavo Baiano.

por empreender campanhas exploratórias, seja em suas áreas de concessão já adquiridas na Primeira Rodada, seja participando das rodadas de novas fronteiras exploratórias promovidas pela ANP. Ressalta-se, no entanto, que nessa época, poucas empresas estavam produzindo volumes suficientes para sustentar somente com sua produção, as novas campanhas exploratórias ou possuíam recursos próprios necessários para a substancial ampliação da produção. Por outro lado dada a possibilidade real da continuidade da rentabilidade favorável na operação dessas áreas, algumas empresas buscaram parcerias ou captação de recursos tanto no Brasil como no exterior³⁴.

A partir de 2007, o mercado internacional de petróleo passou a operar com forte tendência de alta devido a vários fatores, sendo que dentre os principais podem ser citados o aumento da demanda por combustíveis em países emergentes como China e Índia. A confirmação dessa tendência para o ano de 2008, onde as cotações atingiram patamares recordes na história, desencadeando um cenário mais favorável para os produtores de petróleo (PERTUSIER, 2009). Este cenário favorável, abrangeu também os produtores independentes do Recôncavo Baiano e gerou possibilidades para empresas produtoras financiarem a ampliação da produção, realizarem novos investimentos e iniciarem campanhas exploratórias em suas áreas de concessão, fato confirmado na visita de campo realizada pelo autor no primeiro semestre de 2009.

Nesse cenário, a busca e obtenção de financiamentos externos foi facilitada devido a euforia que o setor de exploração e produção se encontrava. Esses financiamentos eram facilitados por não tratarem-se de altas somas se comparados a outros tipos de investimentos, em especial em novas fronteiras exploratórias. Além disso, o fato de novos poços serem perfurados e entrarem em produção com maior rapidez que em áreas de novas fronteiras ou ainda em situações *offshore*, colaboraria para a geração resultados positivos, uma vez que seria possível aproveitar o período de alta das cotações internacionais.

A figura 10 indica a evolução das cotações do petróleo tipo Brent durante o ano de 2007 e meados de 2008 até o pico histórico em julho de 2008. Nesse período, campanhas

³⁴ Informação levantada na visita de campo deste autor realizada no primeiro semestre de 2009 ao Recôncavo Baiano.

exploratórias foram realizadas por empresas operadoras de campos maduros, visando aproveitar as cotações favoráveis³⁵.

Fig. 10: Evolução da cotação Brent de 2007 até o pico em 2008.

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do U.S. Department of Energy/Energy Information Administration, 2009.

A partir do mês de outubro de 2008, a eclosão da crise imobiliária americana que já dava indícios de ocorrer desde os primeiros meses de 2008, passou a contaminar a economia norte americana como um todo, espalhando-se para outros países, gerando uma diminuição da demanda por commodities, inclusive o petróleo. A crise no sistema bancário norte americana e européia que se seguiu já no final de 2008 e primeiro semestre de 2009 agravou ainda mais a crise mundial, derrubando ainda mais a demanda por commodities. A queda das cotações internacionais do petróleo, ao final de 2008 e início de 2009, só não foram maiores, devido a presença do inverno no hemisfério norte, época em que a demanda nesses países aumenta por conta da necessidade de calefação. A cotação mínima local em dezembro de 2008 chegou nos Us\$ 34,00 o barril (PERTUSIER, 2009).

³⁵ O pico da cotação Brent se deu em três de julho de 2008, sendo cotado a Us\$ 143,95 o barril. (EIA, 2009)

O ano de 2009 iniciou-se sob a crise financeira mundial, com a possibilidade de falência de expressivos conglomerados internacionais no setor financeiro, bens duráveis e outros setores, sendo que, neste cenário, as cotações do barril de petróleo tiveram queda até patamares abaixo dos US\$ 40,00 o barril. As visitas de campo deste autor às empresas produtoras no Recôncavo Baiano se deram justamente no primeiro semestre de 2009, ocasião em que as cotações se encontravam ainda em patamares inferiores aos da época da Primeira Rodada de Licitações, porém já dando indícios de recuperação.

Nas visitas de campo, foi observado junto aos empreendedores apreensão das baixas cotações, porém empresas que tiveram bons resultados no período de alta, ainda mantinham planos de investimentos e ampliação de suas operações, já que na ocasião se esperava a realização da Terceira Rodada de Licitações da ANP³⁶, prevista inicialmente para início de 2009 e posteriormente postergada para o fim de 2009³⁷. Por outro lado, empresas que empreenderam campanhas exploratórias que ainda não estavam produzindo, estavam enfrentando dificuldades financeiras, pois a rentabilidade das operações já não podiam cobrir os custos das campanhas exploratórias ou ainda honrar os financiamentos adquiridos para estas campanhas. Este fato revertido apenas no final do primeiro semestre deste ano, com a volta dos patamares de 2005 e 2006 ao redor dos US\$ 60,00 o barril, conforme apresentado na figura 11.

³⁶ No jargão do mercado de campos maduros, as Rodadas de Licitações de Campos Maduros e Áreas com Acumulações Marginais da ANP são conhecidas como “Rodadinhas da ANP”. Portanto se esperava a Terceira Rodadinha.

³⁷ Até o início de 2010, a Terceira Rodadinha não havia sido realizada.

Fig. 11: Evolução da cotação Brent durante a crise econômica mundial

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do U.S. Department of Energy/Energy Information Administration, 2009.

Do exposto, pode-se observar, ao analisar-se as variações internacionais do petróleo Brent, que salvo o período de crise do final de 2008 e primeiro semestre de 2009, as cotações estiveram próximas ou acima daquelas cotações à época da primeira licitação em outubro de 2005, ocasião em que as empresas participantes da Primeira Rodada de Licitações da ANP prepararam seus estudos econômicos e financeiros para participação da rodada de licitação³⁸. Isso significa que é possível supor que o cenário internacional esteve, de maneira geral, a favor das companhias independentes no que se refere a confirmação da expectativa de rentabilidade da produção de campos de petróleo maduros a áreas com acumulações marginais no Recôncavo Baiano.

A figura 12 indica a influência das cotações em face às cotações à época das licitações de campos maduros em outubro de 2005 e julho de 2006, em valores médios anuais confirmando as análises desta seção.

³⁸ Informação levantada na visita de campo deste autor realizada no primeiro semestre de 2009 ao Recôncavo Baiano.

Observa-se, ainda na figura 12, a região compreendida por um triângulo onde se lê o sinal “+”. Esta região é a que compreende o período em que as cotações internacionais do petróleo Brent estiveram acima do patamar de preços das vésperas da Primeira Rodada de Licitações da ANP.

Do levantamento de campo realizado na visita deste autor às empresas do operadoras de campos maduros no Recôncavo Baiano, estas empresas tomaram por base as cotações do petróleo às vésperas da Primeira Rodada de Licitações de Campos Maduros da ANP, para elaboração de seus orçamentos para os empreendimentos que na ocasião situavam-se no patamar ao redor dos US\$ 60,00 o barril. Observa-se então pela figura 12, que após a Primeira Rodada, as expectativas de valores de venda do petróleo produzido foram superadas até meados de 2009 implicando em uma situação de rentabilidade potencialmente positiva para as empresas produtoras.

Fig. 12: Evolução da cotação Brent entre 2.000 e 2.009 com destaque às cotações de referência para primeira rodada de licitações de campos maduros.

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do U.S. Department of Energy/Energy Information Administration, 2009.

3.2 Cenário interno: influência das recentes descobertas do Pré Sal

O cenário em que se insere o setor de exploração e produção de petróleo e gás natural no Brasil tem recebido os impactos das descobertas de reservatórios de petróleo em camadas geológicas situadas abaixo das estruturas de sal na Bacia Sedimentar de Santos.

Até meados de 2006, o grande foco de investimentos da Petrobras era a Bacia de Campos, responsável por cerca de 83% da produção nacional de petróleo e gás natural. Dados de 2009 da ANP referentes ao fechamento do balanço da produção em 2008, apontam ainda essa bacia como a grande produtora nacional. Esse fato é ilustrado na tabela 8 que compara a produção nacional em 2008, por Estados da União, sendo que o a Bacia de Campos é responsável pela produção no Estado do Rio de Janeiro e confere a esse estado a liderança da produção nacional. Da tabela 8, observa-se também a posição ocupada pelo Estado da Bahia³⁹, na quinta posição de maior produtor nacional, atrás dos Estados do Rio de Janeiro, Espírito Santo, Rio Grande do Norte e Ceará.

Tabela 8: Produção brasileira de petróleo e GN em 2008 em barris equivalentes de petróleo

Estado	Produção de barris equivalentes de petróleo totais em 2008
Al	2.326.498
Am	12.067.112
Ba	15.982.841
Ce	3.609.220
Es	43.725.458
Pr	1.064.827
Rj	566.594.876
Rn	23.117.046
Sp	312.202
Se	17.798.365
total	686.598.446

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP, 2009.

³⁹ O estado da Bahia compreende basicamente as bacias produtoras do Recôncavo Baiano e Tucano Sul, com predominância da primeira.

O diagrama da figura 13 apresenta os dados da tabela 8 em forma de gráfico de pizza, conferindo a maior participação da Bacia de Campos (Estado do Rio de Janeiro) no cenário produtor de petróleo e gás natural do Brasil e evidenciando a participação do Estado da Bahia no cenário produtor nacional.

Fig. 13: Distribuição da produção nacional petróleo por estados da União em 2008.

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP, 2009.

Em meados de 2006, houve a confirmação das suspeitas que haveria reservas de petróleo nas camadas carbonáticas microbiais (pré-sal), sendo que todos os 11 poços exploratórios perfurados com objetivos nessas profundidades, todos obtiveram sucesso, marca expressiva para uma atividade que encontra cerca de 20% de sucesso para os objetivos previamente determinados⁴⁰ (PETROBRÁS, 2009).

A partir das descobertas declaradas do Campo Tupi na área do pré-sal em 2007, o Governo Brasileiro e a ANP, dadas as expectativas da existência de grandes reservas, adiaram a nona rodada de licitação de blocos de novas fronteiras exploratórias e posteriormente realizaram essa rodada com a retirada de blocos que pudessem conter partes do reservatório

⁴⁰ Petrobras, 2009 em http://www2.petrobras.com.br/ri/spic/bco_arq/EsclarecimentoPr%C3%A9-sal.pdf, acessado em 12/08/09.

ou dos reservatórios⁴¹, visando a proteção do interesse da União, uma vez que, segundo a ANP, as expectativas de sucesso exploratório nesse ambiente não seria condizente com os riscos inerentes a uma rodada de licitação de nova fronteira exploratória, pois efetivamente esses blocos já não se configurariam como novas fronteiras.

As descobertas na camada do pré sal na Bacia de Santos suscitaram um debate nacional entre os poderes legislativo e executivo, a agência reguladora, a Petrobras, empresas privadas já detentoras ou interessadas em concessões de blocos na Bacia de Santos (e adjacentes), universidades e notáveis da sociedade civil em torno da legislação que permite a exploração de petróleo e gás natural por empresas privadas, sua aplicabilidade para uma situação até certo ponto inesperada quando foi promulgada a Lei do Petróleo em 1999.

As discussões giram em torno de modelos regulatórios estrangeiros, notadamente o norueguês, que poderiam ser adotados ou adaptados para realidade brasileira, sempre visando a proteção do interesse nacional. Um exemplo deste debate é a entrevista do economista Luiz Gonzaga Belluzzo ao jornal o Estado de S. Paulo em 17 de agosto de 2008 onde discute as vantagens e desvantagens do modelo norueguês e o risco da repetição da “doença holandesa” no Brasil⁴².

Ocorre que todo esse debate, de certa canalizou o foco da ANP e do Governo Brasileiro para o tema pré-sal, ficando os demais temas em segundo plano. A evidência desse fato é o adiamento da Terceira Rodada de Licitações de Áreas Maduras contendo Acumulações Marginais, esperada pelos produtores e prestadores de serviços e equipamentos que atuam no Recôncavo Baiano para os últimos meses de 2008⁴³.

Como já mencionado, a Segunda Rodada foi realizada em 2006 e não contemplou nenhuma área na bacia do Recôncavo Baiano. A Terceira Rodada seria realizada em conjunto com a nona rodada de blocos de novas fronteiras prevista para os últimos meses de 2008. Isso supõe o menor interesse da ANP no fomento da atividade de revitalização ou reativação de campos maduros e áreas com acumulações marginais.

⁴¹ Não se chegou ainda a um consenso sobre a extensão das reservas ou do número de reservatórios que compõe as reservas do pré sal. Segundo Guilherme Estrella, diretor de exploração e produção da Petrobras para o jornal “O Estado de S. Paulo” em 26 de abril de 2009. Segundo Estrella, as reservas podem chegar a 50 bilhões de barris de petróleo. As reservas provadas brasileiras até 2008 eram de 14 bilhões de barril (ANP, 2009).

⁴² Fenômeno ocorrido na Holanda durante a década de 60, onde as exportações de gás natural geraram um aumento da renda local ocasionando a valorização do florim e a queda das exportações levando o país a desindustrialização. (REIS e LIMA, 2009).

⁴³ Segundo levantamentos de campo realizados pelo autor no primeiro semestre de 2009.

Em princípio, até meados de 2009 não estavam ocorrendo mais os debates em torno de novas concessões de campos maduros e áreas de acumulações marginais ou alterações na mecânica do processo licitatório, até pelo diminuto impacto face ao potencial das reservas do pré sal. Em entrevista ao jornal “O Estado de S. Paulo” em 31 de agosto de 2008, o diretor do Instituto Brasileiro do Petróleo, Ivan Simões, aponta como consequência do grande período sem licitações de áreas marginais, a possibilidade da redução do parque fornecedor de serviços *on shore*, inclusive a desmobilização das (poucas) sondas terrestres em operação num claro impacto negativo ao setor como um todo. Nessa entrevista são citados dados sintomáticos do setor petroleiro como sendo 76 o número total de empresas petroleiras envolvidas em *upstream* no Brasil, a maior parte envolvida com campos maduros ou áreas com acumulações marginais.

Outra opinião que vem ao encontro à anterior é a do presidente da Associação Brasileira das Perfuradoras de Petróleo (ABRAPET), José Eduardo Jardim que defende maior atenção às áreas de exploração e produção com tempos de maturação menores que as do pré sal (previstas para 2017), pois o país precisa sustentar sua demanda até que se revele o potencial do pré sal.

Do exposto, pode-se observar certa influência no cenário petroleiro nacional das recentes descobertas na camada de pré-sal na Bacia de Santos. Estas descobertas, além de absorverem grande parte do foco da agência reguladora – a ANP, gerou debates sobre a revisão ou não da Lei do Petróleo. Estes debates se estenderam durante todo o ano de 2009, possivelmente acarretando o adiamento da Terceira Rodada de Licitação de Campos Marginais desfavorecendo portanto a ampliação da atividade econômica de produção de campos maduros e áreas com acumulações marginais no Recôncavo Baiano.

A não ocorrência de licitações desde 2006 indica que não foi possível, até meados de 2010, que as operadoras atuais ampliassem suas atividades ou ainda que novas empresas pudessem se inserir na atividade exploratória de campos maduros seja na Bacia do Recôncavo ou em outras bacias.

De certa forma, as licitações periódicas são o oxigênio necessário para estimular a entrada de novos participantes, fomentar a concorrência entre empresas, manter ou ampliar o parque prestador de serviços gerando a manutenção ou ampliação da atividade econômica.

Finalmente, cabe a menção do exemplo canadense. Na Província energética de Alberta, são realizadas cerca de 24 licitações de áreas exploratórias por ano. Naturalmente, trata-se de áreas de pequeno porte, mas o órgão regulador local abre o precedente de aceitar indicações ou sugestões de áreas a licitar indústria petroleira local. Comparativamente, a Província de Alberta possui um território ligeiramente maior que o estado de Minas Gerais, com uma população menor que a cidade de Belo Horizonte, mas que devido ao fomento recebido para a indústria petroleira local, possui mais de 600 pequenos e médios produtores de petróleo e perto de duas mil empresas prestadoras de serviços ou equipamentos (LIMA, 2008).

3.3 Contextos geológico, geográfico e econômico do Recôncavo Baiano

A exploração da bacia sedimentar do Recôncavo Baiano iniciou-se na década de 1930, época do marco histórico da primeira descoberta de petróleo no Brasil em Lobato, na Bahia, ainda que posteriormente o óleo tenha se revelado subcomercial. A primeira descoberta que atingiu níveis comerciais ocorreu em Candeiras em 1942 na mesma bacia sedimentar, perfurado ainda na fase anterior à fundação da Petrobras, sob a tutela do então o Conselho Nacional do Petróleo –CNP. Nesta fase foram ainda descobertos os importantes campos de Água Grande e Dom João Mar, respectivamente entre os anos de 1947 a 1954. Na fase exploratória da Petrobras ocorreram as importantes descobertas de Taquipe/Buracica (1959) e Miranga/Araçás (1965) (FEIJÓ, 2005).

Nos 60 anos seguintes à primeira descoberta foram perfurados na região mais de mil poços exploratórios, entre tantos outros poços de desenvolvimento, fato que fez dessa bacia a maior produtora brasileira até a descoberta das reservas da bacia de Campos na década de 1970, com reservas estimadas em 730 milhões de metros cúbicos de petróleo equivalente. (MILANI *et al*, 2003).

Atualmente, um dos principais campos produtores na Bacia do Recôncavo, é o poço de Dom João a noroeste de Salvador, cujo reservatório está junto às margens da Baía de Todos os Santos, com operação pela Petrobras e descoberto em 1947. Outros campos importantes da Bacia do Recôncavo, são Candeias, Taquipe, Água Grande, Miranga, Araçá, Sesmaria e Fazenda do Imbé, todos operados pela Petrobras (FEIJÓ, 2005).

Do ponto de vista geológico, a Bacia do Recôncavo foi amplamente estudada pela Petrobras em diversas campanhas sísmicas terrestres e em lâminas d'água menores que 200 metros desde o final da década de 50 e décadas de 60 e 70. Esses levantados indicaram tratar-se de uma bacia tipo *rift*⁴⁴, porém com a ocorrência de diversas falhas ou dobras nas camadas sedimentares, favorecendo a ocorrência de armadilhas ou trapas, favoráveis à formação de reservatórios. Dado, porém ao tamanho das estruturas geológicas, os reservatórios não devem ter grandes dimensões (FEIJÓ, 2005).

Ainda do ponto de vista geológico, Feijó (2005) enumera os quatro maiores reservatórios da bacia do Recôncavo Baiano, localizados nas formações Sergi, Água Grande, Marfim e Pojuca, e atesta que a principal área de formação de hidrocarbonetos são as rochas geradoras (folhelhos) da formação Candeiras e Membro Tauá, que abasteceram os reservatórios mencionados. As rochas formadoras tiveram origem, segundo o mesmo autor, no período berriasiano, há 142 milhões de anos, com a deposição de sedimentos de origem eólica e lacustre, formando os folhelhos geradores de hidrocarbonetos e responsável pela origem de grande parte das reservas de petróleo nessa bacia. Essas formações geraram reservatórios em profundidades normalmente acima de 1.500m, chegando até 2.500m.

No setor petrolífero, o Estado da Bahia é o quarto maior produtor de petróleo do Brasil, como uma produção diária no ano de 2008 da ordem de 42.900 barris de petróleo e 7.249.315 metros cúbicos de gás natural. As bacias de Tucano e Recôncavo são as bacias produtoras nesse estado, porém com amplo predomínio em importância para a Bacia do Recôncavo (ANP, 2009).

A figura 14 apresenta o mapa da Bacia do Recôncavo contendo os blocos exploratórios licitados na primeira rodada de licitações de campos maduros e áreas com acumulações marginais da ANP.

⁴⁴ Bacia *rift* (do norueguês) significa fosso ou depressão acentuada, tendo o termo inicialmente aplicado às bacias terciárias expostas no oeste africano. São bacias sedimentares com grande profundidade, assimétricas, longas e estreitas, oriunda da separação de continentes ou grandes massas de terra. (FEIJÓ, 2005)

Fig. 14: Mapa da bacia sedimentar do Recôncavo Baiano, indicando os blocos exploratórios já licitados na primeira rodada de campos maduros.

Fonte: site ANP (2009).

Nota-se a partir do mapa, o predomínio de áreas licitadas ao norte de Salvador, porém importantes campos foram reativados ao sul da capital, principalmente por tratar-se de campos produtores de gás natural a pequenas profundidades, fato notável se comparados com outros campos da bacia do Recôncavo com profundidades acima de 1.500m⁴⁵.

Sob a óptica da produção de petróleo, segundo Rocha *et al* (2004), em meados de 2004 a região da bacia sedimentar do Recôncavo Baiano era responsável por cerca de 50 mil barris de petróleo ao dia e declinando à taxa de 3,5% ao ano, considerada pelos autores como muito boa, se comparado a antigas taxas em torno de 8,5%. Os autores apontam a utilização

⁴⁵ Segundo levantamento de campo junto às empresas produtoras no Recôncavo Baiano realizada no primeiro semestre de 2009.

de técnicas secundárias de recuperação de campos como a responsável pela diminuição das taxas de decrescimento da produção. Segundo a ANP (2009), a produção média diária do Recôncavo Baiano situa-se em 42.533 barris de petróleo, revelando a manutenção da taxa apontada por Rocha (2004).

3.3.1 Geografia Humana

Do ponto de vista humano, Reis (2005) destaca o baixo Índice de Desenvolvimento Humano (IDH) dos municípios presentes na região do Recôncavo Baiano, incluindo os que arrecadam royalties oriundos da produção de petróleo e gás natural. A tabela 9 compara o IDH de alguns municípios da bacia do Recôncavo Baiano com o município de São Caetano do Sul, referência como melhor IDH do Brasil. Os dados referem-se ao ano de 2000.

Tabela 9: IDH comparativo de municípios do Recôncavo Baiano.

Município	Índice de Desenvolvimento Humano	
	1991	2000
Oriangas (não arrecadador de <i>royalties</i>)	0,494	0,618
Araçás (arrecadador de <i>royalties</i>)	0,458	0,569
Esplanada (arrecadador de <i>royalties</i>)	0,533	0,609
Pojuca (arrecadador de <i>royalties</i>)	0,650	0,708
Aporá (não arrecadador de <i>royalties</i>)	0,507	0,604
Conde (não arrecadador de <i>royalties</i>)	0,475	0,594
Jandaíra (não arrecadador de <i>royalties</i>)	0,459	0,575
Cardeal da Silva (arrecadador de <i>royalties</i>)	0,480	0,602
São Caetano do Sul (referência)		0,919

Fonte: Elaboração própria a partir de dados de Reis (2009).

Comparativamente aos municípios citados na tabela 9, o município de Madre de Deus possui a maior arrecadação de royalties, chegando a R\$ 349,65 per capita no ano de 2006. No

mesmo município, em 2000, o IDH⁴⁶ era de 0,74 e o Índice Gini⁴⁷ era de 0,56. Apenas como referência, cita-se o município de São Caetano do Sul, em São Paulo, tido como o melhor IDH do Brasil, com índice de 0,919 (SANTOS JR, 2006).

Da tabela 9, pode-se ainda notar a evolução do IDH dos municípios da amostra, independentemente de serem ou não arrecadadores de *royalties*. Segundo Reis (2009), além da evolução dos IDHs dos municípios da amostra serem crescentes de 1991 a 2000, outros índices como acesso a serviços básicos como energia elétrica, água encanada e saneamento básico também melhoraram ligeiramente, porém predominantemente mais nos municípios que arrecadam *royalties*, revelando a positiva influência das empresas produtoras independentes de petróleo e gás natural no Recôncavo Baiano.

3.4 Oferta: as principais companhias independentes

Conforme já mencionado, as áreas inativas contendo acumulações marginais são assim denominadas por estarem aquém do potencial econômico das grandes empresas petroleiras. São áreas que não despertam os interesses destas empresas, porém para as chamadas companhias independentes⁴⁸, podem configurar como oportunidades de negócios interessantes.

Podem ser definidas como companhias independentes aquelas ligadas diretamente ao poço e sua produção, que não têm atuação em refino, distribuição ou em outras frentes de *downstream*, e que, além disso, não pertençam ao Estado, total ou parcialmente. Esses critérios, no entanto, não impedem que as companhias independentes tenham alcance global ou sejam de grande porte (RODRIGUES, Jefferson, 2007).

⁴⁶ Criado originalmente para medir o nível de desenvolvimento humano dos países a partir de indicadores de educação (alfabetização e taxa de matrícula), longevidade (esperança de vida ao nascer) e renda (PIB per capita). Varia de 0 (nenhum desenvolvimento humano) a 1 (desenvolvimento humano total). Números de IDH de até 0,499 indicam desenvolvimento humano baixo; índices entre 0,500 e 0,799, médio desenvolvimento humano, e maior que 0,800, desenvolvimento humano considerado alto (IPEA e outros, 2003).

⁴⁷ Índice Gini é conhecido como o grau de desigualdade existente na distribuição de indivíduos segundo a renda per capita domiciliar. Seu valor varia de 0 (quando não há desigualdades e a renda de todos os indivíduos têm o mesmo valor) a 1 (quando a desigualdade é máxima) (IPEA e outros, 2003).

⁴⁸ Termo utilizado por Zamith e Santos, 2007.

Ocorre que, dentro da lógica do marco regulatório brasileiro, áreas com acumulações marginais já estiveram de posse de uma grande empresa – neste caso, a Petrobras – e foram devolvidas porque não apresentavam as características econômicas exigidas pela empresa. As companhias independentes têm capacidade de absorver essas áreas e viabilizar sua produção, pois possuem necessidades de rentabilidade e custos indiretos menores (ZAMITH, 2005).

As companhias independentes devem possuir algumas características fundamentais para que possam viabilizar as áreas inativas com acumulações marginais. Segundo Rodrigues F. (2007), são características fundamentais:

- (a) baixo *overhead*, administração superior próxima à área de operação e experiência no negócio;
- (b) menos burocracia e processo decisório rápido;
- (c) habilidade de negociação direta dos contratos com prestadores de serviços e fornecedores, simplificando a tomada de preços;
- (d) freqüentes alianças com investidores regionais, fornecedores e até mesmo com proprietários de terra;
- (e) dedicação quase integral ao(s) projeto(s), menor conjunto de poços para administrar, incentivos de performance para funcionários e utilização de tecnologias de recuperação custo-efetivas.

Segundo Prates (2004), o produtor independente deve contar com uma equipe técnica detentora de conhecimento profundo dos processos de recuperação do campo e de informação ou experiência em produção na bacia sedimentar em que atua. Ainda, de acordo com Prates (2004), o foco da equipe gerencial deve estar na eficiência e ela deve ser possuidora de conhecimentos técnicos que suportem o desenvolvimento da atividade de produção da área inativa ou a recuperação do campo maduro. Essa equipe deve ter experiência na captação de recursos, não apenas no mercado nacional, mas no exterior, assim como na prestação de contas a investidores.

A fidelidade ao cumprimento das restrições econômicas e atenção aos aspectos regulatórios e jurídicos das operações devem ser premissas básicas a serem adotadas pelas

equipes gerencias das companhias independentes. Além disso, devem possuir ampla capacidade e competência de planejamento e negociação em relação à logística, mercado, governos locais, trabalhadores, fornecedores, sócios e capitalistas. As companhias devem buscar inserção total na comunidade local e, ciente dos impactos sociais, econômicos e políticos que a sua atuação pode gerar, buscar maximizá-los. Por outro lado, devem procurar minimizar os impactos operacionais nocivos ao ambiente, à cultura e à população local.

3.5 Demanda: Petrobras e potencias compradores

Observando-se a atividade de produção de campos maduros e áreas com acumulações marginais pelo ponto de vista da demanda, surge Petrobras como grande compradora para o petróleo e gás natural produzidos pelos concessionários presentes no Recôncavo Baiano. Embora seja a compradora principal, a Petrobras não é a única alternativa para vazão à demanda tanto para petróleo quanto para o gás natural.

Abordando inicialmente a relação entre a Petrobras e os concessionários operadores de campos maduros no Recôncavo Baiano, essa relação se restringe ao campo comercial, baseado na livre negociação entre produtores e compradora. Não há nenhuma obrigatoriedade regulatória ou legal que obrigue a Petrobras a adquirir a produção dos campos maduros, não obstante hajam interesses comerciais mútuos para que se estabeleçam contratos de compra e venda de longa duração entre as partes.

Tratando de petróleo, o interesse por parte da Petrobras se baseia em dois pontos chave: primeiro a capacidade de refino da refinaria Landulpho Alves (RLAM) no estado da Bahia. Essa refinaria, até 2009 é a segunda maior do Brasil com capacidade de refino de 312.800 bpd (ABADIE, 2005), perdendo apenas para a Refinaria do Planalto Paulista (REPLAN) em Paulínia, interior do Estado de São Paulo, com capacidade de refino de 352.200 bpd.

A produção média de 2007 na bacia do recôncavo foi de 42.609 bpd⁴⁹, havendo, portanto a necessidade de importação de petróleo de outras regiões notadamente da Bacia de Campos. Esse fato, garante, pelos menos aparentemente, o interesse da Petrobrás no petróleo produzido pelos produtores locais.

⁴⁹ ANP em <http://www.anp.gov.br/doc/anuario2008/T2.8.xls>, acessado em 22/07/09

A importação de petróleo da Bacia de Campos remete ao segundo foco de interesse da Petrobras na produção local. O petróleo recebido dessa bacia possui grau API em torno de 19, considerado pesado para os padrões os quais foram concebidas as refinarias brasileiras (ABADIE, 2004).

A RLAM teve sua partida em 1950⁵⁰ época em que apenas eram refinados no Brasil predominantemente petróleos leves oriundos de países árabes com grau API acima de 30. Essa característica dificulta o refino do petróleo da Bacia de Campos, sendo interessante do ponto de vista operacional da refinaria, a composição de um *blend* com este tipo de petróleo adicionando-se petróleos mais leves. Neste fato, reside a importância do petróleo oriundo da Bacia do Recôncavo, com grau API chegando a 36,2, considerado adequado para a composição do *blend* de refino (ABADIE, 2004).

Cabe a observação sobre a característica peculiar do petróleo baiano que este possui grande quantidade de elementos parafinicos em sua composição em relação a outros petróleos brasileiros e estrangeiros. A RLAM já foi concebida de modo a absorver e aproveitar essa característica, fato que não ocorre com outras refinarias brasileiras. Neste sentido, há quase uma obrigatoriedade do petróleo baiano ser refinado na RLAM (ABADIE, 2004).

Abordando-se, neste momento, a demanda da Petrobras por gás natural, ela, a exemplo do petróleo, é igualmente grande, porém há dificuldades logísticas a transpor, pois os volumes produzidos pelos concessionários são reduzidos diante dos custos da implantação de gasodutos das áreas produtoras até as unidades de compressão da Petrobras ou até gasodutos existentes.

Essa característica implica numa menor importância do gás natural para a economicidade dos campos produtores. Isso explica em parte o foco das empresas na produção de petróleo⁵¹.

Foi constatado *in loco* que boa parte do gás associado produzido é simplesmente ventilado, ou seja, é permitido pelo órgão regulador, a ANP que pequenas quantidades de gás natural produzidos em campos de petróleo sejam dispersados diretamente na atmosfera. Isso ocorre, pois a infra estrutura a ser construída para a implantação de queimadores (*flairs*) junto

⁵⁰ “partida” – termo no jargão petroleiro que indica início das operações de uma refinaria. (Abadie, 2004)

⁵¹ Fato levantado em campo, nas visitas no Recôncavo Baiano no primeiro semestre de 2009.

aos poços, inviabilizaria sua produção, por outro lado, os produtores poderiam evitar o recurso de ventilação, pois sempre há a possibilidade de reinjeção do gás produzido para manter a pressão no reservatório ou mesmo comprimi-lo através de pequenos compressores para uso dentro da própria companhia⁵².

Chama atenção notar que há birutas junto aos tanques de decantação ou armazenamento, justamente para que os operados saibam a direção do vento no momento da ventilação e possam fazer essa operação com mais segurança, afastando possíveis fontes de ignição da direção da dispersão dos gases

Tratando-se agora da relação comercial entre a Petrobras e os produtores, esta relação segue regras de livre negociação. O preço pago pelo petróleo entregue nos terminais da Petrobras é determinado basicamente em função das cotações internacionais do petróleo tipo Brent. Porém pode haver um fator de correção que depende da qualidade do petróleo entregue. Para petróleos de melhor qualidade que o referencial Brent, por exemplo, com grau API maiores ou menores teores de enxofre, há um acréscimo no valor do barril pago pela Petrobras. Por sua vez, petróleos de menor qualidade que o referencial Brent, ou com características de entrega que prejudiquem sua qualidade, há um decréscimo do valor pago pela Petrobras⁵³.

Para o caso dos produtores do Recôncavo Baiano, as principais características que influem nessa redução são as porcentagens de água e sal associados, pois os pequenos produtores normalmente não têm a possibilidade de implantação de infra-estrutura necessária para o tratamento inicial do petróleo produzido, para que se elimine o excesso de água ou sal associados.

Esse tratamento é feito em tanques, onde o óleo é separado da água por diferença de densidades, ou seja, através da separação do petróleo da água com sal. Produtores melhores equipados possuem vários tanques de transferência onde a emulsão é depositada no primeiro tanque, ficando descansando por um intervalo de tempo que pode chegar a um dia. Separado o petróleo da água. A seguir, o petróleo é transferido para outro tanque, onde novamente é deixado em repouso para nova separação do restante da água salgada produzida. Esse processo ainda pode ser repetido mais uma vez, de modo a se obter um petróleo com menos

⁵² Vide figura 4, página 41.

⁵³ Informações confirmadas na visita de campo.

de 1% de água produzida, característica essa que atende os requisitos da refinaria Landulpho Alves da Petrobras⁵⁴.

Ressalta-se que produtores com essa capacidade de tratamento inicial, ainda recolhem a água produzida e removem mais uma fração do petróleo presente nesse rejeito de modo a melhorar seu rendimento. O petróleo obtido nesse processo é inserido num dos tanques das etapas seguintes para receber novo tratamento por decantação e assim sucessivamente. A água que sobra do processo é normalmente reinjetada pelo produtor ou cedida à Petrobras ou ainda a outro produtor para reinjeção. Em nenhuma hipótese é possível seu descarte *in natura* no meio ambiente⁵⁵.

Existe ainda a questão da caracterização química do petróleo que cada produtor deve apresentar à Petrobras justamente para o cálculo do fator de acréscimo ou decréscimo do preço pago em relação ao Brent. Essa caracterização pode ser feita em laboratórios credenciados no Brasil ou exterior e onera substancialmente o produtor. Na prática, a própria Petrobras faz essa caracterização em seus laboratórios e desconta das faturas pagas ao produtor⁵⁶.

Há, porém uma tentativa de mobilização das associações de produtores (APPOM) para a implantação de um laboratório próprio que atendeste os produtores independentes e reduzisse os custos de caracterização, porém essa iniciativa, até o primeiro semestre de 2009, ainda encontrava-se em fase de estudo, conforme levantado junto aos produtores visitados pelo autor.

Uma vez fixado o fator de correção em relação à cotação Brent, a Petrobras paga pelo petróleo entregue em faturas mensais com vencimento no mês subsequente, porém utiliza-se a cotação Brent média do mês da produção. O volume produzido no mês é multiplicado pela cotação média, aplicando-se o fator de correção inerente à característica química do petróleo caracterizado pelo laboratório credenciado ou pela Petrobras. O produtor recebe pelo petróleo de 15 a 30 dias após o mês de produção.

Segundo os produtores locais visitados, essa remuneração é pontual, salvo fatores de ordem administrativa inerentes às empresas envolvidas.

⁵⁴ Informações confirmadas na visita de campo.

⁵⁵ Informações confirmadas na visita de campo.

⁵⁶ Informações confirmadas na visita de campo.

A ANP é informada dos volumes e valores comercializados para que se efetue o cálculo e recolhimento de impostos, *royalties*, sendo que as remunerações dos superficiários ficam por conta do produtor.

Segundo levantamento de campo, no que se refere ao gás natural, a Petrobras não tem adquirido esse produto de produtoras independentes (até meados de 2009), justamente pelas dificuldades de transporte que inviabilizam comercialização de pequenos volumes. Há apenas uma empresa independente que fornece gás natural à Petrobras, mas isso é feito num regime de parceria, onde essa empresa opera campos e poços da própria Petrobras e é remunerada como prestadora de serviços, utilizando inclusive, plantas industriais e linhas de tubos da própria empresa estatal.

É importante ressaltar que na relação entre a Petrobras e os produtores independentes, ocorre num ambiente onde as regras de mercado são respeitadas. A Petrobras como uma sociedade anônima de capital misto e com ações negociadas em bolsa, inclusive na Bolsa de Valores de Nova Iorque, deve respeitar diversas regras impostas pela legislação brasileira e norte-americana, em especial as regras estabelecidas pela Lei Sarbanes-Oxley (PRETROBRAS 2009).

Esta Lei impõe condutas de mercado mais rígidas e transparentes à empresas com ações nos Estados Unidos visando proteger os investidores (SARBANES-OXLEY, 2009)⁵⁷ Dentro dos princípios impostos por essa lei, as empresas, no caso a Petrobras, deve sempre buscar a melhor rentabilidade para seus acionistas na relação com seus fornecedores, daí a impossibilidade da ANP impor a Petrobras qualquer regra para subsídio que favoreçam ou incentive de modo artificial os pequenos produtores. Qualquer iniciativa de incentivo aos produtores independentes feitas através de outros instrumentos, organismos ou agentes, sem a participação da Petrobras.

Segundo levantamento em campo, há alternativas para a venda do petróleo ou gás natural para os produtores além da Petrobras sendo que espera-se o aumento destas alternativas aumentem num futuro próximo. Já há uma refinaria no interior do estado de São Paulo que ocasionalmente compra petróleo leve de alguns produtores para melhorar seu *blend* de refino. Está prática encontra a barreira do transporte da Bahia à São Paulo que é feita por meio rodoviário, inviabilizando, a princípio, a comercialização freqüente.

⁵⁷ Disponível em <http://www.sarbanes-oxley.com/>, acessado em 03/02/2010.

Há a possibilidade ainda de venda do petróleo produzido diretamente a indústrias químicas ou empresas do pólo petroquímico de Camaçari, porém esses potenciais compradores ainda são incipientes perto da Petrobras.

Como última alternativa, resta a possibilidade da venda de petróleo bruto para queima em empresas produtoras de produtos com alto consumo energético, em especial produtoras de cimento. Naturalmente, a remuneração nesses casos não alcança os patamares negociados com a Petrobras, mas serve para a diluição do monopólio que essa empresa aparentemente exerce sobre os produtores independentes⁵⁸.

A perspectiva a médio ou longo prazo da implantação da nova refinaria do Nordeste da Petrobras em conjunto com a Pedvesa⁵⁹ pode criar um novo mercado aos produtores independentes, abrangendo tanto produtores do Recôncavo Baiano como de outras bacias sedimentares. Esta nova fonte de demanda pode viabilizar a produção independente em outras bacias sedimentares mais ao norte da Bacia do Recôncavo Baiano. É necessário enaltecer e lembrar que há uma vantagem competitiva dos produtores do Recôncavo, no que se refere ao grau API, pois há indicativos que o petróleo a ser refinado na nova refinaria será de origem venezuelana e especificamente de característica pesada. Neste caso, petróleos leves, mesmo em pequenos volumes serão muito valorizados para a composição do *blend* de refino⁶⁰.

Quanto ao gás natural, como já mencionado, as questões de logística e transporte dificultam a comercialização tanto com a Petrobrás quanto a outros potenciais compradores. Porém foi levantado em campo pelo autor que há pelo menos uma empresa independente que está se especializando na produção de campos maduros produtores de gás natural, na região sul da Bacia do Recôncavo Baiano. Essa empresa está aproveitando a oportunidade de estar próximo a centros consumidores de gás natural, com especial acesso aos gasodutos da concessionária que comercializa e distribui gás natural na Bahia, a Bahia Gás. Essa empresa se equipou para tratar o gás natural dos campos produtores na Ilha de Itaparica e adjacências e consegue fornecer gás comprimido nos gasodutos da concessionária.

⁵⁸ Constatações levantadas em campo através de entrevistas à gestores de empresas independentes.

⁵⁹ Pedvesa: Petróleo da Venezuela S.A.

⁶⁰ Expectativa revelada por gestores de empresas independentes entrevistados.

3.6 A influência do regulador na atividade econômica

A ANP é o órgão regulador responsável pelas concessões de blocos exploratórios e estabelecimento das regras que norteiam a atividade exploratória, refino e distribuição de petróleo, gás natural e biocombustíveis no Brasil. Conforme apontado na seção 3 do capítulo 2, a ANP que representa os interesses da União dentro de setor de petróleo e gás natural, tanto em *upstream* quanto em *downstream*.

Segundo Ribeiro, M. (2007), são objetivos da ANP dentro da atividade exploratória em campos maduros e áreas com acumulações marginais:

- a otimização dos recursos de óleo e gás natural da União,
- incentivar a produção de petróleo e gás natural por empresas de pequeno e médio porte,
- estimular o desenvolvimento local de atividades industriais no mercado de petróleo e gás natural,
- auxiliar o poder público regional em função do aumento de arrecadação de impostos e tributos advindos da atividade exploratória,
- contribuição para o desenvolvimento de áreas carentes via geração de empregos e oportunidades de serviços em áreas correlatas,
- proteção e reparo do meio ambiente.

A despeito dos objetivos da ANP apresentados por Rosado (2007), a última rodada de licitação de campos maduros ou áreas com acumulações marginais foi realizada em junho de 2006 e ainda não dispendo para licitação nenhuma área da Bacia do Recôncavo Baiano. Segundo Santos Jr (2008), estava prevista a terceira rodada de licitação de áreas maduras⁶¹ para meados de 2009, que não foi realizada, não havendo até o segundo semestre de 2009 nenhuma movimentação por parte de ANP para a publicação de edital convocando as empresas para essa rodada.

Desde a segunda rodada, a atuação da ANP têm se concentrado na fiscalização dos produtores e cumprimento dos contratos de concessão já firmados. Segundo constatado em campo na visita realizada aos produtores do Recôncavo Baiano, ANP acompanha o dia a dia da operação dos campos. No dia a dia da fiscalização, são realizadas as seguintes atividades:

⁶¹ No jargão do mercado, as duas rodadas de licitação de campos maduros campos maduros, são conhecidas como “rodadinhas”. Era esperada a terceira rodadinha para o primeiro semestre de 2009.

- a) Fiscalização dos produtores na manutenção ambiental das áreas ao redor dos campos;
- b) Levantamento dos volumes produzidos, tanto em petróleo e gás natural
- c) Verificação do destino da água produzida junto aos campos;
- d) Mediação de conflitos entre os produtores e superficiários;
- e) Verificação de normas de segurança cabíveis às operações;
- f) Limpeza e conservação das áreas produtores;
- g) Inspeção de tanques de armazenagem e dutos de transporte de hidrocarbonetos.

Do ponto de vista da oferta e demanda, a ANP, segundo entrevistas realizadas à representantes de empresas produtoras e da Petrobras, não interfere em questões mercadológicas, não havendo portanto, nenhuma influência ou pressão aparente para que se realizem transações de compra e venda entre produtores e compradores, em especial a Petrobras como compradora. Da mesma forma, não há influência da ANP nos preços praticados entre as partes.

A partir dos objetivos que foram atribuídos à ANP pela Lei do Petróleo, no que se refere ao fomento à produção de petróleo, respeitando-se os interesses da União (RIBEIRO, M. 2007). Estes objetivos estão sendo cumpridos parcialmente, pois a ausência de novas rodadas de licitação contemplando o restante dos campos maduros devolvidos pela Petrobras e das áreas com acumulações marginais, parece revelar a relativa falta de interesse da ANP no desenvolvimento a ampliação dessa atividade econômica. Está constatação foi comprovada a partir de entrevistas com gestores de empresas independentes no Recôncavo Baiano. Pode-se observar, no entanto, que a ANP mantém a fiscalização atuante sobre os produtores e cumprimento dos contratos já celebrados.

A observação da presença de áreas em novas fronteiras *onshore* na Bacia do Recôncavo, licitadas desde a segunda até a décima rodada de Licitações de Blocos Exploratórios da ANP, poderia sugerir um suplemento para oferta de áreas exploratórias efetuadas nas “rodadinhas” já realizadas. A tabela 10 indica a presença da Bacia do Recôncavo, em áreas *onshore* e *offshore*, da segunda à décima licitação de áreas de novas fronteiras⁶².

Tabela 10: Participação da Bacia do Recôncavo nas Rodadas de Licitações da ANP.

⁶² Chama a atenção o fato da décima rodada se fixar somente em áreas *onshore* em todas as bacias licitadas.

Bacia	Rodada 1	Rodada 2	Rodada 3	Rodada 4	Rodada 5	Rodada 6	Rodada 7	Rodada 9	Rodada 10
Amazonas		✓		✓					✓
Barreirinhas			✓	✓	✓	✓	✓		
Camamu-Almada	✓	✓	✓			✓	✓		
Campos	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	
Ceará			✓						
Cumuruxatiba	✓			✓					
Espírito Santo	✓		✓	✓	✓	✓	✓	✓	
Foz do Amazonas	✓			✓	✓	✓	✓		
Jequitinhonha			✓	✓	✓	✓	✓		
Pará-Maranhão		✓	✓	✓		✓	✓	✓	
Paraná	✓	✓	✓						✓
Parnaíba				✓				✓	✓
Pelotas				✓	✓	✓	✓		
Pernambuco-Paraíba				✓				✓	
Potiguar	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Recôncavo		✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Rio do Peixe								✓	
Santos	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	
São Francisco				✓			✓		✓
São Luís				✓					
Sergipe-Alagoas		✓	✓	✓		✓	✓		✓
Solimões				✓			✓		
Total	8	9	12	18	9	12	14	9	7

Fonte: ANP (2009).

A sugestão de que as áreas *onshore* em novas fronteiras licitadas na bacia do Recôncavo Baiano pudesse ser um suplemento às “rodadinhas” já realizadas deve ser observada com relativa parcimônia, pois não há necessariamente reservas provadas nessas áreas exploratórias licitadas, conferindo um caráter marcadamente de nova fronteira exploratórias ao invés de área marginal. Como já mencionado, para o caso de produção em áreas em novas fronteiras, mesmo em situação *onshore*, faz-se necessário aos concessionários investimentos em novas sísmicas ou reprocessamento de sísmicas antigas, perfuração de poços exploratórios junto com toda a infra-estrutura imposta para realização desse

procedimento, tais como terraplanagem, preparo de acessos à sondas, maquinário e equipamentos, logística para pessoal entre outros.

Todo o aparato técnico descrito pode implicar em montantes de investimentos e assunção de riscos característicos da produção em áreas de novas fronteiras, possivelmente além da capacidade das empresas de pequeno porte e no limiar pretendido por empresas de médio porte.

3.7 Questões ambientais e descomissionamento

A análise da variável ambiental é importante na avaliação do empreendimento, ocorrendo em três momentos distintos: antes, durante e depois das atividades de exploração e produção de petróleo ou gás natural (MACHADO, 2009).

Na fase preliminar, anterior ao início das atividades de campo, quando são necessárias as obtenções de licenças ambientais para o desenvolvimento das atividades exploratórias, produção, armazenamento, processamento do petróleo ou gás natural e transporte. O licenciamento ambiental é um dos fatores que podem inviabilizar um empreendimento exploratório.

Sem o devido licenciamento ambiental, não há possibilidade da execução de qualquer atividade de campo, o que não significa que em nome do avanço exploratório e do desenvolvimento da atividade econômica, deva-se forçar o licenciamento ambiental às margens da lei.

Ocorre que segundo Machado (2009), há pouca integração entre as diversas entidades intervenientes, tanto do lado que organiza as licitações de áreas quanto do lado que cede o licenciamento ambiental. Esse fato acarreta em incertezas, pois mesmo de posse de diretrizes ambientais favoráveis, o empreendedor não tem garantias que essas diretrizes serão confirmadas para obtenção do licenciamento definitivo.

Rodrigues F. (2007) cita a lentidão do licenciamento ambiental como empecilho relevante para o desenvolvimento da atividade exploratória por parte significativa das empresas petroleira, revelando uma das parcelas significativas do risco exploratório.

A ANP, na escolha das áreas a serem licitadas, já procura disponibilizar pareceres ou diretrizes ambientais de modo a não se disponibilizar, no processo de licitação, de áreas que não possam ser exploradas por impedimento ambiental, tais como Áreas Legalmente Protegidas (APAS), Áreas de Proteção Ambiental (APP) entre outras ou mesmo áreas que já possuam passivos ambientais que não sejam passíveis de aprovação.

Rodrigues F. (2007) cita ainda o documento publicado pelo Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA):

“Guias para o Licenciamento Ambiental das Atividades de Exploração de Petróleo – Sísmica e Perfuração”. Estes 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.

O guia é, portanto, uma tentativa de se mitigar as incertezas trazidas pelas variáveis ambientais e sua correta avaliação dentro das simulações econômicas e técnicas do empreendimento na fase preliminar à licitação. Pelas diretrizes do guia, a avaliação econômica deve contemplar ainda as pesquisas da carga tributária que o empreendimento será submetido, seja em termos de royalties, sejam encargos trabalhistas, impostos e tributos diretos e indiretos nas esferas municipais, estaduais e federais. Devem ainda ser ponderadas as variáveis geológicas, logísticas, técnicas, ambientais, financeiras e a simulação de cenários futuros.

Machado (2009) cita que cabe aos órgãos estaduais o fornecimento das licenças ambientais, no caso baiano, o Centro de Recursos Ambientais – DRA, e Conselho Estadual de Meio Ambiente – CEPRAM. Esses órgãos, no exercício de suas funções, são responsáveis

pelos atos administrativos que licenciam um empreendimento exploratório. São eles: Autorização Ambiental, Licença Ambiental e Anuência Prévia. Destes, a Licença Ambiental é constituída por três que se complementam: A Licença de Localização, Licença de Implantação e Licença de Operação, sendo que para empreendimentos de menor porte, estas três podem ser substituídas pela Licença Ambiental Simplificada.

A tabela 11 apresenta o enquadramento de porte de empreendimentos versus o tipo de licença apropriada:

Tabela 11: Enquadramento ambiental pelo porte do empreendimento

Porte	Profundidade dos poços	Tipo de licença
Micro	Menor que 500 m	Simplificada
Pequeno	Entre 500 e 1.500 m	Simplificada
Médio	Entre 1.500 e 3.000 m	Localização, Implantação e Operação
Grande	Entre 3.000 e 4.500 m	Localização, Implantação e Operação
Excepcional	Acima de 4.000 m	Localização, Implantação e Operação

Fonte: Machado (2009).

Cabe observar que segundo Feijó (2005), a maioria dos poços perfurados na Bacia do Recôncavo Baiano situam-se entre 1.500 e 3.000 m de profundidade, sendo, portanto segundo a tabela, necessárias as Licenças de Localização, Implantação e Operação. São exceções os campos situados na região sul da Bacia do Recôncavo, notadamente na Ilha de Itaparica, que atingem profundidades inferiores a 1.000 m e notabilizam-se pela produção de gás natural.

Para obtenção das licenças citadas é grande o número de variáveis analisadas, tais como o estado do poço ou poços dentro da área, estado dos equipamentos, intenção ou não de perfuração de mais poços, destino dos rejeitos, plano de destino da água produzida, entre

outras. Machado (2009) cita prazos acima de um ano para a análise da documentação e obtenção das licenças necessárias para o efetivo prosseguimento das atividades exploratórias.

Ao se levar em conta os prazos para obtenção de licenças ambientais, o empreendedor se depara, em seu plano econômico, com o fato de ter de aguardar esse período para poder iniciar as atividades exploratórias e assim que possível, começar a produzir e buscar a inversão do fluxo de caixa do empreendimento. Pela análise econômica mais comumente utilizada, o Valor Presente Líquido (VPL) de um empreendimento, o período inicial aos investimentos são de capital importância para a obtenção da rentabilidade necessária ao empreendimento. A abreviação deste período, no entanto, têm-se esbarrado em questões ambientais.

Cabe ainda a observação que não se pode atribuir aos órgãos de análise ambiental a culpa pelo extenso prazo para a análise da documentação e liberação das licenças. Segundo produtores locais entrevistados durante as pesquisas de campo, há falta de conhecimento por parte dos empreendedores para a elaboração e organização da documentação ambiental. Isso implica na maioria dos casos, em desperdício de tempo precioso para a rentabilidade do empreendimento.

Nesse sentido, ainda se configura o surgimento de uma nova oportunidade na prestação de serviços ligada aos empreendimentos em campos maduros e áreas com acumulações marginais: a prestação de serviços de acessória para a obtenção de licenças e gestão ambiental. Machado (2009) aponta que grande parte dos campos licitados nas duas rodadas de licitações de campos maduros e áreas com acumulações marginais possuem as licenças ambientais completas para operação, confirmando a necessidade de especialização profissional nessa matéria. Considera-se que boa parte da fatia de rentabilidade do empreendimento é obtida na fase inicial, a licença ambiental se configura como um documento valioso para o empreendedor majorando o valor daqueles profissionais especializados nessa matéria.

Paralelamente ao âmbito estadual analisado até o momento, há outras etapas fundamentais para instrução dos processos de licenciamentos ambientais igualmente importantes ou restritivas. Machado (2009) resume essas etapas como anuência municipal, autorização dos superficiários, interface com a sistemas hídricos e interface com a Secretária

de Meio Ambiente e Recursos Hídricos – SEMARH para outorga de água, supressão de vegetação, anuência de gestores de Áreas de Conservação.

Cabe ressaltar a costumeira dificuldade no trato com os superficiários, pois nem sempre a situação da propriedade está regular ou há sequer há um proprietário, sendo a propriedade alvo de processos fundiários, partilhas ou mesmo ausência do proprietário.

A importância da questão ambiental se estende à fase de implantação do empreendimento e as externalidades que a atividade econômica irá proporcionar aos *stakeholders*⁶³. À medida que um campo declina sua produção, a produção de água produzida aumenta proporcionalmente. Essa água não pode ser descartada diretamente no meio ambiente, devendo ser devidamente tratada ou reinjetada. Os cuidados com a contaminação do solo e subsolo com vazamentos ou derramamentos de óleo, lama de perfuração ou outros fluidos devem ser redobrados, pois configuram passivos ambientais extremamente prejudiciais ao meio, acarretando ônus cíveis e até criminais aos operadores (SILVA, 2004).

O tratamento da água constitui um capítulo à parte, pois seu processamento é oneroso e difícil. Em situações em que a condição do reservatório permite e o poço proporcione potencial econômico, promove-se a perfuração de um poço destinado à injeção dessa água, garantindo a pressão do reservatório e mitigando o potencial danoso do descarte no meio ambiente.

Segundo Silva (2004), quanto mais pesado o óleo⁶⁴, maior a dificuldade para a separação destas fases. O fator *Basic Settling and Water* (BSW), que mede a porcentagem de água presente no petróleo, deve ser menor que 1% para ser aceito em refinarias da Petrobras. Além disso, a água contém sais inorgânicos tais como cloretos, sulfatos, carbonatos de sódio, cálcio e magnésio os quais dificultam a manipulação do petróleo tanto na refinaria quanto no transporte, pois requerem preparação das instalações, tubulações e unidades de processamento nas refinarias.

Rodrigues, J. (2007), aponta que a salinidade aumenta com a profundidade do poço, trazendo microorganismos que podem gerar substâncias corrosivas e podendo conter sólidos provenientes de rochas e de incrustações. Do ponto de vista operacional, a água pode acarretar

⁶³ Todas as pessoas envolvidas diretamente ou indiretamente no evento ou processo, seja da comunidade atingida, da empresa ou do governo.

⁶⁴ Petróleo pesado é aquele com grau API menor que 21,9 (FALCÃO, 2006)

o superdimensionamento das instalações de coleta, armazenamento e transferência, maior consumo de energia, além de incrustações e corrosões. A presença de sais e ácidos pode provocar corrosão, danos ambientais, explosão e perdas de produtos.

Ainda há possibilidade de tratamento Termoquímico para acelerar o processo de separação das fases de óleo e água. Este processo consiste na quebra da emulsão pelo aquecimento (Temperatura entre 45°e 60°C), usando tanques de lavagem e tratadores. O uso de desemulsificante é imprescindível para reduzir tempo e aumentar eficiência. Mesmo assim não se consegue eliminar toda a água emulsionada e o petróleo é enviado as refinarias com alguma água, que será removida no processo. Hoje, aceita-se com BSW<1% e salinidade <500 mg/l (RODRIGUES J. 2007).

A alternativa mais comumente utilizada é a de vasos separadores que não possuem baixo custo, cujo esquema é ilustrado na figura 15.

Figura 15: Esquema de um separador trifásico gravitacional

Fonte: SILVA (2004).

Além das questões relativas ao destino da água produzida, a operação do empreendimento de produção de petróleo e gás natural é relativamente simples e oferece pouco risco ambiental. No caso do petróleo, o bombeio é feito por bombas tipo cavalo de pau ou centrífugas de pequeno porte. São operações silenciosas e pelo fato da elevação do óleo ser forçada, a simples paralisação do equipamento elevatório é suficiente para estancar algum vazamento. Soma-se ainda a pouca produção de cada poço, característica comum na operação tanto de poços maduros ou situados em áreas com acumulações marginais. Em caso da ocorrência de algum vazamento, os volumes são igualmente pequenos limitando o dano ambiental, normalmente a área limitada pelo patamar do poço. A figura 16 apresenta o pires de captação e contenção junto ao equipamento de bombeio, responsável por confinar pequenos vazamentos.

Fig. 16: Pires de captação de vazamento em poço em operação

Fonte: Imagem captada durante a pesquisa de campo do autor no município de Catu – BA em abril de 2009.

O aspecto do descomissionamento⁶⁵, por fim, não pode ser esquecido no planejamento técnico e financeiro de uma operadora de campos de petróleo, sejam maduros, novas fronteiras, *offshore* ou *onshore*, porém em cada uma dessas modalidades o enfoque e principalmente os custos dessa operação são diferentes (FERREIRA, 2003).

Com o declínio da produção de campos em diversas partes do mundo, em especial no Golfo do México, surge a questão do descomissionamento, ou seja, desativação do campo produtor, removendo-se todos os equipamentos e reconstituindo o meio ambiente original da área.

Ruivo (2001) aponta o surgimento da questão dos custos imprevistos e impactos ambientais advindos do descomissionamento de plataformas *offshore* no golfo do México, Mar do Norte e em outras regiões do planeta. Ocorre fato análogo quando se trata de campos *onshore*, em especial nos campos maduros reativados ou áreas de acumulações marginais, pois os custos de descomissionamento devem ser compatíveis com a rentabilidade econômica do empreendimento. Neste sentido os custos associados devem estar sempre sob controle.

Possivelmente, a maneira mais eficaz de minimizar estes custos, fazendo o descomissionamento do campo de modo compatível com a legislação vigente e ambientalmente responsável, é a mitigação dos danos ambientais durante a operação.

Diamond (2002) aponta o exemplo de produção *onshore* ambientalmente responsável da Chevron na bacia do Rio Kikori, Papua-Nova Zelândia. Esta empresa revela obsessão pela questão ambiental. Certamente os custos da desativação das operações neste campo serão muito menores e muito mais consistentes do que em outros casos, embora a operação do campo se revele protetora do meio ambiente, uma vez que a Empresa trata sua preservação como parte da operação.

Menciona-se ainda que práticas ambientalmente e socialmente responsáveis geram a valorização da empresa junto à opinião pública e, conseqüentemente, a valorização de suas ações. A lógica por trás deste raciocínio é a de que os acionistas perdem o receio de investir

⁶⁵ O termo descomissionamento não existe em língua portuguesa. Segundo Ferreira (2003) trata-se do processo que completa e encerra o processo de comissionamento. Esse termos já se encontra consagrado pela indústria petroleira e refere-se especificamente aos procedimentos de encerramento das atividades ou operação de um poço ou campo de petróleo ou gás natural.

seu capital em empresas cujos riscos de processos judiciais devido a danos ambientais sejam menores.

O contra-exemplo é o da companhia estatal da Nova Guiné, a Petramina, que promoveu uma verdadeira hecatombe ambiental na ilha de Salawati, na costa da Nova Guiné Indonésia, com a verdadeira extinção de boa parte da vida animal e vegetal da ilha. Exemplos de outras atividades de extração mineral irresponsável são apresentados, inclusive casos em que a empresa não suportou os custos de descomissionamento, indo à falência. Esse foi o caso da mina de cobre de Panguna, na ilha de Bougainville, na Papua-Nova Guiné, que foi desativada após um imenso levante popular contra o lançamento de rejeitos tóxicos no rio Jaba. Nestes casos, a sociedade acaba arcando com os custos de recuperação do meio ambiente, se é que haverá possibilidades de recuperação algum dia (DIAMOND, 2002).

No caso de campos maduros, é essencial o cuidado com a operação e o manuseio dos fluídos relacionados à operação, tanto o óleo e a água produzidos pelo campo quanto os fluidos de perfuração e produtos químicos utilizados na separação do produto água – óleo. O manejo ambientalmente correto destes elementos serão fundamentais para o descomissionamento efetivo da unidade de produção ou poço.

Ainda, Tavares (2007) aponta as portarias específicas de interesse para balizamento das operadoras:

- Portaria ANP 114/01: define procedimentos a serem adotados para devolução de áreas de concessão na fase de exploração, incluindo orientações para recuperação ambiental das áreas;
- Portaria ANP 025/02: regulamenta os procedimentos a serem adotados para o abandono de poços de petróleo e/ou gás;
- Portaria ANP 003/03: estabelece procedimentos para comunicação de incidentes e
- Portaria ANP em elaboração: desativação de instalações e devolução de áreas de concessão na fase de produção.

3.8 Conclusões do capítulo 3

O capítulo 3 apresentou os elementos que compõem a atividade econômica de produção de campos maduros e áreas com acumulações marginais na Bacia Sedimentar do

Recôncavo Baiano a partir da perspectiva da oferta e demanda e os fatores externos e internos que influenciam essa relação.

Inicialmente analisou-se o cenário externo, mais especificamente a influência das recentes variações das cotações internacionais do petróleo sobre a atividade econômica de produção de campos maduros no Recôncavo Baiano. As cotações internacionais de referência para as transações comerciais entre os produtores e a principal compradora (Petrobras) é a cotação Brent que se situava no patamar de US\$ 60,00 o barril às vésperas da Primeira Rodada da ANP em outubro de 2006, ocasião em que as empresas finalizaram seus orçamentos para participação desta rodada. No transcurso do ano de 2006 as cotações atingiram picos máximos próximos a US\$ 80,00 o barril e mínimos próximos a US\$ 50,00 já no final deste ano. A partir de 2007 as cotações sofreram alta constante culminando com pico histórico de US\$ 147,00 o barril em julho de 2008, caindo acentuadamente até US\$ 37,00 o barril em janeiro de 2009.

Das visitas realizadas por este autor às empresas operadoras de campos maduros constatou-se que, de modo geral, o período compreendido entre ano de 2007 e até outubro de 2008 foi favorável às empresas independentes, pois as cotações Brent superaram as cotações da época da Primeira Rodada. Este período de alta possibilitou rentabilidades que permitiram à algumas empresas que empreendessem campanhas exploratórias, seja com recursos próprios seja com a captação de recursos no Brasil ou exterior. Algumas empresas participaram ainda de Rodadas de Novas Fronteiras Exploratórias da ANP na própria bacia do Recôncavo Baiano e em outras bacias.

O período de queda abaixo dos US\$ 60,00, de outubro de 2008 a junho de 2009, justamente na época da visita a campo deste autor, trouxe certa apreensão, pois o relativo sucesso exploratório da época das altas cotações, para algumas empresas, não compensou os investimentos, situação agravada ainda pela queda das cotações.

De modo geral, contudo, a média das cotações Brent entre janeiro de 2005 a janeiro de 2010 situou-se no patamar de US\$ 70,21 o barril, acima, portanto dos US\$ 60,00 da época da Primeira Rodada sinalizando que, apesar das grandes oscilações, foi positiva a influência das cotações internacionais do petróleo para a atividade econômica tratada neste texto.

A análise dos fatores que influenciam a atividade exploratória de campos maduros e áreas com acumulações marginais prosseguiu com a análise da influência das recentes descobertas da camada pré-sal na bacia de Santos. De modo geral, estas descobertas despertaram debates sobre a necessidade da revisão dos marcos regulatória do setor, gerando possivelmente os sucessivos adiamentos da Terceira Rodada de Licitação de Campos Maduros. Esta Rodada ainda não havia sido realizada até o início de 2010.

O contexto geológico e geográfico do Recôncavo Baiano também foi abordado neste capítulo. Foi evidenciando, do ponto de vista geológico, o potencial produtor da Bacia do Recôncavo Baiano que embora marginal, existe e ainda é significativo principalmente para o horizonte dos produtores independentes. Do ponto de vista da geografia humana, a região é composta por municípios de baixo IDH, porém que receberam o impacto o positivo das companhias independentes e a ampliação das atividades poderia trazer benefícios ainda mais significativo às economias locais.

A oferta de petróleo e gás natural é proporcionada pelas as empresas independentes operadoras dos campos e áreas com acumulações marginais, obtidos na Primeira Rodada de Licitação de Campos Maduros e Áreas com Acumulações Marginais da ANP realizada em outubro de 2005. Estas são empresas de pequeno e médio porte que possuem a capacidade de reativar e operar campos com baixos volumes de produção e mesmo assim, viabilizar estes empreendimentos com baixos custos operacionais e indiretos.

O principal agente de demanda para o petróleo produzido é a Petrobras, através da Refinaria Landulpho Alves (RLAM). Esta refinaria necessita de petróleo leve para compor o *blend* de refino em conjunto com petróleos mais pesados oriundos da Bacia de Campos e o petróleo produzido no Recôncavo Baiano possui bom grau API se adéqua nesta composição, abrindo o interesse da Petrobras para o petróleo produzido nos campos maduros. Há outras fontes de demanda, porém consideradas ocasionais, pois não representam o foco de venda das companhias independentes.

No que se refere aos preços praticados nas operações de compra e venda entre os produtores e a Petrobras, estes são baseados em cotações internacionais Brent, com acréscimos ou decréscimos que dependem da qualidade do petróleo oferecido em relação ao referencial Brent. Como há poucos compradores em relação aos vendedores, este mercado não pode ser considerado verdadeiramente competitivo, segundo a definição de Mankiw

(2001), porém a regra de fixação dos preços de forma clara e consensual entre compradores e vendedores garante estabilidade do mercado.

Sobre a influência do agente regulador, a ANP, este se limitando ao papel de fiscalizar e fazer cumprir os interesses da União, através da fiscalização das operações e aferição dos volumes produzidos, importantes na determinação dos *royalties*, impostos e tributos e condições de segurança e preservação do meio-ambiente. Cabe a observação da ausência de rodadas de licitações de novas áreas ou campos no Recôncavo desde outubro de 2005.

O capítulo é finalizado com a abordagem das questões ambientais relativas às operações de produção de petróleo e gás natural pelas empresas independentes no Recôncavo Baiano. Antes do empreendimento, devem ser observadas as licenças ambientais pertinentes para liberação e adequação do empreendimento à legislação ambiental aplicável. Durante a vigência do empreendimento, foi evidenciado no capítulo, o menor potencial de dano ambiental das operações. A legislação ainda impõe procedimentos e reservas de receita para que seja possível o correto descomissionamento das instalações ao final do empreendimento.

4 Análise econômica de um empreendimento em campo maduro

Neste capítulo são apresentadas as simulações referentes à análise de viabilidade econômica de um projeto típico de empreendimento de revitalização de um campo maduro de petróleo. A análise é realizada sobre um período já ocorrido, ou seja, levando em conta a produção do projeto analisado entre os anos 2005 e 2009. As simulações, por sua vez, são feitas sobre o projeto de um campo real situado no Recôncavo Baiano, tomando como parâmetros os montantes médios de investimento na atividade de produção da região e os valores recebidos pelo óleo vendido no período compreendido entre os anos 2005 e janeiro de 2010.

Para a realização do estudo de viabilidade, é proposto um modelo que simula o fluxo de caixa descontado para um empreendimento típico a partir de condições iniciais levantadas nas visitas de campo realizadas no primeiro semestre de 2009. Dentre os principais dados considerados destacam-se: (a) os investimentos iniciais para revitalização; (b) os custos com bônus de assinatura; (c) os custos de infra-estrutura e (d) os custos de manutenção e operação do empreendimento. Tais custos são detalhados nos parágrafos seguintes.

Deve-se observar que as primeiras simulações do fluxo de caixa têm como variáveis de entrada o valor de venda do petróleo produzido e o custo de capital, perfazendo diferentes cenários. Neste contexto, alternam-se combinações de preços de petróleo alto e baixo com custos de capital alto e baixo.

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 não apenas para o país, como para a humanidade que não haja uma quantidade significativa de campos semi ou parcialmente explorados (PARENTE *et al*, 2006).

Para isso, são analisados o Valor Presente Líquido (VPL), o *Payback* Descontado e a Taxa Interna de Retorno (TIR), obtidos a partir de simulações com diferentes cenários de partida. Esses cenários de partida, conforme mencionado contemplam a flutuação de duas

variáveis de entrada: custo de capital⁶⁶ do empreendimento e preço do petróleo vendido caso este preço tivesse se mantido mais elevado ou em patamares mais baixos, ou venha a se comportar neste intervalo de custos e preços nos próximos anos.

Trabalhando-se com as hipóteses iniciais de uma combinação de custo de capital (ou taxa de desconto) alto e baixo com preços de petróleo alto e baixo, estabelece-se uma envoltória que contempla parte significativa das possibilidades reais para o VPL do empreendimento analisado. Adicionalmente calcula-se a TIR de acordo com variações preços de venda do petróleo. A finalidade da obtenção da envoltória de possibilidades é justamente verificar as condições reais de contorno para haver viabilidade de projetos de revitalização de campos maduros, tendo em vista as oscilações do preço do petróleo vendido e do custo do capital empregado.

O empreendimento adotado no modelo de simulação foi escolhido a partir de uma área real disponibilizada para licitação na Primeira Rodada de Licitação de Campos Maduros e Áreas com Acumulações Marginais da ANP no Recôncavo Baiano, ocorrida em 2005, e denomina-se campo “Fazenda São Paulo”. Tal escolha baseou-se no fato de este ser um campo típico na região com parâmetros médios de produção local. Dentre as áreas licitadas na Primeira Rodada de Licitação de Campos Maduros, selecionou-se uma área típica com parâmetros medianos e disponibilidade suficiente de dados para se obter as condições de contorno do modelo mais próximas à realidade local.

Para a fixação das hipóteses iniciais do projeto, quanto aos custos, entre outras, foram utilizados dados colhidos durante visita em campo realizada ao longo do primeiro semestre de 2009. Nesse período foram visitadas as sedes administrativas e bases operacionais de várias empresas privadas independentes que atuam na atividade de produção nos municípios de Salvador, Catu e Mata de São João, municípios estes integrantes da região denominada de Recôncavo Baiano. Nessas visitas, foram colhidos dados e elementos que possibilitaram estabelecer as condições de contorno e premissas para as simulações realizadas, observando dados próximos à realidade, especialmente no que se referem aos custos, montantes investidos e taxas de desconto/retorno esperadas pelos investidores. A tabela 12 lista os principais

⁶⁶ O custo de capital aqui referido se refere ao custo médio ponderado de capital, ou WACC, da abreviatura do inglês de weight average cost of capital. Este custo de capital funciona como a taxa de desconto aplicada para analisar o fluxo de caixa descontado.

profissionais entrevistados e suas respectivas empresas que foram visitados durante a pesquisa de campo.

Tabela 12: Profissionais entrevistados e respectivas empresas visitadas durante a pesquisa de campo

Profissional	Empresa
James Correa	Panenergy
Normando Costa Paes	Panenergy
Valdívio Coelho Neto	PetroRecôncavo
Alexandre Pereira	PetroRecôncavo
Rafael Cunha	PetroRecôncavo
Rogério Correa Martins	PetroRecôncavo
Jean Bittencourt	W. Washington
Alessandro Novaes	W. Washington
Anabal dos Santos Jr.	APPOM
Ricardo Paulsen	Petrobras
Doneivan Fernandes Ferreira	UFBA

Fonte: Resultado das visitas de campo realizadas pelo autor no primeiro semestre de 2009.

4.1 Conceituação teórica para análise de viabilidade do projeto

Para a análise econômica de um empreendimento de revitalização de um campo de petróleo maduro no Recôncavo Baiano é proposto um modelo de simulações do Fluxo de Caixa Descontado (FCD). Obtém-se a partir deste, os resultados tradicionais sobre a viabilidade e desempenho do projeto, a saber: o Valor Presente Líquido (VPL) do empreendimento; a Taxa Interna de Retorno (TIR) e o *Payback* Descontado. A seguir é apresentada uma breve revisão conceitual das ferramentas de análise de investimento empregadas.

4.1.1 Fluxo de Caixa Descontado

Segundo Fonseca (2008), o Fluxo de Caixa Descontado (FCD) é uma técnica de análise de investimentos usada para estimar o valor de uma empresa ou a viabilidade de um projeto considerando o custo de capital, os investimentos realizados e as expectativas de retorno representadas pelos fluxos de caixa livres esperados.

Usando a técnica do FCD, um projeto potencial de investimento deve ser de fato empreendido se a somatória do valor presente de todos os fluxos de caixa livres (ou entradas líquidas de caixa) menos o valor presente de todas as saídas de caixa for maior que zero. Esse resultado representa o valor presente líquido (VPL) do empreendimento. Caso esse VPL seja positivo, significa que vale a pena realizar o empreendimento. Caso seja igual a zero, o investidor torna-se indiferente em relação à realização do projeto ou a manter seu capital em aplicação alternativa. Por fim, se o VPL for menor do que zero, significa que o investimento não é economicamente atrativo ao investidor, já que o valor presente das entradas livres de caixa não supera ou sequer iguala o que o valor presente das saídas de caixa. Naturalmente, dada a incerteza associada à estimativa dos fluxos de caixa que suportaram a análise, e em especial a flutuação nas cotações do petróleo, pode-se considerar que este prêmio de risco leve em conta essa oscilação.

Conforme mencionado, para cálculo do valor presente das entradas e saídas de caixa é utilizada uma taxa de desconto que representa o custo do capital investido na operação. Certamente espera-se que este capital seja remunerado de forma competitiva a outras alternativas de aplicação, e que essa remuneração considere também os riscos do empreendimento.

4.1.3 Taxa Interna de Retorno

Segundo Gitman (2007), a Taxa Interna de Retorno (TIR) é definida como a taxa de desconto que iguala o valor presente das entradas líquidas de caixa ao investimento inicial realizado no projeto. A TIR, em outras palavras é a taxa necessária para igualar o valor de um investimento (valor presente) com os seus respectivos retornos futuros ou com seus saldos de caixa. Sendo usada em análise de investimentos significa a taxa de retorno de um projeto.

A Taxa Interna de Retorno de um investimento deve ser comparada a uma Taxa Mínima de Atratividade (TMA) de forma a se tomar uma decisão sobre a realização ou não do projeto. Assim, podem se configurar os seguintes cenários nos quais a TIR encontrada seja:

- Maior do que a Taxa Mínima de Atratividade significando que o investimento é economicamente interessante;
- Igual à Taxa Mínima de Atratividade significando que o investimento está economicamente numa situação de equilíbrio e o investidor seria indiferente entre realizá-lo ou não;
- Menor do que a Taxa Mínima de Atratividade significando que o investimento não é economicamente atrativo, pois seu retorno é superado pelo retorno de um outro investimento com o retorno mínimo requerido.

Num comparativo de vários investimentos, o melhor será aquele que tiver a maior Taxa Interna de Retorno. Matematicamente, a Taxa Interna de Retorno é a taxa de desconto que torna o valor presente das entradas de caixa igual ao valor presente das saídas de caixa do projeto de investimento.

Para encontrar o valor da Taxa Interna de Retorno, calcula-se a taxa que satisfaz a seguinte equação:

$$VPL = 0 = \text{Investimento Inicial} + \sum_{t=1}^N \frac{F_t}{(1 + TIR)^t}$$

Onde:

- VPL: Valor Presente Líquido;
- N: períodos
- F_t : valor das parcelas do fluxos de caixa livres período a período
- TIR: Taxa Interna de Retorno

4.1.4 Payback Descontado

O *Payback Descontado*, segundo Gitman (2007), é o período de tempo necessário para a empresa recuperar seu investimento inicial de um projeto, a partir das entradas de caixas, descontados período a período pela taxa de desconto de capital adotada no fluxo de caixa. Assim é considerado um elemento de decisão bastante utilizado na comparação de projetos, pois determina quantos períodos de tempo são necessários para que o investimento inicial seja

recuperado a partir das entradas ou fluxos de caixa livres gerados pelas receitas do projeto. Como critério de decisão entre projetos, o projeto que apresentar menor *Payback* será o de maior atratividade, pois mais rápido se recupera o investimento inicial.

Ainda que muito usado, não é uma técnica definitiva na análise de projetos, Isso porque o método do *Payback* Descontado não leva em conta os fluxos que ocorrem após o período de *Payback*, que são considerados pelos métodos anteriores como o VPL e a TIR. Entretanto o *Payback* Descontado oferece uma boa percepção de risco porque quanto mais rápido se recupera o investimento inicial, tanto menos se fica exposto ao risco de não recuperá-lo.

4.2 Considerações iniciais para o modelo de simulação financeira

Para as simulações de viabilidade do projeto de revitalização do campo maduro ora proposto para análise são adotadas algumas premissas de forma que se possa aproximar da melhor forma tais simulações de casos reais.

A primeira premissa adotada é a inexistência de empecilhos ao empreendimento derivados de questões ambientais, jurídicas ou de qualquer outra natureza. De fato, observa-se que nas áreas do Recôncavo Baiano, as questões com licenciamentos ambientais já estão relativamente encaminhadas. Neste sentido, a ANP tem promovido consultas prévias sobre possíveis empecilhos de tal ordem antes de disponibilizar áreas para licitação. Conforme constatado *in loco*, durante as visitas de campo, havia uma série de empreendimentos em fase de produção sem questões ambientais pendentes.

A segunda premissa adotada é possibilidade de cada empreendimento contar com uma garantia de comercialização do petróleo produzido. Verificou-se que as empresas visitadas possuíam contratos de longa duração com a Petrobras para a comercialização do petróleo produzido, com preços baseados nas cotações Brent. A Petrobras estabelece o preço de aquisição dos barris oriundos dos campos da região a partir da média das cotações Brent do mês anterior ao pagamento. Este valor médio é multiplicado pelo volume entregue e sobre ele aplica-se ainda um fator de correção em função da qualidade do petróleo entregue.

A terceira premissa adotada é que o fator de correção no caso das simulações realizadas é neutro. De fato, observa-se que tal fator resulta da qualidade do petróleo fornecido pelos produtores locais, podendo incrementar ou depreciar o valor pago pelo petróleo negociado. Para efeito das simulações realizadas nesta dissertação optou-se por adotar a cotação Brent sem fatores de correção, uma vez que em alguns campos se recebe um fator de correção positivo e em outros, negativo. Assim a premissa seguida retrata uma situação de qualidade neutra.

É ainda importante ressaltar que a análise ora proposta é válida para empresas que adquiriram áreas com poços que continham histórico prévio de produção, como ocorre em boa parte dos casos na região analisada. Assim, as simulações são realizadas mirando projetos que apresentaram elevado grau de certeza de que terão produção de seus campos, significando redução expressiva do risco exploratório.

4.3 Apresentação dos dados de entrada do modelo do fluxo de caixa

Como exposto na seção 4.1 deste capítulo, o fluxo de caixa descontado parte da consideração dos investimentos iniciais efetuados na data anterior a obtenção de fluxos positivos. Tais fluxos positivos representam resultantes líquidos da venda da produção subtraídas das despesas operacionais mês a mês e regredidas para data escolhida como inicial, através de uma taxa de desconto que, por sua vez, reflete o custo do capital empregado na operação.

A figura 17 ilustra esquematicamente esse mecanismo para a análise de valor presente líquido em um projeto de produção de um campo maduro ou área com acumulações marginais. Nesta figura podem-se observar que as receitas e despesas vão decrescendo ao longo do tempo. Isto se dá porque a produção é efetivamente decrescente com o passar do tempo devido à maturidade e/ou esgotamento do poço.

Fig. 17: Esquema do Fluxo de Caixa Descontado utilizado na simulação financeira do empreendimento
 Fonte: Elaboração própria

Da mesma forma que decresce a produção, os custos de manutenção anuais tendem decrescer proporcionalmente. Foi proposta na seção 4.4.2, uma taxa anual de queda de produção de 11% ao ano que tomou por base a média de dados coletados nas visitas a empreendimentos na região estudada, sendo esta taxa também utilizada na redução anual dos custos de manutenção do empreendimento analisado. Observa-se, ainda, que os custos de manutenção contam com a influência positiva da curva de aprendizagem ao longo da operação do mesmo. Assim, verifica-se que a operação vai se tornando mais eficiente à medida em que se vencem dificuldades ao longo da produção. Foi proposto então um incremento de 4% na taxa anual de redução dos custos de manutenção do empreendimento em função do aprendizado, de acordo com a média dos dados colhidos nas entrevistas. Assim os 11% de declínio inicialmente mencionados somados aos 4% acima referidos perfazem um total de redução de custos anuais a uma taxa média de 15% ao ano.

Para a determinação do total do investimento inicial requerido para o empreendimento utilizado nas simulações do fluxo de caixa levaram-se em conta os seguintes custos baseados nas coletas de dados na região:

- Custos preliminares de estudo e participação da rodada de licitação da ANP, incluindo elaboração da proposta e bônus de assinatura no valor de R\$ 100.000;
- Custos de revitalização do poço de produção, incluindo sonda e acessórios no valor de R\$1.000.000;
- Custos ligados à infra-estrutura de produção e apoio, tais como instalações de apoio, linhas de dutos, tanques, escritórios, veículos de apoio, entre outros, no valor de R\$ 500.000.

Detalhando-se os itens expostos acima, cabem justificativas para as simplificações dotadas nesta análise.

Primeiramente, quanto aos custos de estudos preliminares e propostas para participação da rodada de licitação da ANP, nota-se que tais custos podem ter grande variação em função de sua profundidade e abrangência. Para os custos de estudos preliminares, bem como para a elaboração de proposta e bônus de assinatura foi adotado um caso intermediário a partir de dados disponíveis no sítio da ANP.

Quanto aos custos de revitalização do poço, observa-se que costuma ser necessária a contratação de sonda. Para a análise aqui realizada foi considerado um período referente a 20 dias de sonda ao custo de US\$ 20.000 ao dia e demais custos de materiais, pessoal de apoio, acessórios e a infra-estrutura de apoio, conforme valores médios dos projetos visitados.

Foram estimados ainda valores para a infra-estrutura de apoio requerida para operacionalização do empreendimento. Dentre estes custos estão incluídos: (a) a construção de um pequeno escritório de apoio local; (b) a construção de um galpão de armazenamento e estoque de materiais; (c) a aquisição de um veículo de apoio; (d) a aquisição e instalação de dutos e tanques para decantação e separação da água produzida e (e) a execução de uma linha de dutos para o destino da água produzida para reinjeção.

Fixados os custos iniciais, são descritos a seguir os custos anuais de operação do campo ou despesas operacionais (O&M) cujos valores foram também levantados em campo e considerados de acordo com as condições do modelo proposto. Tais custos de operação totalizaram para o primeiro ano de produção o valor de R\$ 200.000. Este valor é composto pelas seguintes parcelas:

- (a) Segurança patrimonial: R\$ 12.000;
- (b) Manutenção de equipamentos: R\$ 44.000;
- (c) Pessoal de operação e administração, incluindo veículos: R\$ 120.000;
- (d) Despesas de consumo: água, energia elétrica, telefone, material de escritório, e miudezas perfazendo um total de R\$ 24.000.

Há ainda outros custos, tais como os custos das análises do petróleo entregue à Petrobras. Esses custos se referem ao item “custos laboratoriais de análise do produto entregue” que, segundo os produtores entrevistados, ainda são consideravelmente elevados quando comparado àqueles de outras partes do mundo. Neste sentido, a Rede Cooperativa em Campos Maduros (Recam) estuda a possibilidade da criação de um laboratório próprio para cooperados, visando à redução de tais custos. Para efeito das simulações propostas, estes custos fazem parte daqueles que incidem diretamente sobre a produção, descritos mais abaixo.

Note-se por fim, que as parcelas referentes aos impostos, taxas, tributos e *royalties* e outras parcelas não são observadas uma a uma no fluxo de caixa e sim descontadas diretamente da receita advinda da produção. Para efeito de simplificação, todos esses elementos são agrupados e descontados diretamente do valor de venda do óleo produzido, adotando-se um fator de 25% entre o preço de venda e o valor da receita líquida que compõe efetivamente no fluxo de caixa do empreendimento. Este fator de desconto leva em conta os seguintes componentes:

- 1) Parcelas de desconto direto levantadas em campo:
 - a. *Royalties* de 5%;
 - b. Despesas com superficiários de 1%;
 - c. Verba para descomissionamento da operação de 2%;
 - d. Custos de análise laboratoriais e tratamento do óleo de 1%;
 - e. Custos de transporte e logística de armazenamento de 1%;
- 2) Parcelas referentes a demais impostos com base em Barbosa (2006):
 - a. Impostos municipais, estaduais e federais perfazendo 15%.

Detalhando-se a parcela referente aos impostos do item (2.a) acima, Barbosa (2006) resume em 37,5% o total de impostos que incide sobre o lucro líquido do empreendimento. Considerando-se que, na pesquisa de campo realizada na região, a média de lucro líquido antes de impostos estimada para os empreendimentos visitados situava-se no patamar de 40%,

nota-se que ao aplicar a alíquota de 37,5% sobre 40% de lucro líquido antes de impostos, chega-se na parcela de 15% mencionada em (2a).

4.4 Descrição das hipóteses para dados de entrada para as simulações

São apresentadas a seguir as simulações para análise da viabilidade de um empreendimento de reativação de um campo de petróleo maduro, a partir de dados reais fornecidos pela ANP. A área escolhida, conforme mencionado foi o campo Fazenda São Paulo localizada no nordeste da Bacia do Recôncavo Baiano. Tal área foi licitada na primeira rodada de campos maduros com acumulações marginais da ANP em outubro de 2005. Como já detalhado, essa área foi escolhida por ser representativa de casos típicos licitados na região.

São apresentadas a seguir a descrição da área e as respectivas hipóteses de preço do petróleo vendido e do custo de capital utilizados nas simulações dos fluxos de caixa do projeto.

4.4.1 Descrição da área escolhida

Segundo relatório público, disponível no *web site* da ANP, o campo Fazenda São Paulo foi descoberto em 17/01/1984 com a perfuração do poço 1-FSP-001-BA. Situado na Bacia do Recôncavo, a 55 km de Salvador, no município de Mata de São João, entrou em produção em 30/06/1984 e produzindo até junho de 1987, uma acumulada de 530 m³ (3,3 mil barris) de óleo de 35° API e 9,8 mil m³ de gás. Desde o início da produção, é reportada produção de água, que se manteve no patamar de 50 a 60% de BSW (ANP, 2009), entretanto as vendas do petróleo produzido recebem pré-tratamento e seguem os parâmetros requeridos de qualidade para a venda.

O horizonte produtor no campo é o Arenito Vitória, da Formação Candeias, situado a 980 m de profundidade. A área do campo devolvido é de 1,2 km², onde foram realizados 12 km de linhas sísmicas 2D, 1,22 km² de sísmica 3D e perfurado um poço. Os volumes originais *in situ* de óleo e gás, estimados pelo antigo concessionário, foram da ordem de 450 mil m³ (2,8 milhões barris) e 4,257 milhões m³ (ANP, 2009).

A tabela 13 resume as informações básicas sobre o campo Fazenda São Paulo, que possui apenas um poço perfurado e com histórico de produção.

Tabela 13: Informações gerais sobre a área da Fazenda São Paulo

Campo	Área de Fazenda São Paulo
Poços	1FSP 0001 BA
Latitude	-12:31:05,169
Longitude	-38:16:26,359
Data de Perfuração	30/12/1983
Profundidade (m)	1769
Formação atingida	Sergi
Estado do poço em novembro/2002	Poço abandonado
Equipamentos/remanescentes	Nenhum
Reclassificação	Campo de petróleo (arrasado ⁶⁷)

Fonte: ANP (2009).

O mapa de localização da área é apresentado na figura 18. Nele fica claro a proximidade do campo à infra-estrutura já existente, típica das áreas já licitadas no Recôncavo Baiano e daquelas que poderão ser passíveis de licitação no futuro próximo.

Fig. 18: Mapa da área Fazenda São Paulo

Fonte: Rodrigues (2007).

⁶⁷ Campo “arrasado” significa na linguagem técnica utilizada pela ANP um campo que se encontra fechado ou lacrado, sem condições de produção.

A figura 19 apresenta a localização município de São João da Mata dentro do estado da Bahia. A área da Fazenda São Paulo se localiza neste município, ao norte da capital do estado, a cidade de Salvador.

Fig. 19: Município de Mata de São João que contém a área da Área Fazenda São Paulo e em destaque na elipse, região contida na Bacia Sedimentar do Recôncavo Baiano.

Fonte: IBGE (2009).

Na figura 20, pode-se notar a “Árvore de Natal” remanescente da operação original da Petrobras, possuindo ainda sua coluna de produção e linhas de surgências. Dados obtidos em campo apontam que o sistema de armazenamento da produção é realizado em tanque de 20 m³, com escoamento através de caminhões que se destinam ao Terminal da Petrobrás no Recôncavo.

Fig. 20: Foto do poço Fazenda de São Paulo antes da rodada de licitação
Fonte: ANP (2009).

Para efeito de cálculo dos volumes produzidos, de acordo com a média observada na região, foi adotado um volume de reservatórios *in situ* de aproximadamente 35 mil m³ de óleo. Tais reservatórios apresentam fator de recuperação estimado em 20%, considerando apenas com processos de recuperação primária, ou seja, através de elevação mecânica. O reservatório analisado foi considerado, portanto de baixa permeabilidade e segundo a ANP está entre 1.300 a 2.000 metros de profundidade, não representando desafios tecnológicos além dos convencionais para a realidade local.

4.4.1 Custos iniciais e parcelas de saída do fluxo de caixa

Dentre as hipóteses a serem consideradas no estudo de viabilidade do projeto de revitalização do campo objeto das simulações estão os custos iniciais, todos em dólares, descritos abaixo:

- Bônus ofertados de US\$ 58.823, calculado a partir da média dos bônus pagos na região;

- Investimentos US\$ 588.350 referentes a projetos de reproprocessamento de sísmica, engenharia de perfuração e de reservatório, e revitalização com uso de sonda;
- Investimentos de US\$ 294.117 em infra-estrutura com logística de transporte, tanques, instalações de dutos, entre outros;
- Custos operacionais iniciais anuais, incluindo manutenção de US\$ 176.470.

Observa-se que os dados acima compõem juntos as parcelas de saída do fluxo de caixa e foram estimativas que tomaram como base as informações colhidas em campo junto às empresas produtoras no Recôncavo Baiano. Tais dados situam-se, portanto dentro da realidade local e as expectativas conservadoras dos entrevistados.

Para os investimentos iniciais de revitalização do poço foi considerado 20 dias de sonda a um custo de 20.000 dólares ao dia, mais custos com acessórios e outros elementos. Estas estimativas observaram os dados levantados em campo junto às empresas operadoras. Neste grupo também se encontra a aquisição da bomba para recuperação do óleo (tipo “cavalo de pau”).

Os investimentos em infra-estrutura são aqueles necessários a instalações de apoio compatíveis com a operação, tais como galpões, almoxarifados, escritórios, aquisição de veículos, equipamentos dentre outras despesas. Estes valores também foram estimados a partir de dados colhidos em campo.

Os custos operacionais iniciais de manutenção de manutenção anual compreendem a folha de pagamento da mão-de-obra envolvida na operação, direta e indiretamente, além de segurança, manutenção e reposição de equipamentos. Observa-se que o custo da operação é decrescente, conforme mencionado anteriormente, 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, a depreciação de equipamentos 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, seguindo um esquema médio na região conforme mencionado no item 4.2.

Por simplificação, nas simulações para análise de viabilidade do projeto – através das técnicas de Valor Presente Líquido, Taxa Interna de Retorno e *Payback* Descontado – admitiu-se que os custos descritos foram alocadas na data “zero”, ou seja, no ano

imediatamente anterior ao início da produção, que se inicia no ano “um”, durando até o ano 10.

Cabe observar que decisões técnicas e financeiras podem conduzir a mudanças de rumo durante a vida do projeto. Segundo Feijó (2005), a perfuração de poços de petróleo, mesmo em áreas conhecidas, podem apresentar resultados inesperados. Neste sentido, a revitalização do poço, neste projeto, pode apresentar resultados que indiquem a possibilidade real de sucesso ou de insucesso na perfuração de um novo 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.

4.4.2 Hipóteses sobre produção do campo:

Segunda dados da ANP antes da licitação, o último mês de operação do campo pela Petrobras registrou as seguintes produções:

• Óleo:	9 m ³
• Gás Natural:	90 m ³
• Água:	9 m ³

Nota-se, neste caso, uma característica de campos maduros: a grande produção de água produzida. No caso, a produção de água é quase a mesma que a de óleo, representando um incremento no custo da operação. Por questões ambientais, essa água não pode ser descartada livremente no meio ambiente, devendo ser contida, normalmente através da reinjeção.

Segundo ANP (2009), o volume estimado *in situ* era de 35 mil m³ de óleo, com fator de recuperação estimado em 15%, revela um potencial de *exploração* com recursos primários de recuperação de aproximadamente 4050 m³. A tabela 14 apresenta o histórico de produção do único poço do Campo Fazenda São Paulo.

Tabela 14: Histórico de produção do único poço do Campo Fazenda São Paulo

DATA	Fazenda São Paulo		
	Óleo (m³)	Gás (m³)	Água (m³)
junho-84	45	1350	61,5
julho-84	29	870	43,5
agosto-84	31	930	46,5
setembro-84	20	600	30
outubro-84	0	0	0
novembro-84	0	0	0
dezembro-84	0	0	0
janeiro-85	0	0	0
fevereiro-85	1	30	1,5
março-85	44	1320	66
abril-85	55	1650	82,5
maio-85	21	630	31,5
junho-85	0	0	0
julho-85	0	0	0
agosto-85	0	0	0
setembro-85	0	0	0
outubro-85	0	0	0
novembro-85	0	0	0
dezembro-85	0	0	0
janeiro-86	0	0	0
fevereiro-86	0	0	0
março-86	0	0	0
abril-86	0	0	0
maio-86	11	0	11
junho-86	30	0	30
julho-86	8	0	8
agosto-86	0	0	0
setembro-86	0	0	0
outubro-86	11	110	11
novembro-86	30	300	30
dezembro-86	31	310	31
janeiro-87	31	310	31
fevereiro-87	28	280	28
março-87	31	310	31
abril-87	30	300	30
maio-87	31	310	31
junho-87	9	90	9
TOTAL	527	9.700	644

Fonte: ANP (2009).

Do ponto de vista de um empreendimento de revitalização de campo maduro, procura-se a melhoria do fator de recuperação do reservatório. Dependendo das condições geológicas, há poços que chegam a um fator de recuperação de até 40% em condições favoráveis. A

obtenção de um fator de recuperação desta ordem de grandeza, mesmo com a utilização de técnicas mais avançadas de recuperação, pode ser considerado muito otimista, ou envolveria investimentos proibitivos frente ao retorno esperado. Porém, uma pequena melhoria para patamares ao redor dos 20% pode ser considerada exequível, de acordo com Feijó (2005), o que elevaria muito a rentabilidade do poço.

Do ponto de vista técnico, há a possibilidade de se realizar a um novo processamento das sísmicas existentes. Esse reprocessamento pode ser executado a custos relativamente inferiores àqueles da realização de uma nova sísmica completa. Tal procedimento também é capaz de apontar se há um potencial até então desconhecido e que possa vir a ser explorado. Uma vez revelado algum tipo de novo potencial, a equipe de análise, em conjunto com a equipe de geólogos, trabalha no sentido de avaliar a presença de nova acumulação.

Existe a possibilidade de utilização de métodos alternativos de sísmicas para a melhoria das estimativas de novas acumulações ou de potenciais acumulações. Uma alternativa que já se encontra em utilização no Brasil é o Método de Sísmica Passiva, tecnologia desenvolvida por empresa italiana, que realiza nova sísmica sem detonação de explosivos, a custos inferiores ao da sísmica tradicional (RODE, 2006). Essas análises, embora preliminares e hipotéticas, não buscam trazer um panorama otimista ou pessimista sobre o empreendimento, porém revelam a quantidade de alternativas existentes para tomada de decisões sobre as possibilidades decisórias.

Adotou-se para estimativa de produção, um fator de recuperação da ordem de 20% do volume *in situ*, dentro de um horizonte de produção de 10 anos, conforme previamente mencionado. Desta estimativa decorre os seguintes cálculos de produção:

- Volume *in situ*: 35.000 m³
- Fator de recuperação: 20%
- Volume estimado a ser produzido: 7.000 m³
- Volume (em barris) a ser produzido 44.000 barris
- Expectativa de produção média diária: 6,3 barris ao dia
- Gás natural produzido: ventilado

Por se tratar de um empreendimento maduro, não seria natural uma produção linear ao longo do tempo. Assim, conforme foi mencionado anteriormente no início deste capítulo, espera-se que a produção inicialmente seja maior, sendo ela declinante ao longo do tempo.

Adotou-se uma curva de produção baseada no caso estudado por Paes, Guimarães e Correa (2006). Para efeito de simplificação, foi adotado um decréscimo anual de 11% da produção com base na média de dados colhidos na região. A produção anual discretizada é apresentada na tabela 15 e o gráfico de produção contemplando os dados referentes a ela é apresentado na figura 21:

Tabela 15: Produção anual e acumulada prevista para o projeto.

Ano	Produção média diária (em barris por dia)	Produção anual (em barris)	Produção Acumulada (em barris)
1	22	8.030	8.030
2	19	7.225	15.255
3	17	6.420	21.676
4	15	5.616	27.291
5	13	4.811	32.102
6	10	4.006	36.108
7	8	3.201	39.309
8	6	2.396	41.705
9	4	1.591	43.296
10	2	787	44.083

Fonte: Elaboração própria.

Fig. 21: Gráfico de produção do campo em barris ao dia x anos de produção.

Fonte: Elaboração própria.

4.5 Descrição das hipóteses de preços de venda e taxas de retorno

A seguir serão tratadas as hipóteses referentes à faixa de variação do preço do petróleo adotada nas simulações. Da mesma forma é apresentada e justificada a faixa de variação para a taxa de retorno ou custo do capital investido utilizado.

4.5.1 Faixa de variação de preço adotada

Do exposto no capítulo 3, a variação do preço do petróleo desde meados da Primeira Rodada de Licitações de Campos Maduros e Áreas com Acumulações Marginais da ANP realizada em outubro de 2005 até meados de 2009 se fixou dentro de uma ampla faixa de 39 a 147 dólares o barril. A figura 21 apresenta a variação da cotação do barril de petróleo no período compreendido entre janeiro de 2005 até janeiro de 2010 de acordo com as cotações Brent. Nota-se, ainda a partir da figura 21, que os valores de máximo e mínimo dessas cotações, se deram dentro do intervalo tempo que vai de abril de 2008 a abril de 2009.

Segundo Pertusier (2009) que comparou as previsões de diversos analistas de distintas nacionalidades, a expectativa de variação das cotações futuras Brent situa-se numa faixa mais imprecisa ainda, variando de 30 a 200 dólares o barril para o universo dos próximos 10 anos a partir de 2010. Neste sentido o autor evidencia a falta de consenso entre os analistas e a dificuldade para determinação de um único valor para a análise de viabilidade de um projeto futuro. Para efeito de simplificação, as primeiras simulações aqui realizadas partem do valor médio das cotações do período em questão, janeiro de 2005 a janeiro de 2010.

Assim, para efeito das primeiras simulações do Fluxo de Caixa Descontado, considerou-se a média das cotações Brent como US\$ 70,21 o barril, obtida a partir de dados da U.S. Department of Energy/Energy Information Administration ⁶⁸. Este valor foi adotado como uma primeira estimativa nas simulações que consideraram este o preço de venda média do petróleo produzido ao longo do projeto, como apresentado na figura 22.

Fig. 22: Gráfico de evolução da cotação Brent de janeiro de 2005 a janeiro de 2010. A linha tracejada indica o valor médio calculado no horizonte de janeiro de 2005 a janeiro de 2010, que indica US\$ 70,21 o barril.

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do U.S. Department of Energy/Energy Information

⁶⁸ Encontra-se no anexo 2 os cálculos do valor médio do barril no período de janeiro de 2005 a janeiro de 2010. Dados disponíveis em <http://tonto.eia.doe.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?n=pet&s=rbrte&f=d> acessado em 02/02/2010.

As simulações seguintes consideraram cenários futuros de variação do preço do petróleo em que as médias dessas cotações para os próximos 10 anos sejam 25% maior ou 25% menor do que a média do período já tratado (jan.2005 a jan 2010). A adoção de tais cenários visam cobrir grande parte das possibilidades de flutuação das cotações futuras do preço do barril.

O valor médio inferior das cotações de venda do petróleo, ou seja, 25% inferior à média anteriormente calculada, corresponde a US\$ 52,66 por barril. Já o valor médio superior, que se refere àquele 25% acima da média, corresponde a US\$ 87,76 por barril. A figura 23 ilustra os valores esses valores tomados como “pisos” e “tetos” nas simulações refeitas para o período analisado de janeiro de 2005 a janeiro de 2010 que foram aplicados aos montantes produzidos no campo analisado neste intervalo de tempo. A linha vertical da figura 23 indica a data da realização da Primeira Rodada de Licitações de Campos Maduros e Áreas com Acumulações Marginais da ANP. Nota-se que a cotação à época desse evento situava-se em cerca de US\$ 60,00 o barril.

Fig. 23: Evolução da cotação Brent de janeiro de 2005 a janeiro de 2010. As linhas tracejadas indicam o piso e o teto utilizados nas simulações e a linha vertical indica a época da Primeira Licitação de Campos Maduros da ANP .

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do U.S. Department of Energy/Energy Information Administration, 2010.

4.5.2 Faixa de variação do custo médio ponderado de capital do empreendimento:

A fixação do custo médio ponderado de capital ou taxa de retorno requerida, ou ainda da taxa de atratividade de um empreendimento depende de muitos fatores, os quais variam de acordo com atividade econômica empreendida. Expectativas de rentabilidade para a indústria da construção civil, por exemplo, são diferentes daquelas da indústria de exploração e produção de petróleo que, por sua vez, são distintas daquelas dos investidores do mercado financeiro. Além disso, tais expectativas variam sazonalmente, o que gera a migração do capital de uma modalidade de investimento para outra nas fases que antecedem a imobilização do capital.

No caso das empresas operadoras de campos maduros que, por suas características descritas no Capítulo 2, são compostas por pequenos ou médios empreendedores ou ainda por sociedades ou empresas de propósito específico (EPEs), nota-se que pelo tamanho menor do investimento tais empresas não têm acesso à capitalização em bolsa de valores. Desse modo tais empreendimentos tendem a ser estruturados sob a forma de sociedades limitadas ou sociedades anônimas fechadas.

Tendo em vista o custo do capital e a expectativa de retorno colhidas nas entrevistas realizadas na região, optou-se trabalhar nas simulações com dois cenários para a taxa de desconto dos fluxos de caixa das simulações. No primeiro deles, aplicou-se uma taxa mais baixa, de apenas 6%, correspondendo a uma taxa real de desconto em dólares ao ano, em que foi assumido que os recursos necessários ao investimento puderam ser obtidos junto aos bancos de fomento como o do BNDES, através de taxas subsidiadas de longo prazo. No outro cenário, que aponta para o outro extremo e que leva em conta as expectativas de risco e retorno que envolvem um investimento bancado em sua maior parte através de capital próprio dos acionistas, a taxa de desconto é fixada em 20% ao ano,. Como referência, vale notar que a taxa SELIC⁶⁹ na época da Primeira de Licitação em 2005 estava em 19,48%⁷⁰ ao ano. Já em janeiro de 2010 essa taxa estava no patamar de 9,27% ao ano (BANCO CENTRAL, 2010).

O patamar inferior de 6% foi utilizado em uma das simulações por ser a taxa de empréstimo próxima aquela praticada pelo BNDS no ano de 2005. Trata-se de uma taxa

⁶⁹ A taxa *overnight* do Sistema Especial de Liquidação e Custódia (SELIC), expressa na forma anual, é a taxa média ponderada pelo volume das operações de financiamento por um dia, lastreadas em títulos públicos federais e realizadas no SELIC, na forma de operações compromissadas. É a taxa básica utilizada como referência pela política monetária (PORTAL DO BRASIL, 2010).

⁷⁰ Taxa do dia 03/10/2005 disponível em: <http://www.bcb.gov.br/?SELICDIA> acessado em 02/02/2010.

próxima do mínimo teoricamente possível para a obtenção de capital para investimento no empreendimento ora proposto (BNDES, 2010).

O patamar máximo de 20% ao ano foi obtido a partir das expectativas médias colhidas em campo junto aos administradores de empresas operadoras de campos maduros e áreas com acumulações marginais. Na literatura, Paes, Guimarães e Correa (2006) aponta como expectativa máxima, uma taxa de desconto de 24% (reais em dólares), porém publicada num momento em que os taxa SELIC se encontrava no patamar de 40% ao ano⁷¹.

4.6 Descrição dos cálculos e dos resultados obtidos

As simulações para cálculo do Valor Presente Líquido, da Taxa Interna de Retorno e *Payback* descontado são apresentados a seguir. Foram efetuadas simulações para estes indicadores considerando as premissas de entrada descritas anteriormente e variando-se os parâmetros de taxa de desconto do fluxo de caixa e preço de venda do óleo produzido. A tabela 16 resume os dados de entrada já descritos e justificados.

Observa-se, ainda, que os valores foram convertidos para dólares, tomando como referência a cotação média de R\$ 1,70 por dólar, vigentes no período de cotação dos fluxos considerados. Essa conversão foi realizada, pois é praxe a tratativa de valores dolarizados no mercado internacional de petróleo e gás e nos valores internos de venda da produção, também são referenciados em dólares, em especial naqueles firmados pelos produtores do Recôncavo Baiano junto à Petrobras.

⁷¹ Disponível em <http://www.receita.fazenda.gov.br/pagamentos/jrselic.htm> acessado em 23/12/2009.

Tabela 16: Resumo dos parâmetros de entrada para simulação do fluxo de caixa do projeto.

Descrição	Data no fluxo de caixa	Valores em reias	Valores em dólares	Observação
Custos pré-projeto e bônus de assinatura	0	100.000	58.824	Verba para estudos na licitação
Custos de projetos de reprocessamento de sísmica e sonda para reativação do poço.	0	1.000.000	588.235	Reativação do poço e possibilidade de perfuração de poço de injeção, incluindo projetos e sondas
Custos iniciais e de infraestrutura	0	500.000	294.117	Verba para licenciamentos ambientais, reativação da infra- estrutura, escritórios e outras despesas iniciais e possibilidade de infra ligada ao destino da água produzida.
Custos iniciais de manutenção	Ano 1	200.000	117.647	Caindo a uma taxa de 15% ao ano ⁷² , acompanhando o declínio da produção.

Fonte: Elaboração própria.

A seguir são apresentadas as simulações de fluxo de caixa para o projeto, variando-se as taxas de desconto e os valores de venda do petróleo. A tabela 17 resume as diversas simulações para o Fluxo de Caixa Descontado do empreendimento ora proposto, a partir da oscilação das duas variáveis selecionadas: preço de venda do petróleo e taxa de desconto referente ao custo médio ponderado de capital (WACC).

⁷² Conforme apresentado na página 112.

As seis primeiras simulações para o Fluxo de Caixa Descontado, numeradas de I a VI são oriundas do cruzamento dos valores maiores e menores da taxa de custo de capital versus os três valores médios de venda do petróleo adotado: o valor médio histórico, a média futura superior (de 25% acima da média histórica) e a média futura inferior (de 25% abaixo da média histórica).

O objetivo das simulações I e II, a partir do valor médio das cotações Brent de janeiro de 2005 a janeiro 2010, é retratar o panorama financeiro de uma perspectiva histórica, ou seja, já passada, dos empreendimentos em campos maduros licitados na Primeira Rodada de Licitações na ANP pertencentes à Bacia do Recôncavo, com características médias similares ao campo objeto da análise. Nessas simulações, I e II, utilizou-se o valor médio do Brent realmente pago na venda da produção, de forma que tais simulações correspondem a transações já ocorridas, sendo que a diferença entre elas está no custo do capital empregado que referenciou as taxas de desconto dos fluxos de caixa.

As simulações III e IV, bem como as simulações V e VI, embora estruturadas sobre uma produção eventualmente realizada têm por objetivo lançar um olhar sobre dois cenários futuros, para os próximos 10 anos – tempo previsto para duração do empreendimento analisado, nos quais os preços de venda do petróleo produzido poderão se situar acima ou abaixo daquele anteriormente observado. As simulações III e IV, especificamente retratam um cenário pessimista do ponto de vista dos empreendedores, ao considera um decréscimo de 25% dos valores médios de venda do petróleo a partir da média histórica adotada (janeiro de 2005 a janeiro de 2010). Este patamar médio inferior situa-se em US\$ 52,66 o barril. A simulação III testa o patamar inferior com a taxa de desconto ou custo de capital de 6% ao ano e a simulação IV testa este patamar com taxa de desconto ou custo de capital de 20% ao ano.

De modo análogo, as simulações V e VI objetivam retratar os resultados da análise financeira em um cenário futuro de preço médio de venda do petróleo produzido mais otimista para os próximos 10, ao considerar um acréscimo de 25% dos valores médios de venda do petróleo a partir da média histórica adotada. Este patamar médio superior situa-se em US\$ 87,76 o barril. A tabela 17 resume cada uma das simulações e suas variáveis de partida. A simulação V testa o patamar inferior com a taxa de desconto ou custo de capital de 6% ao ano e a simulação VI testa este patamar com taxa de desconto ou custo de capital de 20% ao ano.

São realizadas ainda duas simulações adicionais, as simulações VII e VIII. Nestas, é determinado o valor mínimo médio para a viabilização do empreendimento, considerando, inicialmente a taxa de desconto inferior (de 6% ao ano) e posteriormente a taxa de desconto superior de (20% ao ano). Estas simulações adicionais têm por finalidade elucidar elementos de comparação com as simulações anteriores, especificamente ao indicar quais valores de venda médio mínimos do petróleo produzido são capazes de viabilizar empreendimentos de revitalização de campos maduros similares ao do modelo proposto, aos custo de capital referidos.

Tabela 17: Resumo dos parâmetros de entrada para simulação do fluxo de caixa do projeto.

	Taxa Menor (6%)	Taxa Maior (20%)
Preço médio do petróleo vendido no período janeiro 2005 a janeiro 2010, a US\$70,21	Simulação I	Simulação II
Preço do petróleo vendido abaixo 25% do médio, a US\$ 52,66 (cenário futuro).	Simulação III	Simulação IV
Preço médio do petróleo vendido acima 25% do médio, a US\$ 87,76 (cenário futuro).	Simulação V	Simulação VI
Preço do petróleo mínimo para viabilidade do empreendimento ao custo de capital estimado	Simulação VII	Simulação VIII

Fonte: Elaboração própria.

4.5.3 Simulação I: Fluxo de caixa descontado à taxa 6% aa e preço do petróleo a US\$ 70,21

A figura 25 apresenta a simulação do fluxo de caixa descontado para taxa de 6% ao ano e preço de venda do petróleo ao longo do empreendimento a US\$ 70,21 por barril. Observa-se que o projeto é viável, tendo seus resultados de VPL, TIR e *Payback* descontado indicados na figura 24. A interpretação desta simulação indica a possibilidade de resultados positivos para empreendimentos concebidos em condições de contorno similares às adotadas.

Simulação I: (todas moedas em dólares)	Preço de Venda:	70,21	dólares o barril
	Custo de Capital:	6,00%	ao ano
	Preço de entrada descontado	52,66	o barril - vide obs.
	Produção esperada	Conforme tabela 15.	
	Manutenção anual (inicial)	117.647,06	
	Investimentos	588.235,29	
	Período de produção	10 anos	

Observação: descontado 25% do preço de venda para cobertura de taxas, *royalties*, impostos e despesas com descomissionamento e superficiários

Despesas /Investimentos		Receitas	Fluxo de Caixa - VP		
ano 0	Total de investimentos iniciais:	(941.176)	Valor Presente Líquido 417.776		
			P-Custos	P-Custos	Fluxo de Caixa
			(data n)	(data zero)	(data zero)
	Leilão	(58.824)	(58.824)	(58.824)	(58.824)
	Revitalização	(588.235)	(588.235)	(588.235)	(647.059)
	Infra	(294.118)	(294.118)	(294.118)	(941.176)
	Custos de manutenção anuais				(941.176)
		(117.647)	305.193	287.918	(653.259)
		(100.000)	280.460	249.608	(403.651)
		(85.000)	253.080	212.490	(191.160)
		(72.250)	223.450	176.993	(14.167)
1			191.907	143.404	129.237
2			158.739	111.905	241.141
3			124.189	82.593	323.734
4			88.464	55.504	379.237
5			51.741	30.626	409.863
6			14.170	7.912	417.776
7					
8					
9					
10					

Resultados:	
Payback:	ano 5
VPL	417.775,57
TIR	18,31%

Fig. 24: Simulação I: Fluxo de caixa descontado e resultados para taxa de 6% aa e valor de venda do petróleo de U\$ 70,21.

4.5.4 Simulação II: Fluxo de caixa descontado à taxa 20% aa e preço do petróleo a US\$ 70,21

A figura 25 apresenta a Simulação II para fluxo de caixa descontado ao custo de capital de 20% ao ano e preço de venda do petróleo a US\$ 70,21 por barril. Observa-se, a partir dos resultados obtidos, que o projeto não é viável para as condições propostas, apresentando VPL negativo. Nessas condições não se consegue cobrir os investimentos realizados com a venda da produção ao nível de preço e custo de capital indicados.

Simulação II: (todas moedas em dólares)		Preço de Venda:	70,21	dólares o barril	Observação: descontado 25% do preço de venda para cobertura de taxas, <i>royaties</i> , impostos e despesas com descomissionamento e superficiários
		Custo de Capital:	20,00%	ao ano	
		Preço de entrada descontado	52,66	o barril - vide obs.	
Produção esperada		Conforme tabela 15.			
Manutenção anual (inicial)		117.647,06			
Investimentos		588.235,29			
Período de produção		10 anos			

Despesas /Investimentos		Receitas		Fluxo de Caixa - VP			
ano 0	Total de investimentos iniciais:	(941.176)		Valor Presente Líquido (40.035)			
				P-Custos	P-Custos	Fluxo de Caixa	
				(data n)	(data zero)	(data zero)	
	Leilão	(58.824)		(58.824)	(58.824)	(58.824)	
	Revitalização	(588.235)		(588.235)	(588.235)	(647.059)	
	Infra	(294.118)		(294.118)	(294.118)	(941.176)	
	Custos de manutenção anuais					(941.176)	
	1	(117.647)		422.840	305.193	254.327	(686.849)
	2	(100.000)		380.460	280.460	194.764	(492.086)
	3	(85.000)		338.080	253.080	146.458	(345.628)
	4	(72.250)		295.700	223.450	107.759	(237.868)
5	(61.413)	253.319	191.907	77.123	(160.745)		
6	(52.201)	210.939	158.739	53.161	(107.584)		
7	(44.371)	168.559	124.189	34.659	(72.925)		
8	(37.715)	126.179	88.464	20.574	(52.351)		
9	(32.058)	83.799	51.741	10.028	(42.323)		
10	(27.249)	41.419	14.170	2.289	(40.035)		

Resultados:	
Payback:	inviável
VPL	(40.034,79)
TIR	inviável

Fig. 25: Simulação II: Fluxo de caixa descontado e resultados para taxa de 20% aa e valor de venda do petróleo de U\$ 70,21.

4.5.5 Simulação III: Fluxo de caixa descontado à taxa 6% aa e preço do petróleo a US\$ 52,66

A figura 26 apresenta a simulação III para fluxo de caixa descontado a uma taxa de 20% ao ano e preço de venda do petróleo de US\$ 52,66 por barril. Observa-se a partir dos resultados obtidos que esta simulação também apresenta VPL negativo, indicando a não viabilidade do empreendimento, ou seja, nas condições propostas não é possível cobrir os investimentos realizados gerando retorno ao capital empregado.

Simulação III: (todas moedas em dólares)		Preço de Venda:	52,66	dólares o barril	Observação: descontado 25% do preço de venda para cobertura de taxas, <i>royalties</i> , impostos e despesas com descomissionamento e superficiários
		Custo de Capital:	6,00%	ao ano	
		Preço de entrada descontado	39,49	o barril - vide obs.	
Produção esperada	Conforme tabela 15.				
Manutenção anual (inicial)	117.647,06				
Investimentos	588.235,29				
Período de produção	10 anos				

Despesas /Investimentos		Receitas	Fluxo de Caixa - VP			
ano 0	Total de investimentos iniciais:	(941.176)		Valor Presente Líquido (46.622)		
				P-Custos	P-Custos	Fluxo de Caixa
				(data n)	(data zero)	(data zero)
	Leilão	(58.824)		(58.824)	(58.824)	
	Revitalização	(588.235)		(588.235)	(647.059)	
	Infra	(294.118)		(294.118)	(941.176)	
	Custos de manutenção anuais				(941.176)	
	1	(117.647)		199.483	188.191	(752.985)
	2	(100.000)		185.345	164.956	(588.029)
	3	(85.000)		168.560	141.526	(446.503)
	4	(72.250)		149.525	118.438	(328.066)
5	(61.413)	128.577	96.080	(231.985)		
6	(52.201)	106.004	74.729	(157.257)		
7	(44.371)	126.419	82.049	54.567	(102.690)	
8	(37.715)	94.634	56.919	35.712	(66.978)	
9	(32.058)	62.849	30.792	18.226	(48.752)	
10	(27.249)	31.064	3.815	2.130	(46.622)	

Resultados:	
Payback:	inviável
VPL	(46.621,60)
TIR	inviável

Fig. 26: Simulação III: Fluxo de caixa descontado e resultados para taxa de 6% aa e valor de venda do petróleo de U\$ 50,64.

4.5.6 Simulação IV: Fluxo de caixa descontado à taxa 20% e preço do petróleo a US\$ 52,66

A figura 27 apresenta a simulação IV para fluxo de caixa descontado para taxa de 20% ao ano e preço de venda do petróleo de a US\$ 52,66 por barril. Observa-se a partir dos resultados obtidos e a exemplo das simulações II e III que esta simulação indica a não viabilidade do empreendimento para as condições propostas, ou seja, nela também não se consegue cobrir os investimentos realizados com retorno ao capital empregado.

Simulação IV:		Preço de Venda:	52,66	dólares o barril
(todas moedas em dólares)		Custo de Capital:	20,00%	ao ano
		Preço de entrada descontado	39,49	o barril - vide obs.
		Produção esperada	Conforme tabela 15	
		Manutenção anual (inicial)	117.647,06	
		Investimentos	588.235,29	
		Período de produção	10 anos	

Observação: descontado 25% do preço de venda para cobertura de taxas, *royalties*, impostos e despesas com descomissionamento e superficiários

Despesas /Investimentos		Receitas	Fluxo de Caixa - VP		
ano 0	Total de investimentos iniciais:	(941.176)	Valor Presente Líquido (346.682)		
			P-Custos	P-Custos	Fluxo de Caixa
			(data n)	(data zero)	(data zero)
	Leilão	(58.824)	(58.824)	(58.824)	(58.824)
	Revitalização	(588.235)	(588.235)	(588.235)	(647.059)
	Infra	(294.118)	(294.118)	(294.118)	(941.176)
	Custos de manutenção anuais				(941.176)
		(117.647)	199.483	166.236	(774.941)
		(100.000)	185.345	128.712	(646.229)
		(85.000)	168.560	97.546	(548.683)
		(72.250)	149.525	72.109	(476.574)
1			128.577	51.672	(424.902)
2			106.004	35.500	(389.402)
3			82.049	22.898	(366.503)
4			56.919	13.238	(353.266)
5			30.792	5.968	(347.298)
6			3.815	616	(346.682)
7					
8					
9					
10					

Resultados:	
Payback:	inviável
VPL	(346.681,86)
TIR	inviável

Fig. 27: Simulação IV: Fluxo de caixa descontado e resultados para taxa de 20% aa e valor de venda do petróleo de U\$ 52,66.

4.5.7 Simulação V: Fluxo de caixa descontado à taxa 6% aa e preço do petróleo a US\$ 87,76

A figura 28 apresenta a simulação V para fluxo de caixa descontado à taxa de 6% ao ano e preço de venda do petróleo a US\$ 87,76 por barril. Observa-se que o empreendimento é viável nas condições propostas, com VPL positivo de US\$ 882 mil dólares, Payback de 3 anos e TIR de 30,87%.

Simulação V: (todas moedas em dólares)		Preço de Venda:	87,76	dólares o barril	Observação: descontado 25% do preço de venda para cobertura de taxas, <i>royalties</i> , impostos e despesas com descomissionamento e superficiários
		Custo de Capital:	6,00%	ao ano	
		Preço de entrada descontado	65,82	o barril - vide obs.	
		Produção esperada	Conforme tabela 15.		
		Manutenção anual (inicial)	117.647,06		
		Investimentos	588.235,29		
		Período de produção	10 anos		

Despesas /Investimentos		Receitas		Fluxo de Caixa - VP			
ano 0	Total de investimentos iniciais:	(941.176)		Valor Presente Líquido 882.173			
				P-Custos	P-Custos	Fluxo de Caixa	
				(data n)	(data zero)	(data zero)	
	Leilão	(58.824)		(58.824)	(58.824)		
	Revitalização	(588.235)		(588.235)	(647.059)		
	Infra	(294.118)		(294.118)	(941.176)		
	Custos de manutenção anuais				(941.176)		
	1	(117.647)		528.550	410.903	387.644	(553.533)
	2	(100.000)		475.575	375.575	334.260	(219.272)
	3	(85.000)		422.599	337.599	283.455	64.183
	4	(72.250)		369.624	297.374	235.548	299.731
5	(61.413)	316.649	255.237	190.728	490.459		
6	(52.201)	263.674	211.474	149.081	639.539		
7	(44.371)	210.699	166.329	110.618	750.157		
8	(37.715)	157.724	120.009	75.295	825.452		
9	(32.058)	104.749	72.691	43.026	868.478		
10	(27.249)	51.774	24.525	13.695	882.173		

Resultados:	
Payback:	ano 3
VPL	882.172,73
TIR	30,87%

Fig. 28: Simulação V: Fluxo de caixa descontado e resultados para taxa de 6% aa e valor de venda do petróleo de US\$ 87,76.

4.5.8 Simulação VI: Fluxo de caixa descontado à taxa 20% e preço do petróleo a US\$ 87,76

A figura 29 apresenta a simulação VI para fluxo de caixa descontado para taxa de 20% ao ano e preço de venda do petróleo de US\$ 87,76 por barril. Observa-se a viabilidade do empreendimento nas condições propostas, com VPL positivo de US\$ 258 mil dólares, Payback de 5 anos e TIR de 30,52%.

Simulação VI: (todas moedas em dólares)		Preço de Venda:	87,76	dólares o barril	Observação: descontado 25% do preço de venda para cobertura de taxas, <i>royalties</i> , impostos e despesas com descomissionamento e superficiários
		Custo de Capital:	20,00%	ao ano	
		Preço de entrada descontado	65,45	o barril - vide obs.	
Produção esperada	Conforme tabela 15				
Manutenção anual (inicial)	117.647,06				
Investimentos	588.235,29				
Período de produção	10 anos				

Despesas /Investimentos		Receitas		Fluxo de Caixa - VP		
ano 0	Total de investimentos iniciais:	(941.176)		Valor Presente Líquido 257.833		
				P-Custos	P-Custos	Fluxo de Caixa
				(data n)	(data zero)	(data zero)
	Leilão	(58.824)		(58.824)	(58.824)	
	Revitalização	(588.235)		(588.235)	(647.059)	
	Infra	(294.118)		(294.118)	(941.176)	
	Custos de manutenção anuais				(941.176)	
		(117.647)		407.876	339.897	(601.280)
		(100.000)		372.852	258.925	(342.355)
		(85.000)		335.180	193.970	(148.385)
		(72.250)		295.258	142.389	(5.996)
1			253.424	101.845	95.849	
2			209.964	70.316	166.166	
3			165.122	46.083	212.248	
4			119.106	27.700	239.949	
5			72.091	13.972	253.920	
6			24.228	3.913	257.833	
7						
8						
9						
10						

Resultados:	
Payback:	ano 5
VPL	257.833,48
TIR	30,52%

Fig. 29: Simulação VI: Fluxo de caixa descontado e resultados para taxa de 20% aa e valor de venda do petróleo de U\$ 87,76.

4.5.9 Simulação VII: Cálculo do valor do petróleo para viabilizar do projeto a 6% de WACC

A figura 30 apresenta a simulação VII para fluxo de caixa descontado para taxa de 6%.. Nela procurou-se encontrar o preço mínimo de venda do petróleo que viabilizaria o empreendimento, considerando-se à taxa de desconto ou custo de capital utilizado. Esse procedimento foi realizado fixando-se a taxa interna de retorno (TIR) em valor igual ao custo de capital, no caso a 6% aa, de forma que o valor de venda do petróleo torna-se a variável a ser procurada. Chega-se ao valor igual ou superior a US\$ 54,42 por barril.

Simulação VII: (todas moedas em dólares)	Preço de Venda:	A determinar	Observação: descontado 25% do preço de venda para cobertura de taxas, <i>royalties</i> , impostos e despesas com descomissionamento e superficiários
	Custo de Capital:	6,00% ao ano	
	Preço de entrada descontado	A determinar	
	Produção esperada	Conforme tabela 15.	
	Manutenção anual (inicial)	117.647,06	
	Investimentos	588.235,29	
	Período de produção	10 Anos	

Despesas /Investimentos		Receitas	Fluxo de Caixa - VP		
ano 0	Total de investimentos iniciais:	(941.176)	Valor Presente Líquido 10		
			P-Custos	P-Custos	Fluxo de Caixa
			(data n)	(data zero)	(data zero)
	Leilão	(58.824)	(58.824)	(58.824)	(58.824)
	Revitalização	(588.235)	(588.235)	(588.235)	(647.059)
	Infra	(294.118)	(294.118)	(294.118)	(941.176)
	Custos de manutenção anuais				(941.176)
		(117.647)	210.097	198.205	(742.971)
		(100.000)	194.896	173.456	(569.515)
		(85.000)	177.047	148.652	(420.863)
		(72.250)	156.948	124.317	(296.546)
1			134.936	100.832	(195.714)
2			111.299	78.462	(117.252)
3			86.280	57.381	(59.871)
4			60.087	37.699	(22.172)
5			32.895	19.471	(2.701)
6			4.855	2.711	10
7					
8					
9					
10					

Resultados:	
Valor mínimo de venda viabilidade:	54,42
Payback:	ano 10
VPL	0 Como condição de entrada
TIR	6% aa - como condição de entrada

Fig. 30: Simulação VII: Fluxo de caixa descontado e resultados para taxa de 6% aa e TIR a 6%.

4.5.10 Simulação VIII: Valor do petróleo para viabilizar do projeto a 20% de WACC

Da mesma forma que na simulação VII, a simulação VIII, apresentada na figura 31, traz como desafio o cálculo do valor de venda do petróleo que viabilizado empreendimento ao custo de capital (WACC) de 20% aa. Procedendo-se como na simulação anterior chega-se a US\$72,50 por barril.

Simulação VIII (todas moedas em dólares)	Preço de Venda:	A determinar
	Custo de Capital:	20,00% ao ano
	Preço de entrada descontado	A determinar
	Produção esperada	Conforme tabela 15.
	Manutenção anual (inicial)	117.647,06
	Investimentos	588.235,29
	Período de produção	10 anos

Observação: descontado 25% do preço de venda para cobertura de taxas, *royalties*, impostos e despesas com descomissionamento e superficiários

Despesas /Investimentos		Receitas	Fluxo de Caixa - VP		
ano 0	Total de investimentos iniciais:		Valor Presente Líquido (28)		
	(941.176)		P-Custos	P-Custos	Fluxo de Caixa
			(data n)	(data zero)	(data zero)
	Leilão		(58.824)	(58.824)	(58.824)
	Revitalização		(588.235)	(588.235)	(647.059)
	Infra		(294.118)	(294.118)	(941.176)
	Custos de manutenção anuais	Produção			(941.176)
	(117.647)	436.631	318.984	265.820	(675.356)
	(100.000)	392.869	292.869	203.381	(471.975)
	(85.000)	349.107	264.107	152.839	(319.136)
	(72.250)	305.344	233.094	112.410	(206.725)
1	(61.413)	261.582	200.169	80.444	(126.282)
2	(52.201)	217.819	165.619	55.465	(70.816)
3	(44.371)	174.057	129.687	36.193	(34.623)
4	(37.715)	130.295	92.580	21.531	(13.092)
5	(32.058)	86.532	54.475	10.558	(2.535)
6	(27.249)	42.770	15.521	2.507	(28)

Resultados:	
Valor mínimo de venda p/ viabilidade:	72,5
Payback:	10 anos
VPL	0 Como condição de entrada
TIR	20% aa - como condição de entrada

Fig. 32: Simulação VIII: Fluxo de caixa descontado e resultados de preço de petróleo para taxa de 20% aa.

4.7 Análise dos resultados da simulação de viabilidade econômica

A tabela 18 resume os dados e resultados obtidos nas 8 simulações detalhadas anteriormente.

Tabela 18: Resumo dos resultados das seis simulações de fluxo de caixa descontado para o projeto de revitalização do campo.

	Simulações de Fluxo de Caixa Descontado para o Empreendimento							
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII
Taxa de retorno	6%	20%	6%	20%	6%	20%	6%	20%
Valor de venda Brent	US\$ 70,21	US\$ 70,21	US\$ 52,66	US\$ 52,66	US\$ 87,76	US\$ 87,76	-	-
Pay Back descontado	Ano 5	Inviável	Inviável	Inviável	Ano 3	Ano 4	Ano 10 (por hipótese)	Ano 10 (por hipótese)
VPL (US\$)	417.775,57	(40.034,79)	(46.621,60)	(346.681,86)	882.172,73	266.612,29	-	-
TIR (%)	19,78%	Inviável	Inviável	Inviável	30,52%	30,52%	6%	20%
Valor de venda do barril para viabilidade do projeto	-	-	-	-			US\$ 54,42	US\$ 72,50

Fonte: Elaboração própria.

Na análise dos resultados das simulações do fluxo de caixa descontado do empreendimento de revitalização de um campo de petróleo maduro no Recôncavo Baiano devem ser respeitadas as premissas e hipóteses iniciais, bem como as condições de contorno apresentadas nas seções 4.2 e 4.3 deste capítulo.

Partindo-se da simulação I, verifica-se que a viabilidade do empreendimento é observada para o valor médio do preço histórico do período de janeiro de 2005 a janeiro de 2010, situado em US\$ 70,21 o barril, e fluxo de caixa descontado ao custo de capital de 6% ao ano. Observa-se ainda a partir da simulação I, uma TIR de 19,78%, ou seja, o projeto se viabilizaria até para uma taxa máxima de desconto de capital dessa ordem de grandeza.

A TIR obtida na simulação I é de especial relevância, pois indica o patamar da taxa de custo de capital máximo para a viabilidade de empreendimentos já em andamento no Recôncavo Baiano e de novos empreendimentos que se enquadrem nas premissas iniciais médias adotadas. Vale lembrar que simulação I foi realizada, admitindo-se como valor de venda médio da produção o mesmo valor médio das cotações Brent no período de janeiro de 2005 a janeiro de 2010.

A TIR da simulação I indica que muitos empreendimentos em condições similares ao do campo estudado tiveram um retorno interessante neste período em função do preço médio do petróleo nos anos compreendidos na faixa de análise, entre jan./2005 e jan./2010. Neste sentido a remuneração média de capital obtida para empreendimentos similares ao do modelo proposto situou-se em torno dos 19,78%.

Contudo, cabe a observação de que a taxa interna de retorno encontrada está intrinsecamente vinculada às condições de contorno do caso estudado, ainda que seja uma caso representativo da média da região. Assim, extrapolações do modelo analisado devem ser feitas com ressalvas. Isso é reafirmado quando se consideram as variáveis condicionantes, tais como aspectos geológicos, geográficos locais, estado original do campo dentre outras, que têm um espectro muito amplo de possibilidades, podendo levar a condições de contorno muito distantes daquelas adotadas no modelo.

Ao se observar a simulação II, inviável para taxa de 20% ao ano, percebe-se que a TIR da simulação I ficou muito próxima à taxa de retorno de capital proposta na simulação II, confirmando a expectativa dos agentes entrevistados na região ao longo das pesquisas de campo, que indicaram o limite máximo de 20% adotado nesta simulação.

O gráfico da figura 33 indica as cotações Brent médias compreendidas entre janeiro de 2005 e janeiro de 2010 e a linha tracejada horizontal está situada no patamar de US\$ 70,21 o barril, média das cotações históricas do barril de petróleo no período de janeiro de 2005 a janeiro de 2010. Nas simulações III e IV, observa-se um cenário hipotético futuro com cotações Brent 25% abaixo da média histórica, ou seja, num patamar de US\$ 52,66 o barril, o que inviabilizaria o empreendimento tanto para taxas de desconto de capital de 6% ao ano, como para taxa de 20% ao ano. Isso mostra que o empreendimento é sensível a variações desta magnitude.

Fig. 33: Gráfico de cotações Brent e linha de viabilidade para taxa de 6% aa.

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do U.S. Department of Energy/Energy Information Administration, 2010.

Nas simulações V e VI, observa-se um cenário hipotético futuro com cotações Brent 25% acima da média histórica, ou seja, num patamar de US\$ 87,76 por barril. Nestes cenários o empreendimento se viabilizaria tanto para taxas de 6% como para taxa de 20% ao ano. Para este par de simulações, a TIR obtida chega a 30,52%, cerca de 50% acima do teto proposto inicialmente para a taxa de remuneração de capital de 20%, revelando uma situação futura especialmente favorável para cenários de preços do petróleo mais elevados.

Cabe, contudo a correlação entre as visitas de campo com o cenário das simulações V e VI. Estes cenários de cotações elevadas ocorreu de fato no período compreendido entre outubro de 2007 a outubro de 2008, explicando em boa parte a alta rentabilidade do setor usufruiu neste período e o incremento no interesse por campanhas exploratórias, visando o aproveitamento das cotações que se supunha que continuariam favoráveis.

Das simulações VII e VIII, observa-se que valores de venda acima dos US\$ 54,42 o barril para uma taxa de desconto de capital de 6% tornariam o empreendimento viável. Entretanto, embora o custo de capital no Brasil tenha declinado na última década, pós 2001, o País ainda apresenta um das taxas de juros mais elevadas no mundo, o que indica que o custo de oportunidade a 6% seja relativamente baixo considerando as possibilidades de aplicação e de financiamentos internos. Já para taxa de retorno de 20%, valores acima de US\$ 72,42 por barril tornam o empreendimento viável, constituindo estes valores, como valores limites que viabilizam ou não os empreendimentos similares ao do proposto no modelo.

Ao se observar a figura 34, constata-se que as cotações internacionais do petróleo Brent estiveram oscilando acima dos US\$ 54,42 praticamente todo o período de abril de 2005 a novembro de 2008, ficando abaixo deste patamar apenas alguns dias no mês de janeiro de 2007. Isso implica que para os empreendimentos similares ao do modelo que se valerem da taxa de desconto de capital de 6%, todo esse período foi favorável.

Fig. 34: Gráfico de evolução da cotação Brent de janeiro de 2005 a janeiro de 2010. As linhas pontilhada e tracejada indicam os patamares mínimos e máximos médios para venda do petróleo à taxas de 6% e 20% respectivamente.

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do U.S. Department of Energy/Energy Information Administration, 2010.

As simulações realizadas indicam que empreendimentos com características similares ao analisado que se tiveram um custo de capital mais elevado, porém inferior a 20%, estes ficaram dentro dos limites da viabilidade, uma vez que a média dos preços de venda do petróleo no período situou-se em US\$ 70,21 por barril.

Ainda na figura 34, a linha pontilhada indica o patamar de venda mínimo do barril de petróleo durante a vida empreendimento situado em US\$ 54,42 para que o empreendimento seja viável a um custo de capital de 6%. Já a linha tracejada indicando US\$ 72,50 por barril assinala o patamar mínimo de venda do petróleo que viabiliza o empreendimento para taxa de 20%.

4.8 Conclusões do capítulo 4

O capítulo 4 abordou a análise de viabilidade econômico-financeira de um empreendimento de revitalização de um campo de petróleo maduro no Recôncavo Baiano. Foi proposto um modelo de simulações do Fluxo de Caixa Descontado deste empreendimento para diferentes cenários de variação de preço de venda do petróleo e diferentes taxas de desconto representativas do custo do capital empregado.

Para lastrear a análise de viabilidade proposta, o capítulo iniciou-se com uma breve revisão dos conceitos inerentes ao cálculo do Fluxo de Caixa Descontado e das técnicas de análise de investimento utilizadas nas simulações, a saber: o Valor Presente Líquido, a Taxa Interna de Retorno e o *Payback* Descontado.

Posteriormente detalhou-se o empreendimento propriamente dito. Para as simulações foi escolhida uma área licitada na Primeira Rodada de Licitação de Campos Maduros da ANP na qual foi estruturado o empreendimento. Através das informações disponibilizadas pela ANP sobre a área licitada, foi possível compor os elementos de contorno necessários para a elaboração do orçamento do empreendimento, sendo este orçamento composto pelas parcelas de investimento inicial alocados na data zero e custos de operação e manutenção que foram distribuídos ao longo da duração do projeto. A duração do empreendimento foi estimada em 10 anos.

Das informações sobre a área escolhida, também foi possível estimar as previsões para produção de petróleo do campo a ser revitalizado e sua curva de declínio, ambas necessárias para definição das parcelas referentes às receitas do empreendimento.

Definidos o orçamento do empreendimento, foram definidos e justificados os cenários para realização das simulações de Fluxo de Caixa Descontado do empreendimento. Os cenários propostos se basearam na variação de três patamares de preço de venda do petróleo produzido ao longo do empreendimento e da adoção de diferentes taxas de desconto de capital. Os três patamares de preços de venda do petróleo adotados foram propostos a partir da média histórica das cotações Brent de janeiro de 2005 a janeiro de 2010⁷³, situada em US\$ 70,21 o barril, seu quartil superior situado em US\$ 87,76 o barril e seu quartil inferior, situado em US\$ 52,66 o barril. As taxas de desconto utilizadas, referentes ao custo do capital empregado foram de 6% ao ano, caso fosse possível obter um financiamento junto às agências de fomento nesse nível de taxa e de 20% ao ano, adotado como estimativa para taxa potencialmente maior, decorrente da expectativa das empresas entrevistadas em campo.

Fechados os cenários, foram realizadas oito simulações de Fluxo de Caixa Descontado, sendo as seis primeiras simulações foram propostas a partir do cruzamento das duas taxas de desconto de capital propostas pelos três cenários de preços de venda do petróleo produzido. Duas simulações complementares foram propostas visando a obterem-se os preços do petróleo mínimos que viabilizassem o empreendimento com custos de capital de 6% ao ano e 20% ao ano.

Como conclusões do capítulo 4, pode-se observar a viabilidade do empreendimento para as taxas de desconto de 6% ao ano nos casos em que os preços de venda do petróleo produzido estiveram iguais ou acima da média histórica calculada de US\$ 70,21 o barril. Para taxas de 20% ao ano, apenas os valores de venda do quartil superior possibilitou a viabilidade do empreendimento. Chama a atenção ainda a TIR obtida na simulação I, a partir da média histórica das cotações Brent para venda do petróleo produzido pelo empreendimento. Esta TIR foi calculada em 19,78% e pode ser interpretada como a taxa máxima de desconto ou o custo máximo de capital que traria viabilidade ao empreendimento analisado ou a outro com características semelhantes.

⁷³ Período que compreende as vésperas da Primeira Rodada de Licitações de Campos Maduros da ANP até o fechamento deste texto.

As simulações complementares forneceram os valores mínimos de venda do petróleo produzido ao longo da vida útil do empreendimento que garantiriam a sua viabilidade. Estes valores situaram-se no patamar de US\$ 52,42 o barril, considerando-se o custo de capital de 6% ao ano, e de US\$ 72,50 o barril considerando-se o custo de capital de 20% ao ano.

5 Considerações finais

Essa dissertação teve por objetivo analisar a atividade econômica de produção de petróleo em campos maduros e áreas com acumulações marginais no Recôncavo Baiano. Verificou-se que tal atividade que pôde florescer com a flexibilização do monopólio da exploração e produção de petróleo e gás natural após a entrada em vigor da Lei 9.478 de 1997, conhecida como Lei do Petróleo.

A análise foi concebida a partir da perspectiva da relação entre a oferta de petróleo – gerada por produtores independentes atuantes no Recôncavo Baiano – e a demanda, basicamente composta pela Petrobras e por outros consumidores alternativos de menor capacidade de aquisição. Esta análise compreendeu ainda os principais agentes ou fatores que influenciam a atividade econômica tratada, a saber, os cenários regulatórios, econômicos, geográficos e ambientais. Foram propostas ainda simulações de viabilidade econômico-financeira para um empreendimento concebido a partir de um campo real licitado na Primeira Rodada de Licitações de Campos Maduros da ANP em 2005.

Antes, porém, da análise da atividade econômica propriamente dita, realizou-se uma revisão bibliográfica e conceitual dos elementos que deram suporte a análise. Dentre estes conceitos, foram elencadas e discutidas as visões e definições de campos maduros propostas por diversos autores. Nela verificou-se que campos maduros referem-se a campos de petróleo que já ultrapassaram seus picos de produção e que, em linhas gerais, já não possuem atratividade comercial para empresas de petróleo de grande porte. A produção de tais campos, entretanto, torna-se mais adequada quando realizada por empresas de pequeno e médio portes que por suas características, podem obter retorno financeiro com as atividades de E&P nestes campos, tanto de petróleo como gás natural. Verifica-se que para pequenas e médias empresas, mesmo com a operação em campos com pequena produção existe possibilidade de boas margens de rentabilidade, gerando ainda um fomento de negócios para a população residente no entorno aos sítios onde estes campos são reativados. Adicionalmente contabilizam-se os benefícios levados ao poder público através do recolhimento de impostos, taxas e *royalties* decorrentes da atividade.

Já o conceito de áreas com acumulações marginais incorpora elementos mais voltados à economicidade dos empreendimentos, referindo-se às áreas que, embora possuam potencial produtor, este é menor que em outras áreas de novas fronteiras. As áreas marginais são aquelas como reconhecido potencial produtor, mas cujo potencial se enquadra na condição marginal, em relação a outras áreas. Para o órgão regulador da atividade econômica, a ANP, é considerada área marginal aquela que contiver poços que produzam menos que 500 barris de petróleo por dia ou menos de 70.000 metros cúbicos de gás natural ao dia.

Observa-se, no entanto, que para efeitos regulatórios, a ANP estabelece um critério marcadamente quantitativo na definição de uma área ou campo marginal. Ainda que para este agente regulador, áreas ou campos marginais sejam aqueles, cujos poços não produzam mais que 500 barris ao dia, esta pesquisa levantou que, ao se observar a produção no Recôncavo Baiano, há poços operados pela Petrobras que vão além dos limites classificatórios da ANP para campos ou áreas marginais. De maneira geral, entretanto, a maioria dos poços operados pela referida empresa e pelas demais, que atuam na área, está abaixo deste limite, conferindo a essa bacia a característica de bacia marginal.

Unificando os conceitos, este texto tratou então de campos maduros e áreas com acumulações marginais, pois ambas as explorações ocorrem simultaneamente na região compreendida pela bacia sedimentar do Recôncavo Baiano.

Da perspectiva evolutiva da região estudada, chamou a atenção o fato de que a bacia sedimentar do Recôncavo Baiano já foi, até os finais da década de 70, a principal bacia produtora brasileira. Porém, com as descobertas de petróleo e gás natural, em fins da década de 70, na bacia de Campos, a bacia do Recôncavo passou a ter um caráter secundário ou marginal. Já em meados de 2009, a produção de petróleo equivalente nesta bacia, representava apenas cerca de 2% da produção nacional ou aproximadamente 48.000 barris ao dia.

Voltando-se ao desenvolvimento da análise da atividade econômica na região escolhida, observou-se que, pelo lado da oferta, estão os agentes produtores de petróleo e gás natural que obtiveram junto à ANP as concessões de produção de áreas maduras no Recôncavo Baiano. Esses agentes são caracterizadas por serem de pequeno e médio portes, em comparação com as grandes empresas do setor, a exemplo da Petrobras, BP e XX entre outras. As empresas de menor porte possuem a capacidade de uma operação mais capilar, ou

seja, conseguem de forma eficaz, operar diversos pequenos campos e, ainda assim, obter rentabilidade.

Pelo lado da demanda, especificamente por petróleo, está, praticamente sozinha, a maior empresa do setor, a Petrobras, que exerce seu poder de mercado sobre os pequenos produtores, como num monopólio. Como essa empresa possui capacidade ociosa na Refinaria Landulpho Alves (RLAM), todo petróleo produzido pelos produtores independentes no Recôncavo Baiano pode, em tese, ser comprado e refinado nesta unidade. Soma-se a isso, o fato de o petróleo produzido pelos pequenos produtores ser, em geral, de boa qualidade, ou seja, com alto grau API, importante no *blend* de refino, na composição com petróleos mais pesados, normalmente oriundos da Bacia de Campos.

Em termos comerciais, as relações de compra e venda entre produtores e a principal compradora – a Petrobras – quando estabelecidas, são feitas através de contratos de longa duração, sendo os preços baseados nas cotações do petróleo tipo Brent.

Para obtenção de mais elementos para a análise da atividade econômica, foram realizadas pesquisas de campo no primeiro semestre de 2009, onde foram visitadas empresas operadoras de campos maduros e áreas com acumulações marginais no Recôncavo Baiano, suas sedes e bases de operação. Foram ainda entrevistados gestores e profissionais das empresas produtoras visitadas.

Durante a pesquisa de campo, verificou-se que há possibilidade de criação de alternativas para a demanda do petróleo e gás natural, além da constituída pela Petrobras. Constatou-se *in loco*, que já há transações comerciais com a uma refinaria privada situada no interior de São Paulo. Adicionalmente, algumas empresas engajadas nas atividades de produção locais estudam a implantação de mini-refinarias que possam representar alternativas à comercialização junto à Petrobras. Há ainda a possibilidade de destinar o petróleo diretamente às indústrias com demanda por óleo combustível, dentre as quais cimenteiras e outras indústrias que utilizam esse combustível. Nessa alternativa, constata-se, porém, perda de valor de venda do petróleo em relação aos preços obtidos junto a Petrobras.

Ao se analisar a comercialização de gás natural, deve-se levar em conta que este energético possui características diferentes do petróleo por requerer instalações de produção, compressão, armazenagem e transporte mais complexas que aquelas necessárias à produção

do óleo.. Estas características, no entanto, não são impeditivas para a comercialização desse produto, conforme constatou-se *in loco*. Verificou-se que há uma empresa local explorando campos maduros que já fornece gás natural diretamente à concessionária de gás natural baiana e que ainda estuda a possibilidade de vender sua produção diretamente à postos de combustíveis, na forma de gás natural veicular.

Dos fatores que influenciam as relações de compra e venda entre oferta e demanda, além do volume e das características de vendedores e compradores, foram analisadas as influências exercidas pelas recentes oscilações das cotações internacionais do preço petróleo, que de modo geral, foi benéfica ao setor. Isso decorreu do fato de que as cotações do petróleo Brent, que serve de referência para preços de compra e venda nos contratos estabelecidos entre a Petrobras e produtores independentes, ficaram em termos médios, acima dos patamares da época da primeira licitação de campos maduros. Segundo pesquisa de campo, os produtores independentes conceberam seus projetos de revitalização de campos admitindo cotações do petróleo iguais ou inferiores às cotações de meados de 2005, véspera da Primeira Rodada de Licitações de Campos Maduros e Áreas com Acumulações Marginais da ANP. Como referência, as cotações na época da Primeira Rodada situavam-se em torno de US\$ 60,00 o barril e as cotações médias de janeiro de 2005 a janeiro de 2010 situaram-se em US\$ 70,21 o barril.

Outro fator analisado foi a influência das recentes descobertas de grandes reservas de petróleo nas camadas geológicas abaixo dos domos de sal na bacia sedimentar de Santos. Estas descobertas, de modo geral, não trouxeram benefícios para o setor de exploração de Campos Maduros no Recôncavo Baiano. Entre outras razões elas canalizaram as atenções da agência reguladora, sociedade civil, legislativo e poderes públicos para tais descobertas, gerando debates sobre mudanças ou manutenção da legislação atual com reflexos sobre a produção de campos maduros e áreas com acumulação marginal.

O foco de atenção da ANP para com os eventos ligados às descobertas do pré-sal, segundo a opinião dos entrevistados em campo, levou ao adiamento da Terceira Rodada de Licitações de Campos Maduros e Áreas com Acumulações Marginais. Tal Rodada,, inicialmente prevista para fins do ano de 2008, foi postergada para fins de 2009, sendo que até meados de 2010 não havia mobilização por parte da ANP para realização do certame.

Pode-se inferir que o longo período sem licitações de novas áreas tende, a longo prazo, a contribuir decisivamente para extinção da atividade econômica na região. Com efeito, sem licitações de novos campos maduros ou novas áreas marginais, não haverá continuidade das operações e não se atingirá os patamares de escala desejável para se manter um parque industrial mínimo de fornecedores de bens e serviços que lastreiem a atividade econômica ora existente. Mais ainda, sem novas licitações, os empreendimentos licitados em 2005, irão finalizar suas operações, levando à extinção da atividade econômica de produção de campos maduros e áreas com acumulações marginais.

Foram descritos fatores internos ou intrínsecos à atividade econômica, tais como as características geológicas e geográficas da região do Recôncavo Baiano. Por características geográficas, abordou-se a geografia humana do Recôncavo Baiano marcada pelo baixo índice de desenvolvimento humano dos municípios da região. Da análise das características geológicas, merece ser observado que a Bacia do Recôncavo ainda possui potencial produtor, tendo sido até meados da década de 70 a principal bacia produtora brasileira, ficando com posição marginal, após a descoberta da Bacia de Campos e após o declínio de sua produção em consequência da maturidade de seus reservatórios.

Quanto à geografia humana, a Bacia do Recôncavo é composta por municípios com baixo índice de desenvolvimento humano, e consequentemente carentes de recursos e alternativas para desenvolvimento. O desenvolvimento da atividade exploratória em campos maduros e áreas com acumulações marginais pode contribuir através de diversos fatores para a melhoria dos índices de desenvolvimento humano na região. Conforme visto, além da contribuição compulsória de impostos, *royalties*, taxas e tributos pelos produtores, a atividade contribui com a qualificação e aproveitamento da mão-de-obra local para operação dos campos, fomentando o surgimento de prestadores de serviços locais tais como fornecedores de alimentos, refeições, hospedagem, manutenção, e equipamentos, entre outros.

Os fatores ambientais também foram analisados. O respeito à legislação ambiental impõe restrições e obrigações às empresas operadoras antes, durante e após operação dos campos. Antes do início dos empreendimentos, ocorrem as etapas de licenciamento ambiental. Durante a operação, situação em que o potencial ofensivo ao meio ambiente é relativamente pequeno, deve-se atentar aos cuidados na prevenção de vazamentos ou derramamentos de óleo, além de se observar o destino correto da água produzida. A etapa posterior à produção refere-se ao descomissionamento, etapa na qual se trata do procedimento

de desmobilização da operação exploratória, deixando o sítio de produção e entornos utilizados livres de resíduos ou resquícios das instalações.

No capítulo 4 abordou-se a análise de viabilidade econômico-financeira de um empreendimento de revitalização de um campo de petróleo maduro no Recôncavo Baiano. Foi proposto um modelo de simulações do Fluxo de Caixa Descontado do empreendimento escolhido, alternando-se diferentes cenários de variação de preço de venda do petróleo e distintas taxas de custo do capital empregado. .

Para lastrear a análise de viabilidade proposta, o capítulo iniciou-se com uma breve revisão dos conceitos inerentes ao cálculo do Fluxo de Caixa Descontado e das técnicas de análise econômico-financeiras utilizadas, a saber: o Valor Presente Líquido, a Taxa Interna de Retorno e o *Payback* Descontado.

Para as simulações foi escolhida uma área licitada na Primeira Rodada de Licitação de Campos Maduros da ANP. Através das informações disponibilizadas pela ANP sobre a área licitada, foi possível compor os elementos de contorno necessários para a elaboração do orçamento do empreendimento, sendo este orçamento composto pelas parcelas de investimento inicial, alocados na data zero, e custos de operação e manutenção que foram distribuídos ao longo da duração do projeto. A duração do empreendimento foi estimada em 10 anos.

Das informações sobre a área escolhida, também foi possível estimar as previsões para produção de petróleo do campo a ser revitalizado e sua curva de declínio, ambas necessárias para definição das parcelas referentes às receitas do empreendimento.

Definidos o orçamento do empreendimento, foram selecionados e justificados os cenários para realização das simulações de Fluxo de Caixa Descontado do empreendimento. Os cenários propostos se basearam na variação de três patamares de preço de venda do petróleo produzido ao longo do empreendimento e da adoção de diferentes taxas de desconto de capital. Os três patamares de preços médios de venda do petróleo adotados foram propostos a partir da média histórica das cotações Brent de janeiro de 2005 a janeiro de 2010⁷⁴, situada em US\$ 70,21 o barril, seu quartil superior situado em US\$ 87,76 o barril e seu quartil inferior, situado em US\$ 52,66 o barril. As taxas de desconto propostas, referentes

⁷⁴ Período que compreende as vésperas da Primeira Rodada de Licitações de Campos Maduros da ANP até o fechamento deste texto.

ao custo de capital foram de 6% ao ano, caso o empreendimento contasse com capital subsidiado por uma agência de fomento, e de 20% ao ano decorrente das expectativas de retorno levantadas nas entrevistas realizadas com produtores na região.

Definidos e detalhados os cenários, foram realizadas oito simulações de Fluxo de Caixa Descontado. As seis primeiras foram propostas a partir do cruzamento das duas taxas de custo de capital propostas pelos três cenários de preços de venda do petróleo produzido. Duas simulações complementares foram propostas visando a obterem-se os valores de venda médios mínimos para viabilização de empreendimentos com as taxas de desconto de capital de 6% ao ano e 20% ao ano.

Como conclusões das simulações realizadas destaca-se a viabilidade do empreendimento analisado e de empreendimentos similares alcançada para custos de capital de 6% ao ano nos casos em que os preços de venda do petróleo produzido estiveram iguais ou acima da média histórica calculada de US\$ 70,21 o barril. Para custos de capital de 20% ao ano, apenas os valores de venda do quartil superior possibilitou a viabilidade do empreendimento analisado. Merece destaque a TIR obtida na simulação I, a partir da média histórica das cotações Brent para venda do petróleo produzido pelo empreendimento. Esta TIR foi calculada em 19,78% e pode ser interpretada como a taxa máxima de desconto ou o custo máximo de capital que traria viabilidade ao empreendimento analisado ou a outro com características semelhantes.

Já as simulações complementares forneceram os valores mínimos de venda do petróleo produzido ao longo da vida útil do empreendimento que garantiriam a viabilidade do empreendimento analisado. Estes valores situaram-se no patamar de US\$ 52,42 o barril, considerando-se o custo de capital de 6% ao ano, e de US\$ 72,50 o barril considerando-se o custo de capital de 20% ao ano.

Pelo exposto ao longo da dissertação, pode-se concluir que os empreendimentos de produção de petróleo em áreas de acumulações marginais ou campos maduros no Recôncavo Baiano devem ser encarados como uma atividade econômica em estágio inicial de desenvolvimento, uma vez houve apenas uma rodada de licitação de campos nesta bacia. Contudo, a atividade configura-se como uma dupla oportunidade: tanto para a iniciativa privada, que pode obter consideráveis rentabilidades sobre o capital investido e para a região

do Recôncavo Baiano propriamente dita, através do recolhimento direto de *royalties*, impostos e taxas revertidos em parte para as esferas municipais e estaduais.

Há também benefícios mais indiretos trazidos pela produção dos campos maduros no Recôncavo Baiano, como formação e aproveitamento de mão-de-obra local, movimentação da economia, fomento à formação de fornecedores de bens e serviços ligados diretamente à operação e indiretamente à ela, como hotéis, pousadas, fornecimento de refeições, serviços de segurança, dentre outros.

Quanto às limitações do presente trabalho, deve-se assinalar que a análise empreendida restringiu-se à atividade econômica de produção de petróleo por empresas privadas atuantes no Recôncavo Baiano desde o início das atividades, demarcada pela realização da Primeira Rodada de Licitações de Campos Maduros e Áreas com Acumulações Marginais da ANP. Embora a escolha do foco de análise tenha recaído sobre a Bacia do Recôncavo, por se tratar de uma região com limites bem definidos, características econômicas homogêneas e real possibilidade de demanda pelo óleo extraído, exercida basicamente pela Petrobras, o trabalho não se dedicou a analisar outras bacias situadas em outras partes do País e do mundo. Tampouco dedicou-se a explorar o potencial que novos demandantes poderão representar no mercado local.

O modelo de simulações proposto também possui limitações. Por se tratar de um estudo de caso, cobre apenas uma gama de cenários e adotar hipóteses restritivas, que através de médias buscam se adequar às cláusulas de sigilo das empresas visitadas. As simulações realizadas, ainda que representativas de médias regionais, não podem ser generalizadas para todo e qualquer empreendimento na região estudada ou àqueles situados em outras partes.

Cabe então a sugestão para que se prossiga nas análises aqui realizadas. Uma idéia é estendê-las a outras regiões ou bacias sedimentares, tais como as bacias sedimentares dos estados de Sergipe, Alagoas, Maranhão, Rio Grande do Norte, Paraná e também aos estados do Sul e Sudeste, a exemplo do estado de São Paulo, onde indícios de hidrocarbonetos foram encontrados nas décadas de 60 e 70 na região de Presidente Prudente.

Ainda como inspiração a novos trabalhos na linha das simulações, sugere-se a elaboração de modelos matemáticos mais amplos, que trabalhem com uma maior base de dados e reflitam melhor o risco das atividades de reativação de campos maduros e áreas com acumulações marginais. Por fim, merecem atenção as novas análises que trabalhem com um

maior número de estudos de caso reais que possibilitem o refinamento do modelo de simulações adotado de forma a se obter conclusões mais amplas e mais elucidativas quanto à possibilidade de viabilidade destes empreendimentos de revitalização de campos maduros e que possam inspirar políticas públicas que façam desta uma atividade promissora que fomente o desenvolvimento nas regiões com reconhecido potencial.

REFERÊNCIAS

ABADIE, Elie. **Geopolítica do Petróleo e Gás**. São Paulo, FECAP: 2005, 147 f. Notas de aula.

_____. **Processos de Refinação**. Rio de Janeiro, Universidade Corporativa Petrobras: 2004, 171 f. Notas de aula.

_____. **Refino de Petróleo**. São Paulo, FECAP: 2005, 90 f. Notas de aula.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Informe Conjuntura & Informação 41**. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br>>. Acesso em: 10 jul.2008 e em diversas datas posteriores, 2009.

ARAÚJO 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, Ricardo A., FONSECA, Fernando, PAULO, Goret P. **Matemática Financeira**. Rio de Janeiro FGV: 2007 88 f. Notas de Aula

BEYOND PETROLEUM. **BP Statistical Review of World Energy June 2008**. Disponível em: <www.bp.com/statisticalreview>. Acesso em: 10 jul.2008.

BORGES, Luiz Ferreira Xavier. **Project finance e infra-estrutura**: descrição e críticas. Disponível em: <<http://www.clubedopetroleo.com.br>>. Acesso em: 7 fev.2002.

_____. **Project finance e o BNDES**. Disponível em: <http://www.clubedopetroleo.com.br/edicao07_artigos_luizborges.htm>. Acesso em: 4 jul.2008.

CAIO, L. S. **Planejamento e Gestão Estratégica**. São Paulo, FECAP: 2007, 57 f. Notas de aula.

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

CÂMARA, Roberto José Batista; ROCHA, Paulo Sérgio; FERREIRA, Luiz Eraldo Araújo. **Campos maduros de petróleo: definições para efeitos regulatórios**. Rio de Janeiro, 2006. 17 f. Relatório apresentado ao Programa de Recursos Humanos 23 (PRH-23) da Agência Nacional do Petróleo.

COELHO, L. C. Bitencourt. **Logística de Petróleo, Derivados e GN**. São Paulo, FECAP, 2006. 45 f. Notas de aula.

COELHO NETO, Valdívio **Competências Organizacionais para o desenvolvimento estratégico do negócio de exploração de petróleo em Campos Maduros: O caso Petroreconcavo S. A.** Dissertação (Mestrado Profissionalizante em Administração) – Universidade Federal da Bahia – UFBA. Salvador, BA, 2005.

COSTA, Ana Paula A. **Quantificação do impacto de incertezas e análise de risco no desenvolvimento de campos de petróleo**. 240 f. Tese (Doutorado em Ciências e Engenharia do Petróleo) – Universidade Estadual de Campinas, Campinas, SP, 2003.

COSTA, Cristina. **Recursos Humanos**. São Paulo, FECAP: 2007. 48 f. Notas de aula.

COSTA, M. D'Assunção. **Direito do Petróleo e Gás Natural – Lei 9478/97**. São Paulo: 2005. 12 f. Notas de Aula.

COSTA, M. D'Assunção e KANN, Zevi. **Direito do Petróleo e Gás Natural**. São Paulo: 2005. 57 f. Notas de Aula.

CUNHA, Rafael. Participação de pequenas empresas nas operações de campos marginais. In: **I Seminário sobre Desafios da Produção de Petróleo e Gás em Campos com Acumulações Marginais**. Novas oportunidades em áreas antigas. Grandes oportunidades em pequenos campos. Salvador, BA, 2007.

DIAMOND, Jared M. **Colapso**. Tradução. Alexandre Raposo. Rio Janeiro: Record, 2005.

FARIA, Viviana Cardoso de Sá e. **O papel do *Project Finance* no financiamento de projetos de energia elétrica: caso da UHE de Cana Brava**. Tese (Doutorado em Ciências em Planejamento Estratégico) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2003.

FEIJO, F. Juarez **Geologia, Geofísica e Geopolítica de Petróleo**. Rio de Janeiro, Universidade Corporativa Petrobras, 2005. 220 f. Notas de aula.

FERNANDES, S. L. F. e SILVEIRA, J. P. **A reforma do setor petrolífero na América Latina: Argentina, México e Venezuela**. Nota Técnica. Brasília, ANP, 1999.

FERREIRA, Denílson. **Curva de Hubbert: uma análise das reservas brasileiras de petróleo**. 101 f. Dissertação (Mestrado em Energia) – Programa interunidades de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2005.

FERREIRA, Doneivan Fernandes. **Anticipating impacts of financial assurance requirements for offshore decommissioning: a decision model for the oil industry**. Tese (Doutorado em Ciências) – Universidade Estadual de Campinas, Campinas, SP, 2003.

_____. **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.

_____. **Produção de Petróleo e Gás Natural em Campos Marginais: Um nascente mercado no Brasil**. Palestra proferida na Câmara Americana de Comércio no Comitê de Energia em 17 de novembro de 2009. São Paulo, SP

_____. Núcleo de petróleo e Gás: oportunidades e desafios. In: **I Seminário sobre Desafios da Produção de Petróleo e Gás em Campos com Acumulações Marginais**. Novas oportunidades em áreas antigas. Grandes oportunidades em pequenos campos. Salvador, BA, 2007.

FOLKERTS, Livia Karaoglan. **A nova indústria nacional de bens e serviços após a flexibilização do monopólio de petróleo**. 2004. 218 f. Dissertação (Mestrado em Regulação da Indústria de Energia) – Universidade Salvador (UNIFACS). Salvador, BA, 2004.

FONSECA, Fernando M. **Análise da Viabilidade de Projetos**. Rio de Janeiro, FGV: 2008, 61 f. Notas de Aula.

FURTADO, Ricardo. **Modelo de valoração de áreas exploratórias com base nas licitações brasileiras**. 2004. Tese (Doutorado em Ciências e Engenharia do Petróleo) – Universidade Estadual de Campinas, Campinas, SP, 2004.

GOMES, Ieda. **Gás Natural e GNL Cadeia de valor, comércio internacional, modelo econômico e usos finais**. São Paulo, FIA: 2007. 64 f. Notas de Aula.

GUIMARÃES, Marcelo da Silva. **Metodologia para otimização de estratégias de drenagem para campos de petróleo em produção**. 2005. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia do Petróleo) – Universidade Estadual de Campinas, Campinas, SP, 2005.

GITMAN, Lawrence J. **Princípios de Administração Financeira**. Tradução Arthur Ridolfo Neto. São Paulo, SP: Harbra, 2007.

LIBONI, C. R. **Análise Econômico-Financeiro de Projetos**. São Paulo, FECAP: 2005, 78 f. Notas de aula.

LIMA, Haroldo. **Petróleo no Brasil: a situação, o modelo e a política atual**. Rio de Janeiro: Synergia, 2008.

LUCZYNSKI, Estanislau. **Os condicionantes para o abandono das plataformas offshore após o encerramento da produção**. 2002. Tese (Doutorado em Energia) – Programa Interunidades de Pós-graduação em Energia, Universidade de São Paulo., São Paulo, 2002.

MACHADO NETO, A. **Gestão da Cadeia de Suprimento**. São Paulo, FECAP: 2005, 79 f. Notas de aula.

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.

MAGALHÃES Jr., Frederico. **Avaliação de Campo de Petróleo Maduro por Opções Reais**. Dissertação (Mestrado Profissionalizante em Administração) – Faculdade de Economia e Finanças IBEMC, Rio de Janeiro, RJ, 2006.

MANKIW, N. Gregory. **Introdução à Economia**. Tradução Maria José Cyhlar Monteiro. Rio de Janeiro: Campus, 2001.

MEZZOMO, Cristina C. **Otimização de estratégias para recuperação de campos de petróleo**. 2001. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia do Petróleo) – Universidade Estadual de Campinas, Campinas, SP, 2001.

MILANI, E.J; SANTOS, C.F.; CASTRO, A. H. A. **Geologia e sistemas petrolíferos das bacias sedimentares brasileiras**. Rio de Janeiro: Petrobras, 2003.

MONTEIRO FILHA, Dulce Corrêa; CASTRO, Marcial Pequeno Saboya de. *Project Finance para a indústria: estruturação de financiamento*. **Revista do BNDES**, Rio de Janeiro, v.7, n.14, dez., p.107-124, 2000.

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.

NOVAES, Ricardo Célio Sesma *et al.* **Empreendimentos em poços maduros e campos com acumulações marginais**. Trabalho de Conclusão de Curso (Pós-Graduação lato sensu em Gestão de Empreendimentos em Petróleo e Gás) – Fundação Escola de Comércio Álvares Penteado, São Paulo, 2007.

PAES, Normando C., GUIMARÃES, Hélio R. e CORREA, James S. S. **Desenvolvimento de modelo de avaliação econômico-financeira para Campos de Produção de Petróleo e Gás Natural em estágio avançado de produção (Campos Maduros ou Marginais). Capítulo 4** – Salvador, BA, 2006. Notas de Aula.

PACHALY, I. J e BARBOSA, S. G. Sias. **Planejamento do Empreendimento**. Rio de Janeiro, FGV, 2007. 41 f. Notas de Aula.

PANEGALLI, José Carlos. **Decisão de financiamento, custo de capital e fontes de captação**. Disponível em <<http://www.bndes.gov.br>>. Acesso em: 7 jul.2008.

PARENTE, Virgínia, *et al.* Offshore decommissioning issues: Deductibility and transferability. **Energy Policy**, v.34, n. 15, oct..., p.1992-2001, 2006.

PINTO, Iubatan A. **Estudo da tolerância ao risco utilizando os indicadores financeiros e operacionais das empresas de petróleo**. 2002. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia do Petróleo) – Universidade Estadual de Campinas, Campinas, SP, 2002.

PINTO JR, Helder Queiroz et al. **Economia da Energia**. Rio de Janeiro, Ed. Elsevier, 2007

PERTUSIER, Rafael R. **Futuro dos Preços do Petróleo**. Palestra proferida na Câmara Americana de Comércio no Comitê de Energia em 17 de novembro de 2009. São Paulo, SP.

PRATES, Jean-Paul: **Campos Marginais e Produtores Independentes de Petróleo e Gás: aspectos técnicos, econômicos, regulatórios, políticos e corporativos**. Fórum Continuação de Energia – 2ª Edição. Rio de Janeiro, RJ. 2004.

REIS, Andréa C. et al. **Royalties, IDH dos municípios arrecadadores e fundamentos no ordenamento jurídico que justificam uma regulamentação específica para campos maduros de petróleo**. Rio de Janeiro, 2006. 30 f. Relatório apresentado ao Programa de Recursos Humanos 23 (PRH-23) da Agência Nacional do Petróleo.

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, Jorge M. Desafio no fornecimento de serviços para novos entrantes. In: **I Seminário sobre Desafios da Produção de Petróleo e Gás em Campos com Acumulações Marginais**. Novas oportunidades em áreas antigas. Grandes oportunidades em pequenos campos. Salvador, BA, 2007.

RIBEIRO, Marilda R. de S. Áreas inativas x acumulações marginais. In: **I Seminário sobre Desafios da Produção de Petróleo e Gás em Campos com Acumulações Marginais**. Novas oportunidades em áreas antigas. Grandes oportunidades em pequenos campos. Salvador, BA, 2007.

RIBEIRO, Marilda R. de S. **O projeto de Acumulações Marginais – As Licitações promovidas pela ANP em 2006 e 2007 em Produção de Petróleo e Gás em Campos Maduros**. Doneivan F. Ferreira (org). Campinas, SP: Komedi, 2009.

ROCHA, Paulo Sérgio; SOUZA, Antonio Oswaldo de A.B. de; CÂMARA, Roberto J. Batista. **O futuro da bacia do Recôncavo, a mais antiga província petrolífera brasileira**. Relatório Técnico. UNIFACS, 2005.

RODE, Ernest D. **Passive Seismic**. In: II Simpósio Brasileiro da Sociedade Brasileira de Geofísica. Natal, setembro de 2006.

RODRIGUES, Felipe R. **Desenvolvimento das companhias de petróleo independentes no Brasil: obstáculos e oportunidades**. Trabalho de conclusão de curso (Técnicas de Pesquisa em Economia) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2007.

RODRIGUES, Jefferson. Desafios do transporte, armazenamento e venda do petróleo. In: **I Seminário sobre Desafios da Produção de Petróleo e Gás em Campos com Acumulações Marginais**. Novas oportunidades em áreas antigas. Grandes oportunidades em pequenos campos. Salvador, BA, 2007.

RODRIGUES JUNIOR, Waldery. **A participação privada no investimento em infraestrutura e o papel do Project Finance**. Brasília: Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada do Ministério do Planejamento e Orçamento, 1997.

RUIVO, Fábio de M. **Descomissionamento de sistemas de produção offshore**. 2001. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia do Petróleo) – Universidade Estadual de Campinas, Campinas, SP, 2001.

SANTIAGO, Marcelo Pereira. **Project finance**: análise comparativa de financiamento de projetos. 2002. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção) – Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2002.

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 JUNIOR, Anabal. **Produção de Petróleo e Gás Natural e, Campos Terrestres com Acumulações Marginais – Um registro histórico em Produção de Petróleo e Gás em Campos Maduros**. Doneivan F. Ferreira (org). Campinas, SP: Komedi, 2009.

SANTOS, Edmilson M. (Coord.). **Análise do impacto da abertura do mercado brasileiro de derivados de petróleo**. Rio de Janeiro, 1999. Relatório final do Projeto ANP–PUC/RJ. Notas de aula.

Santos, Edmilson M. **O desenvolvimento e a produção de Petróleo e Gás Natural**. São Paulo, IEE, 2007 36 f. Notas de Aula.

SANTOS, Genivaldo B. et al. **Valoração de campos maduros e marginais**. Rio de Janeiro, 2006. 14 f. Relatório apresentado ao Programa de Recursos Humanos 23 (PRH-23) da Agência Nacional do Petróleo.

SCHIOZER, Rafael F. **Um modelo de alívio de royalties para campos maduros de petróleo**. 2002.Tese (Doutorado em Ciências e Engenharia do Petróleo) – Universidade Estadual de Campinas, Campinas, SP, 2002.

SILVA, Márcio F. et al. **Benefícios sociais da exploração e produção de petróleo e gás natural com a Lei do Petróleo**. Rio de Janeiro, 2006. 14 f. Relatório apresentado ao Programa de Recursos Humanos 23 (PRH-23) da Agência Nacional do Petróleo.

SILVA, Rosivânia P. **Geração e caracterização geológica de emulsões de água em óleo pesado para aplicações de projetos de separadores gravitacionais**.2004. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia do Petróleo) – Universidade Estadual de Campinas, Campinas, SP, 2004.

SOARES, Carlos Moreira. **Análise estratigráfica e geoestatística de reservatórios deltaicos da Bacia do Recôncavo (BA)**.1997. Dissertação (Mestrado em Geoengenharia de Reservatórios) – Universidade Estadual de Campinas, Campinas, SP, 1997.

STILGOE, George. **Geodynamics research**. In: I Seminário sobre Desafios da Produção de Petróleo e Gás em Campos com Acumulações Marginais. Novas oportunidades em áreas antigas. Grandes oportunidades em pequenos campos. Salvador, janeiro de 2007.

SUSLICK, Saul B. **A volatilidade dos preços de petróleo**. Disponível em: <http://www.dep.fem.unicamp.br/boletim/boletim02/bep_saul1.html>. Acesso em: 13 jun.2008.

TAVARES, João Carlos. **Atuação da ANP na Gestão Ambiental da Indústria do Petróleo**. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/meio/anp_meio_ambiente.asp>. Acesso em: 14 jul.2007.

VIANA, Magali de O. **Novos arranjos institucionais de pesquisa a partir da criação dos fundos setoriais: o caso da Rede Cooperativa em Engenharia de Campos Maduros – RECAM**. 2006. Dissertação (Mestrado em Administração Estratégica) – Universidade Salvador (UNIFACS), Salvador, BA, 2006.

VIEIRA, Daniela Calazans et al. **Project finance**. Rio de Janeiro: ANP, 1999.

VICTOR, Márcio. **A batalha do petróleo brasileiro**. Rio de Janeiro: Civilização Brasileira, 1993.

WARD, Alexis Kneip. **Projeto Barracuda e Caratinga: um estudo de caso de gestão de risco em financiamento de projetos no setor de petróleo**. 2006. Dissertação (Mestrado profissionalizante em Administração) – Faculdades Ibmecc, Rio de Janeiro, 2006.

WEIKERSHEIMER, D e MONTORO, E. F. **Aspectos Jurídicos, Tributários e Fiscais**. Rio de Janeiro: FGV, 2007, 90 f. Notas de aula.

ZAMITH, M. 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. Tese (Doutorado em Energia) – Universidade de São Paulo. São Paulo, 2005.

_____. **A indústria para-petroleira nacional**. São Paulo: Annablume, 2001.

ZAMITH, M. Regina e SANTOS, Edmilson M. **Atividades onshore no Brasil: regulação, políticas públicas e desenvolvimento local**. São Paulo: Annablume, 2007.

WEBSITES CONSULTADOS

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP)
Relatório Anual 2003-2004.

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

Acesso em: 13 ago.2008 e em diversas datas posteriores

Anuário Estatístico RAIS

Disponível em <<http://anuariorais.caged.gov.br/index1.asp?pag=estabelecimento>>

Acesso em: 13 ago.2007.

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

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

Acessado em 20/08/2008 e em diversas datas posteriores.

Bloomberg

Disponível em <<http://www.bloomberg.com/markets/commodities/cfutures.html>>

Acesso em: 9 jul.2008.

BP Group

Disponível em

<http://www.bp.com/sectiongenericarticle.do?categoryId=9023758&contentId=7044107>

acessado em 03/04/2009.

Centro de Estudo do Petróleo (CEPETRO), UNICAMP

Disponível em <<http://www.cepetro.unicamp.br>>

Acesso em: 30 mai. 2007.

Conselho Nacional de Política Energética

Disponível em <http://ecen.com/matriz/matriz2/cnpe_dec.htm>

Acesso em: 25 jul. 2007.

Conselho Nacional de Política Energética.

Disponível em <http://ecen.com/matriz/matriz2/cnpe_dec.htm#DECRETO%20No%203.520>

Acesso em: 25 jul.2007.

EBAPE/FGV

Informações sobre a empresa PetroReconcavo S.A.

Disponível em <<http://www.ebape.fgv.br/novidades/pdf/D01P04A02.ppt>>

Acesso em: 13 ago. 2007.

Empresa de Pesquisa Energética (EPE)

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

Acesso em: 13 ago.2007.

Energy Information Administration

Disponível em

<http://tonto.eia.doe.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?n=PET&s=RB RTE&f=D>

Acessado em 31/01/2009 e em diversas datas posteriores.

Instituto Brasileiro do Petróleo

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

Acesso em 30/11/2008 e em diversas datas posteriores.

Organização Nacional da Indústria do Petróleo

Disponível em <http://www.onip.com.br/index.php>

Acesso em 30/11/2008 e em diversas datas posteriores.

Portal do Intercâmbio

Disponível em:

(http://www.portaldointercambio.com.br/destinos/intercambio_canada/populacao_canada

Acessado em 05/09/09

Rede Petro Bahia.

Disponível em: <http://www.redepetrobahia.com.br/index.php?menu=link>

Acessado em 21/08/2008 e em diversas datas posteriores.

Relatório Caged

Disponível em: <http://anuariorais.caged.gov.br/index1.asp?pag=estabelecimento>

Acessado em 21/06/2008 e em diversas datas posteriores.

Sarbanes-Oxley Guide

Disponível em <http://www.sarbanes-oxley.com/>

Acesso em 28/11/2009.

Anexos

Anexo I: Considerações sobre a coleta de dados *in loco*

A coleta de dados em campo ocorreu no primeiro semestre de 2009, onde foram visitadas três empresas que operam campos maduros através de concessões da ANP ou cedidos pela Petrobras, entrevistados profissionais que militam no setor e acadêmicos das universidades locais. As visitas se deram basicamente nos municípios de Salvador, Catu e São João da Mata, ambos ao norte de Salvador.

As empresas visitadas adquiriram áreas nas Primeira e Segunda Rodadas de Licitações de Campos Maduros da ANP, porém as áreas adquiridas na segunda rodada não se localizam no estado da Bahia, portanto fora da abrangência deste texto.

É preciso ressaltar-se que estas empresas também participaram de rodadas de licitações de novas fronteiras, porém fazendo ofertas para áreas *onshore* ou *off shore* com lâmina d'água de até 50 m. Segundo as empresas consultadas, essa prática se deu devido a dois fatores: alta das cotações internacionais do petróleo nos anos de 2007 e 2008 gerando facilidade de captação de recursos internos e externos ou ainda excedente de caixa para financiamento de campanhas exploratórias. O segundo motivo foi a pouca oferta de áreas maduras oferecida nas duas rodadas de áreas maduras com acumulações marginais da ANP, levando à essas empresas buscar alternativas justamente em áreas de novas fronteiras para aproveitar a infraestrutura de equipamentos e pessoal alocado. Uma dessas empresas, inclusive, adquiriu uma sonda completa no exterior, para suas campanhas exploratórias.

A visita de campo, a partir de Salvador, iniciou-se pelo município de Catu, ao norte da capital por trecho rodoviário. Durante o trajeto, é possível notar as margens da rodovia, poços de petróleo da Petrobras em funcionamento, bem como os oleodutos que ligam esses poços às bases de bombeio para estações de tratamento ou terminais de armazenamento.

No município de Catu, os campos se localizam ao redor da pequena mancha urbana, em pequenas propriedades rurais, em sua maioria marcada por culturas agrícolas de subsistência. A criação de gado, da mesma forma, é insipiente, havendo predomínios de ovinos e caprinos. Cada propriedade rural recebe das empresas operadoras de campos, um aluguel mensal pelas áreas utilizadas. O aluguel é arbitrado pela ANP.

Das empresas visitadas, a empresa primeira empresas visitada recebeu a concessão de uma área na Primeira Rodada de Licitações e adquiriu áreas em outras regiões na segunda rodada, porém concentrando basicamente suas operações no interior da Bahia, operando 3 campos num total de 9 poços, sendo 2 de injeção de água e 7 de produção de óleo.

Esta empresa pode ser caracterizada como uma típica entrante na atividade de reativação e produção de campos maduros, pois é oriunda de outras atividades econômicas, embora já tenha operado concessões públicas em outras modalidades, sozinha ou em consórcio. Esta empresa recebeu aportou recursos próprios e recebeu financiamento externo, porém utilizou tecnologia nacional para o desenvolvimento de suas atividades. Inicialmente optou pela reativação dos poços já existentes dentro da área concedida, obtendo relativo sucesso na produção destes poços. Ampliando seu escopo, partiu para uma campanha exploratória no Recôncavo Baiano, em áreas marginais, dentro de sua área de concessão obtida na primeira rodada de licitações e também em blocos de novas fronteiras adquirido nas rodadas 7 e 8, dos quais alguns já foram devolvidos à ANP.

Em contrapartida ao sucesso na reativação de campos maduros, a campanha exploratória não obteve o resultado esperado, havendo a necessidade de esta empresa reestruturar-se economicamente para poder continuar com a operação de campos maduros. Segundo a gerência da operação de campos maduros não havia a cultura exploratória e mesmo a contratação de geólogos com experiência na Bacia do Recôncavo, não conduziram ao sucesso da campanha. A necessidade de aproveitamento da janela de sonda disponível ocasionando curtos prazos para estudos dos dados geológicos existentes, fez com que, segundo os profissionais ouvidos, certa pressa na locação dos poços exploratórios. Dos 25 poços perfurados apenas dois estão produzindo volumes mínimos, cuja vazão não passa de seis barris ao dia.

A empresa possui ainda contrato de venda de toda a produção com a Petrobras, sendo que questões relativas ao preço do petróleo estão solucionadas, não havendo impasse quanto à precificação do tipo de petróleo fornecido. Uma vez determinado o grau API do petróleo fornecido, que é de simples verificação, há uma tabela que relaciona o valor pago pelo barril de petróleo como porcentagem da cotação internacional do petróleo tipo Brent. A Petrobras paga fecha as faturas no início do mês seguinte ao da venda, fixando o preço pelas médias da cotação do mês em que o produto foi entregue.

A figura 1, apresenta uma bomba tipo cavalo de pau operada pela primeira empresa visitada.

Figura 1: Cavalo de pau em operação em campo marginal no Recôncavo Baiano

Fonte: Acervo do autor

A segunda empresa visitada com sede na capital, foi criada para participar das rodadas de licitações de campos maduros, mas ampliou sua participação entrando nas licitações de novos blocos exploratórios, sempre *onshore*. Essa empresa foi criada justamente com o propósito inicial de reativação dos poços, mas contando em seus quadros com profissionais de longa experiência na produção da bacia do Recôncavo Baiano. A princípio esta empresa revelou maior interesse na reativação de campos de gás natural, em áreas ao sul da capital, especificamente na ilha de Itaparica, mas dentro da bacia do Recôncavo Baiano. A produção de gás natural é comprimida em uma pequena unidade de processamento, onde é secado e separados componentes indesejáveis. O gás natural produzido tem poder calorífico superior de 9.400kj/m³, considerado adequado para os padrões do mercado consumidor. A comercialização do produto é feita diretamente à concessionária de gás da Bahia, a Bahia Gás,

sendo uma alternativa à venda para Petrobras, o que no julgamento de empresa é uma vantagem competitiva, uma vez que a Bahia Gás possui demanda para toda produção e além. Outra estratégia em estudo é a da venda do gás natural diretamente à postos de gasolina, configurando uma estratégia interessante de encurtamento do trajeto “do poço ao posto”.

Por outro lado, a segunda empresa, aproveitando-se da experiência de seus quadros, montou uma sonda de manutenção em consórcio com outras empresas. Esta sonda presta serviços para empresas de diversos portes, inclusive para Petrobras. Dada a grande demanda por sondas, houve essa empresa importou uma sonda do leste europeu para dar vazão à sua demanda exploratória. Essa sonda ainda pode prestar serviços à terceiros, configurando em mais uma estratégia interessante de aproveitamento de recursos investidos, diversificando sua operação. A empresa pretende ainda reativar campos em outras bacias e dar continuidade nos investimentos que até esse momento se mostraram promissores. Conjuntamente com o gás natural produzido, a empresa mantém reservas de condensado⁷⁵ de grau API 60 que por hora não está sendo explotado por razões comerciais. A empresa espera melhores cotações deste subproduto de alto valor agregado.

Resumindo as atividades dessa empresa, possui um campo com cinco poços reativados, três em estudo para reativação, mas com questões de licenciamento ambiental a serem transpostas. Todos os poços produzem gás natural, não havendo necessidade de poços de injeção de água, justamente por não haver água de rejeito para reinjeção. O condensado a ser produzido, possui grau API 60, de alto valor agregado. Essa empresa adquiriu concessões em outras bacias, porém ainda estuda a estratégia de reativação.

A terceira empresa entrou na atividade econômica de reativação e produção de campos maduros antes da primeira rodada de licitação através de uma parceria com a Petrobrás. A estatal cedeu a essa empresa, em 2004, campos ao redor do município de Mata de São João, ao norte de Salvador para reativação de diversos poços, base de operações, tanques, para armazenamento e decantação de petróleo, compressores e unidades de processamento de gás natural. A figura 2 apresenta aspectos das estações de bombeamento desta empresa.

⁷⁵ Condensado de petróleo, conhecido como gasolina natural.

Figura 2: Instalações de compressão e armazenamento de gás natural em planta industrial no Recôncavo Baiano

Fonte: Acervo do autor

O contrato de cessão previa a recuperação, atualização e ampliação da infraestrutura, sendo os investimentos a cargo da prestadora de serviços para posterior reembolso durante a fase de produção. A remuneração da prestação de serviços é função da produção de petróleo e gás natural, a um valor fixo, independente de cotações internacionais ou tipo de petróleo produzido. A produção da empresa é a maior dentre as empresas que operam campos maduros no Recôncavo e em outras bacias do país tanto em petróleo e gás natural. A produção de petróleo flutua em torno dos 3.000 barris ao dia e a produção de gás natural flutua em torno de 1 milhão de metros cúbicos de gás natural.

A empresa ampliou sua participação no mercado com a obtenção de áreas na Primeira e Segunda Rodadas de Licitações de Campos Maduros da ANP, porém por motivos contratuais, com outra razão social, produzindo em seus campos no Recôncavo a média de 350 bpd, possuindo ainda concessões em outras bacias, porém que ainda estão passando por estudos de reativação. Toda a produção de campos próprios é comprada pela Petrobras sob contratos de longa duração. Ressalta-se que a produção dos campos próprio, obedece as

mesmas condições das demais empresas. A figura 3 apresenta a cabeça de poço de injeção de água da terceira empresa.

Figura 3: Instalação de injeção de água produzida em poços de petróleo

Fonte: Acervo do autor

Deve ser observado, no entanto, o caráter de pioneirismo da empresa terceira empresa, que reuniu condições técnicas independentes da Petrobras para se habilitar como prestadora de serviços. Para tanto foi necessária a importação de mão de obra especializada em geologia, geofísica, engenharia de reservatórios notadamente da Colômbia, onde seus parceiros comerciais já possuíam operações em campos maduros. Esta excelência técnica se revelou fundamental no sucesso da reativação de poços e melhoria do fator de recuperação dos reservatórios operados. Profissionais brasileiros também foram repatriados, notadamente de Argentina, país que também possui larga tradição na operação de campos maduros, notadamente na região da Patagônia. A empresa focou também esforços no reprocessamento de dados sísmicos já existentes.

Alguns pontos são comuns às três empresas: o primeiro é a possibilidade de manipulação da produção conforme a variação das cotações internacionais, buscando

melhores preços do produto ofertado. Outro ponto observado é a simplicidade da operação de todas. Todas utilizam métodos de elevação convencionais, separação de água em tanques de decantação e reinjeção de água para pressurização de reservatórios ou simplesmente para descarte da água de rejeito. Todas centralizam sua produção independente em pequenas centrais compostas por tanques e a produção dessas centrais é escoada por via rodoviária para os terminais da Petrobras ou para a refinaria de São Paulo.

Dentro de um mesmo campo ou campos próximos, há linhas de oleodutos de pequeno diâmetro, em média 100mm, que levam a produção até as centrais de armazenamento. A pressão de recalque nessas tubulações é oriunda da própria bomba que eleva o petróleo do reservatório. Não há necessidade de aquecimento dessas linhas. Outro ponto comum às três empresas é a maturidade na relação comercial com a Petrobras. Toda a produção de petróleo é comprada pela estatal, sendo os preços acordados em função da qualidade do petróleo fornecido e das cotações internacionais, não havendo discordância a respeito.

No que se refere à questões de ordem logística, as três empresas possuem produção próximas às rodovias em boas condições e relativamente próximas ao ponto de entrega à Petrobras. Há fornecimento direto de energia elétrica da concessionária baiana, facilitando a operação de equipamentos elétricos, em especial bombas e instrumentação. Essa é uma característica peculiar das operações na região do Recôncavo: a proximidade com infraestrutura, facilitando as operações e reduzindo custos. Segundo os profissionais das empresas visitadas que possuem concessões em outras regiões, as dificuldades logísticas e de infraestrutura são até fatores que inviabilizam economicamente a reativação de campos.

A configuração planaltimétrica em que os poços se localizam também facilita o acesso das sondas que são basicamente montadas em chassis de caminhões. Na época da perfuração dos poços, o procedimento adotado pela Petrobras indicava que deveria ser construído um patamar nivelado de setenta por cinquenta metros aproximadamente, bem como via de acesso carroçável para a sonda e demais equipamentos de apoio. Ressalta-se que na época da perfuração da maioria destes poços – décadas de 60, 70 e 80, não havia ainda legislação ambiental que limitava esses procedimentos.

Foi observado nos poços visitado que essa estrutura se mantém em boas condições, situação que se repete em praticamente todos os poços das áreas licitadas. Há algumas exceções, citando um poço inativo que se encontra submerso por um açude construído pelos moradores locais na área rural do município de Mata de São João.

Há necessidade de segurança patrimonial dos equipamentos instalados na cabeça dos poços, tais como válvulas, bombas e acessórios de bombeio e principalmente equipamentos de instrumentação. As empresas utilizam empresas terceirizadas para esse fim. A segurança patrimonial, além de preservar os equipamentos, tem implicações ambientais e de segurança, pois a tentativa de roubo de componentes da operação pode gerar vazamentos, implicando em danos ambientais e acidentes com os envolvidos. Há pessoal de operação e manutenção circulando em ronda pelos poços 24 horas por dia, garantindo a continuidade da produção dentro do programado.

No que se refere às questões ambientais, a operação dos campos e poços visitados não apresenta complexidade. Cada cabeça de poço se situa dentro de um pires de concreto, sendo que vazamentos ocasionais são ali contidos até que o bombeio seja interrompido. Como as pressões envolvidas não são altas, há pequena possibilidade de vazamentos nas linhas de oleodutos, e havendo vazamento, esse é normalmente percebido rapidamente, sendo os danos potenciais pequenos, justamente pelas pequenas vazões envolvidas. As empresas citam o fato de haver vazamentos causados pelo roubo de tubulações ou equipamentos pelos habitantes da região, normalmente para venda como sucata, dado o motivo para vigilância ostensiva descrita nas linhas de dutos e cabeças de poços. Os raros casos de acidentes ambientais foram rapidamente contidos.

Anexo II: Valores da Cotação Brent adotados

Foram utilizados neste texto, as cotações Brent disponibilizadas pela *U. S. Esneryu Information* disponível em http://tonto.eia.doe.gov/dnav/pet/pet_pri_spt_s1_d.htm, acessado em 03/02/2010. Foram apresentados somente valores do início de cada mês, dada a extensão dos dados diários, porém a média calculada utilizou-se dos dados diários completos.

Tabela Anexo II: Cotações Brent

Date	Cushing, OK WTI Spot Price FOB (Dollars per Barrel)	Europe Brent Spot Price FOB (Dollars per Barrel)	—	Date	Cushing, OK WTI Spot Price FOB (Dollars per Barrel)	Europe Brent Spot Price FOB (Dollars per Barrel)
4/1/05	43,96	40,75		1/5/07	64,43	67,4
1/2/05	47,1	45,12		30/5/07	63,47	67,64
1/3/05	51,67	50,47		27/6/07	68,98	71,84
1/4/05	57,26	54,14		27/7/07	77,03	76,58
2/5/05	50,94	50,89		27/8/07	71,98	68,85
1/6/05	54,4	50,46		27/9/07	82,86	78,88
1/7/05	59,11	56,41		29/10/07	93,45	89,87
1/8/05	61,51	60,56		28/11/07	90,71	91,64
1/9/05	69,5	66,79		3/1/08	99,17	98,45
3/10/05	65,36	61,64		5/2/08	88,32	89,6
1/11/05	59,85	56,69		6/3/08	105,51	103,47
1/12/05	58,46	53,65		8/4/08	108,54	105,05
3/1/06	63,11	61,51		8/5/08	123,77	119,85
1/2/06	66,61	65,64		9/6/08	134,44	134,43
1/3/06	62,01	61,12		8/7/08	136,06	134,15
3/4/06	66,07	67,28		8/8/08	115,42	113,03
1/5/06	73,75	73,37		5/9/08	106,47	102,51
1/6/06	70,11	68,77		12/10/08		
3/7/06	73,85	73,94		3/11/08		
1/8/06	74,93	76,39		24/11/08		49,51
1/9/06	69,24	70,49		17/12/08		
2/10/06	60,96	58,8		19/1/09		41,22
1/11/06	58,64	56,37		10/6/09		66,13
1/12/06	63,43	64,74		21/8/09		73,71
2/1/07	60,77	58,49		21/9/09		68,11
1/2/07	57,35	56,74		20/10/09		76,51
1/3/07	61,97	61,18		16/11/09		77,14
2/4/07	66,03	68,94		23/12/09		73,87

Média US\$ 70.21

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do U.S. Department of Energy/Energy Information Administration, 2010.

Anexo III: BNDES: taxa de juros

Disponível em:

http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Custos_Financeiros/Taxa_de_Juros_de_Longo_Prazo_TJLP/index.html acessado em 03/02/2010.

Taxa de Juros de Longo Prazo – TJLP:

A Taxa de Juros de Longo Prazo - TJLP foi instituída pela Medida Provisória nº 684, de 31.10.94, publicada no Diário Oficial da União em 03.11.94, sendo definida como o custo básico dos financiamentos concedidos pelo BNDES.

Posteriores alterações ocorreram através da Medida Provisória nº 1.790, de 29.12.98 e da Medida Provisória nº 1.921, de 30.09.99, convertida na Lei nº 10.183, de 12.02.2001.

A Taxa de Juros de Longo Prazo - TJLP tem período de vigência de um trimestre-calendário e é calculada a partir dos seguintes parâmetros:

I - meta de inflação calculada pro rata para os doze meses seguintes ao primeiro mês de vigência da taxa, inclusive, baseada nas metas anuais fixadas pelo Conselho Monetário Nacional;

II - prêmio de risco.

A TJLP é fixada pelo Conselho Monetário Nacional e divulgada até o último dia útil do trimestre imediatamente anterior ao de sua vigência. Em moedas contratuais, a TJLP, expressa em percentual ao ano, tem o código 311.

Evolução (% a.a.)

2010	
JANEIRO a MARÇO	6%
2009	
OUTUBRO a DEZEMBRO	6%
JULHO a SETEMBRO	6%
ABRIL a JUNHO	6,25%
JANEIRO a MARÇO	6,25%
2008	
OUTUBRO a DEZEMBRO	6,25%
JULHO a SETEMBRO	6,25%
ABRIL a JUNHO	6,25%
JANEIRO a MARÇO	6,25%
2007	
OUTUBRO a DEZEMBRO	6,25%

JULHO a SETEMBRO	6,25%
ABRIL a JUNHO	6,5%
JANEIRO a MARÇO	6,5%

2006

OUTUBRO a DEZEMBRO	6,85%
JULHO a SETEMBRO	7,5%
ABRIL a JUNHO	8,15%
JANEIRO a MARÇO	9%

Mais Informações:

- Evolução da TJLP - de 1995 a 2005 (arquivo xls)
- Taxa de Juros de Longo Prazo - TJLP: regulamentação, parâmetros, evolução, metodologia de cálculo dos contratos do BNDES. Última versão: 22.01.2010