



**UNIVERSIDADE FEDERAL DA BAHIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM GEOLOGIA  
CURSO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM GEOLOGIA**

**ALEXANDRE DE FARIA PEREIRA**

**AVALIAÇÃO DOS MODELOS DECISÓRIOS E DESEMPENHO  
OPERACIONAL DAS EMPRESAS DE PEQUENO E MÉDIO  
PORTE: UMA CONSIDERAÇÃO DA APLICAÇÃO DE  
GEOTECNOLOGIAS**

**SALVADOR  
2012**

**ALEXANDRE DE FARIA PEREIRA**

**AVALIAÇÃO DOS MODELOS DECISÓRIOS E DESEMPENHO  
OPERACIONAL DAS EMPRESAS DE PEQUENO E MÉDIO  
PORTE: UMA CONSIDERAÇÃO DA APLICAÇÃO DE  
GEOTECNOLOGIAS**

Dissertação apresentada ao curso de Pós-Graduação em Geologia, Instituto de Geociências, Universidade Federal da Bahia, como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre.

**Orientador: Prof. Doneivan Fernandes Ferreira, Ph.D.**

**SALVADOR  
2012**

---

P436Pereira, Alexandre de Faria.  
Geotecnologias e seu impacto nas tomadas de decisão no desenvolvimento de campos terrestres marginais: uma perspectiva do pequeno produtor / Alexandre de FariaPereira. - Salvador, 2012.  
75 f. : il.

Orientadora: Prof.Ph.D. Doneivan Fernandes Ferreira .  
Dissertação (Mestrado em Geologia) – Curso de Pós-Graduação em Geologia, Universidade Federal da Bahia, Instituto de Geociências, 2012.

1. Empreendedores – petróleo – Recôncavo (BA.). 2. Empreendedores – petróleo – Recôncavo (BA.) - aspectos econômicos. 3. Sistemas de Informação Geográfica. I. Ferreira, Doneivan Fernandes. II. Universidade Federal da Bahia. Instituto de Geociências. III. Título.

CDU: 551:665.6(813.8)

---

Elaborada pela Biblioteca do Instituto de Geociências da UFBA.

**Alexandre de Faria Pereira**  
Geólogo (Universidade Federal do Rio de Janeiro - 2001)

**“Avaliação dos modelos decisórios e desempenho operacional das empresas de pequeno e médio porte: uma consideração da aplicação de geotecnologias em campos marginais do recôncavo”**


Dissertação aprovada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre na Pós-Graduação em Geologia da Universidade Federal da Bahia, na área de Concentração em Petrologia, Metalogênese e Exploração Mineral.

APROVADA EM: 31/08/2012

BANCA EXAMINADORA:

  
\_\_\_\_\_  
Dr. Doneivan Fernandes Ferreira – Orientador

  
\_\_\_\_\_  
Dr. Paulo Alexandre Souza da Silva – ANP

  
\_\_\_\_\_  
Dr. Olivar Antônio Lima de Lima – IGEO/UFBA

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço, em primeiro lugar, a Deus, sem o qual não teria condições de iniciar tal empreitada, quanto mais terminá-la. À minha esposa Priscila, aos meus filhos Jonathas, Guilherme e Nathália pela paciência, compreensão e apoio incondicional.

Ao Professor Doneivan Ferreira, PhD. que rompeu as barreiras de um simples orientador, e tornou-se um grande amigo. Seu profissionalismo, sua dedicação e suas críticas foram muito importantes e, sem dúvida, essenciais para o desenvolvimento e finalização deste trabalho.

À Companhia PetroRecôncavo S.A., na sua diretoria que, acreditando na importância do desenvolvimento acadêmico de seus funcionários, autorizou minha participação no programa de Pós Graduação da UFBA.

Aos companheiros de trabalho da PetroRecôncavo que sempre se demonstraram prontos a mim, no que se fez necessário, mais especificamente aos geólogos Alejandro Baldion Nino e Najara Sapucaia.

A todos os colegas de mestrado pelo ambiente agradável, pelo apoio e pela parceria criada.

Às empresas operadoras e à ANP que contribuíram com dados e informações importantes para a pesquisa.

## RESUMO

Historicamente, o mercado *upstream* de petróleo no Brasil foi, por muitos anos, dominado por uma única companhia. O monopólio fez com que o conhecimento e o desenvolvimento de novas tecnologias se tornassem restritos a uma única empresa – a PETROBRAS. Atualmente, o conhecimento está mais disseminado e a utilização de novas tecnologias não fica restrita às grandes empresas. O foco deste trabalho está na Bacia do Recôncavo na Bahia e no nascente nicho de pequenos produtores independentes de petróleo e gás natural, operando concessões com acumulações marginais (Campos Marginais). Uma característica importante desse nascente nicho de mercado (produtores independentes de campos marginais), e muito evidente na Bacia do Recôncavo, é a tentativa de algumas empresas, de antecipar resultados e reduzir custos, aproveitando o conhecimento de ex-funcionários da PETROBRAS em consultorias técnicas. No entanto, o que vem sendo demonstrado é que esses especialistas, em alguns casos, não possuem o conhecimento de gestão aplicável aos pequenos empreendimentos. A formação desses profissionais é fruto de um ambiente de “Grande Empresa”, cujo cenário é completamente diferente do cenário dos pequenos produtores. O objetivo principal do trabalho proposto é estudar a utilização de novas geotecnologias disponíveis no mercado por provedores de serviços que estejam ao alcance das pequenas empresas (custo vs. benefício). O trabalho também indicará possíveis alternativas de interação Indústria-Academia, fornecendo acesso a novas tecnologias/metodologias por meio de estruturas colaborativas e de prestação de serviço (extensão, empreendedorismo e prestação de serviços técnico-especializado). Tal interação poderia ser viabilizada por meio de laboratórios diversos (geofísica, petrofísica, economia de petróleo, estratigrafia, geoquímica, água produzida, etc.), com potencial de aplicação nesse nicho específico, suprimindo a necessidade de infraestrutura de pesquisa crítica do segmento *upstream* (a qual não é suprida pelo setor privado e/ou atualmente inacessível a empresas de pequeno porte), fornecendo possibilidade de ações colaborativas de capacitação de profissionais do Segmento e de alunos da Universidade, ampliando a capacidade de Pesquisa e Desenvolvimento do IGEO/UFBA, e melhorando o nível de formação dos alunos. Destaca-se que, dentre os fatores críticos de limitação da assimilação de geotecnologias entre os pequenos empreendedores de petróleo, estão: (1) aspectos econômicos – a falta de compreensão e de estudos leva o pequeno empreendedor a associar atividades de geologia e geofísica como custo e não como investimento (o retorno financeiro do aumento do conhecimento e da redução de riscos) e (2) confiança exagerada em experiências anteriores de soluções de engenharia - alguns tomadores de decisão de pequenas empresas operando campos maduros, em função dos anos de experiência, decidem em uma estratégia de tentativa e erro, ao invés de fundamentar suas decisões em conhecimento gerado por meio de investimentos em geologia e geofísica. Contudo a prática tem demonstrado que a desatualização (utilização de modelos e processos antigos), ou mesmo, a falta deste conhecimento (não disseminação de conhecimento gerado ao longo das últimas décadas por parte da Petrobras junto aos novos permissionários), podem gerar problemas operacionais e redução do Valor Presente Líquido (VPL) de operações em campos marginais.

**Palavras-chave:** Campos Marginais, tecnologia, tomada de decisão

## ABSTRACT

Historically, the oil market in Brazil was for many years, dominated by a single company. The monopoly has made the development of new knowledge and technologies become restricted to a single company - PETROBRAS. Currently, knowledge is more widespread and the use of new technologies is not restricted to large companies. The focus of this work is in the Recôncavo Basin in Bahia and in the emerging niche of small independent producers of oil and gas accumulations operating leases with marginal (Marginal Fields). An important feature of this emerging niche market (independent producers of marginal fields), and very evident in the Recôncavo Basin, is the attempt of some companies to anticipate outcomes and reduce costs leveraging the knowledge of former employees of PETROBRAS in technical consulting. However, what has been demonstrated is that these experts, in some cases, lack the knowledge management applicable to small businesses. The training of these professionals is the result of an environment of "Great Company", whose scenario is completely different from the scenario of small producers. The main objective of the proposed work is to study the use of new geo available in the market for service providers that are within the reach of small businesses (vs. cost. Benefit). The work will also indicate possible alternatives Industry-Academia interaction by providing access to new technologies / methodologies through collaborative structures and service delivery (extension, entrepreneurship and the provision of specialized technical services). Such interaction could be possible by means of several laboratories (geophysics, petrophysics, petroleum economics, stratigraphy, geochemistry, produced water, etc.), With potential application in this particular niche, supplying the need for critical research infrastructure of the upstream segment ( which is not supplied from the private sector and currently inaccessible to small businesses), providing the possibility of collaborative action for training of professionals in and students of the University, increasing the capacity of R & D IGEO / UFBA, and improving the level training of students. It is noteworthy that, among the critical factors limiting the assimilation of geotechnologies among small entrepreneurs of oil, are: (1) economic aspects - lack of understanding and study takes the small entrepreneur to join activities of G & G as a cost rather than as an investment (financial return the increase of knowledge and risk reduction) and (2) reliance on past experience of engineering solutions - some decision makers in small firms operating in mature fields, depending on years of experience, decide on a strategy of trial and error rather than base their decisions on knowledge generated through investment in G & G. However experience has shown that the downgrade (use of models and old cases), or even lack of knowledge (non-dissemination of knowledge generated over the past decades by Petrobras together with the new permit holders), may cause problems and reduce operational Net Present Value (NPV) of operations in marginal fields.

**Keywords:** Marginal Oil Fields, technology, decision tree

## LISTA DE FIGURAS

- Figura 1 –Evolução da Produção de Petróleo no Brasil de 1953 a 2008
- Figura 2 –Reservas Totais e Provadas de petróleo no Brasil no ano de 2011
- Figura 3 – Produção nacional de petróleo (m<sup>3</sup>)
- Figura4 – Áreas ofertadas na primeira rodada
- Figura5 – Mapa de localização dos campos ofertados, sétima rodada
- Figura6 – Poço Quiambina 4-A parado
- Figura7 – Poço Quiambina 4-A revitalizado
- Figura8 – Produção do poço Quiambina 4-A
- Figura9 – Mapa de localização da Bacia do Recôncavo
- Figura10 – Seção geológica da Bacia do Recôncavo
- Figura11 – Reservas provadas de petróleo no Brasil
- Figura12 – Os maiores campos produtores da Bacia do Recôncavo
- Figura13 – Produção de petróleo e gás na Bahia e Bacia do Recôncavo
- Figura14 – Produção de petróleo e gás e água na Bacia do Recôncavo
- Figura15 –Fator de Recuperação em campos de petróleo
- Figura16 – Produção mundial de petróleo 1900-2080
- Figura17 –Ciclo de vida de um campo marginal de petróleo
- Figura18 – Distribuição da produção por Bacia
- Figura19 – Blocos exploratórios e campos em produção na Bacia do Recôncavo
- Figura 20 – Vinte maiores campos produtores nãooperados pela Petrobras
- Figura 21 –Blocos exploratórios e campos em produção na Bacia do Recôncavo
- Figura 22 – Incerteza e Risco
- Figura 23 –Seção sísmica de um campo na bacia do Recôncavo (pré e pós-processamento)
- Figura 24 –Melhores Práticas (PDCA)
- Figura 25–Fluxo de Trabalho proposto



Figura26 –Seção sísmica de referência

Figura27 –Decomposição Espectral

Figura28 –Identificação do"range" de frequências

Figura29 –Frequências Extraídas

Figura30 –Definição do coeficiente de correlação entre o dado sísmico original e os resultantes da decomposição espectral

Figura31 –Comparação da seção sísmica original e a de 20Hz

Figura32 –Seção sísmica e horizonte sísmico equivalente ao topo do reservatório

Figura33 –Seção sísmica original e de 20Hz com falhas mapeadas

Figura34 –Fluxo de atributos sísmicos para mapeamento de falhas

Figura35 – Horizonte sísmico equivalente aotopo do reservatório com falhas mapeadas

Figura36 –Análise das amplitudes sísmicas

Figura37 – Método de classificação de fácies sísmicas

Figura38 –Cubo de fácies sísmicas

Figura39 – Geometrias indicando possíveis feições estratigráficas

Figura40 – Produção de Petróleo e Gás dos campos Araçás Leste e Bom Lugar (pré sétima rodada)

Figura41 - Produção de Petróleo e Gás dos campos Araçás Leste e Bom Lugar (pós sétima rodada)

### **LISTA DE TABELAS**

Tabela 1 – Nomenclatura dos poços de petróleo

Tabela 2 – Classificaçãodos poços de petróleo na Bacia do Recôncavo

Tabela 3 – Campos marginais por Bacia

Tabela 4 – Exemplos de vantagens dos produtores independentes e pequenos produtores

Tabela 5 – Situação dos campos da primeira e segunda“rodadinhas”

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABPIP	Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Petróleo e Gás Natural
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
APPOM	Associação das Empresas de Petróleo e Gás Natural Extraídos de Campos Marginais do Brasil
bbl	Barris de Petróleo
boe	Barris de Óleo Equivalente
BSW	Basic SedimentsandWater – especificação técnica atribuída para algumas impurezas no óleo cru
DNPM	Departamento Nacional de Produção Mineral
E&P	Exploração e Produção
EUA	Estados Unidos da América
FAPESB	Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado da Bahia
IGEO-UFBA	Instituto de Geociências – Universidade Federal da Bahia
INEMA	Instituto do Meio Ambiente e Recursos Hídricos
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial
LGN	Líquido de Gás Natural
Mm <sup>3</sup>	Mil metros cúbicos
m <sup>3</sup>	Metros cúbicos
MMA	Ministério do Meio Ambiente
MME	Ministério de Minas e Energia
Offshore	Ambiente marítimo
ONIP	Organização Nacional da Indústria do Petróleo
Onshore	Ambienteterrestre
OTC	Offshore Technology Conference
P&D e I	Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação

## SUMÁRIO

<b>1 INTRODUÇÃO</b>	11
1.1 OBJETIVOS	12
1.1.1 Objetivo Geral	12
1.1.2 Objetivos Específicos	13
1.2 JUSTIFICATIVAS	13
<b>2 ANTECEDENTES</b>	14
2.1 O PETRÓLEO NO BRASIL	14
2.2 A ATUAÇÃO DA PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. (PETROBRAS)	20
2.3 A AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS E BIOCMBUSTÍVEIS (ANP)	23
<b>3 CONTEXTO REGIONAL</b>	28
3.1 A BACIA DO RECÔNCAVO	28
3.2 O CAMPO DE JURITI	33
<b>4 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA</b>	34
4.1 CAMPOS MARGINAIS X CAMPOS MADUROS	34
4.2 EMPRESAS INDEPENDENTES: PEQUENOS PRODUTORES	37
<b>5 A OPERAÇÃO NOS CAMPOS MARGINAIS</b>	41
5.1 CAMPOS MARGINAIS, A REALIDADE NO MUNDO E A SITUAÇÃO BRASILEIRA	41
5.2 MODELO DE NEGÓCIOS	45
5.3 PROCESSO DECISÓRIO	46
5.4 GARGALOS OPERACIONAIS	48
5.4.1 Acesso / Aquisição de Dados	48
5.4.2 Qualificação Técnica	48
5.4.3 Volume de Produção	48
5.4.4 Tecnologia	48
5.4.5 Cultura	50
<b>6 METODOLOGIA E ESTUDO DE CASO</b>	52
6.1 METODOLOGIA	52
6.2 ESTUDO DE CASO	54
6.2.1 Análise dos Dados	54
6.2.2 Interpretação Estrutural	58
6.2.3 Interpretação / Visualização Volumétrica	61
6.2.4 Interpretação Estratigráfica	62
<b>7 RESULTADOS E DISCUSSÕES</b>	64
7.1 RESULTADOS	64
7.2 DISCUSSÕES	66
7.2.1 Conceitos Idênticos, Realidades Diferentes	66
7.2.2 As Diferenças do E & P	67

<b>7.2.3 Devolução de Campos, Solução ou Novo Problema?</b>	68
<b>7.2.4 Interação Universidade-Indústria</b>	68
<b>8CONSIDERAÇÕES E RECOMENDAÇÕES</b>	70
8.1 CONSIDERAÇÕES	70
8.2 RECOMENDAÇÕES	71
<b>REFERÊNCIAS</b>	72

## 1 INTRODUÇÃO

A atividade de exploração e produção de petróleo (E&P), desde seu início, sempre foi encarada como um grande desafio. De tempos em tempos, vemos uma nova fronteira sendo alcançada e, neste momento, a indústria entende que deve se preparar para alcançar outra fronteira. Na necessidade de alcançar novas fronteiras, um fator tem sido decisivo, TECNOLOGIA. Como exemplo recente, podemos mencionar as descobertas de acumulações de petróleo na camada pré-sal, através do avanço 12e processa12 em áreas como engenharia, geologia/geofísica (imageamento sísmico) e também a melhoria na produção de áreas consideradas marginais.

Analisando a história da indústria petrolífera, constatamos a importância do investimento na área de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D). As companhias petrolíferas, cada vez mais, têm investido em conhecimento e tecnologia, pois em um mercado cada vez mais competitivo, esse é um diferencial muito importante.

No cenário brasileiro, por muitos anos, a Petrobras dominou o mercado. No início suas operações eram restritas a áreas terrestres. No momento em que a Petrobras passou a atuar em áreas marítimas, foram necessários maiores esforços tecnológicos, sem os quais dificilmente seria possível alcançar os resultados obtidos. Os muitos anos de monopólio estatal do setor de petróleo desenvolveram anomalias, como, por exemplo, um setor de serviços da área de petróleo, totalmente voltado às necessidades de uma só companhia.

A partir de 1997, com a quebra do monopólio da Petrobras no mercado do petróleo do Brasil, uma nova realidade passou a existir. Como as grandes acumulações de petróleo encontravam-se em áreas marítimas, as áreas terrestres gradativamente tornavam-se menos atrativas para Petrobras. O declínio na produção e a perda gradativa de investimentos por parte do operador tornavam estes campos cada vez menos interessantes e, em alguns casos, eram abandonados. Buscando a renovação/revitalização destes campos em 2005 a ANP realizou a primeira licitação de campos marginais, permitindo então a entrada de pequenas e médias empresas no cenário brasileiro.

O Governo Federal, através da Agência Nacional do Petróleo, Gás e Biocombustíveis (ANP), que regula o Setor, tem incentivado a consolidação de um novo nicho de mercado dentro do Segmento de *Upstream* (Exploração e Produção): o nicho de produção de petróleo e gás em campos com acumulações

marginais (Campos Marginais). Esses campos, por definição regulatória (BRASIL, 2003), produzem volumes inferiores a 500 bbl/dia. Muitos deles se tornaram estrategicamente pouco atrativos ou atingiram a margem (limite) da economicidade para o antigo operador/concessionário, sendo desativados para não gerar prejuízos.

No Brasil, este é um mercado onde as empresas independentes e pequenos produtores tentam se consolidar. Comparando a situação do Brasil com países como os Estados Unidos da América e o Canadá, onde o mercado de pequenos produtores é altamente desenvolvido, podemos visualizar o grande desafio que temos pela frente. O incentivo do governo brasileiro tem sido primordial para a consolidação deste mercado, mas ainda notam-se, muito claramente, “sequelas” do período de monopólio do mercado petrolífero brasileiro.

A dificuldade em demonstrar a necessidade de investimentos em geotecnologias, mesmo em se tratando de campos que, em alguns casos, já estão em produção há mais de 30 anos, contando com dezenas, às vezes, centenas de poços podem estar na cultura e economia. Em todos os segmentos, as companhias buscam maximização dos lucros e minimização dos custos, no setor de petróleo, não é diferente. Contudo a falta de planejamento dos projetos pode trazer danos expressivos para estas companhias.

## 1.1 OBJETIVOS

### 1.1.1 Objetivo Geral

Esta dissertação tem como objetivo geral demonstrar que existem geotecnologias disponíveis e acessíveis a pequenos produtores, possibilitando assim uma maior participação do setor de geologia e geofísica no processo decisório (modelos de tomada de decisão), dos pequenos produtores. Buscando a sustentabilidade, através da otimização da produção e a maximização do valor presente líquido de projetos.

Apesar da existência de campos marginais em diversos estados da federação, o presente trabalho pretende limitar seu escopo à Bacia do Recôncavo–Bahia. Como estudo de caso, serão apresentados alguns resultados obtidos na área do campo de Juriti.

### **1.1.2 Objetivos Específicos**

- a) fazer um diagnóstico dessas empresas em relação à presença de equipes e serviços de geologia e geofísica;
- b) criar um modelo (workflow) que possa ser reproduzido pelas pequenas empresas;
- c) propor pacotes de serviços críticos ou importantes para a consolidação de modelos decisórios baseados em critérios científicos que poderiam ser fornecidos por Universidades. Tais serviços seriam disponibilizados para produtores independentes e para cadeia produtiva.

### **1.2 JUSTIFICATIVAS**

- a) possibilitar o prolongamento da vida produtiva de campos maduros e marginais, resultando em importantes benefícios socioeconômicos para os municípios produtores e regiões vizinhas;
- b) ampliar a interação Indústria-Academia, aproximando a formação acadêmica com as necessidades do Setor e ampliando a capacidade de Pesquisa e Desenvolvimento da Universidade;
- c) demonstrar a importância da utilização do conhecimento geocientífico e a utilização de geotecnologias em projetos de produção de petróleo e gás em bacias maduras, ampliando o mercado de trabalho para alunos da UFBA.

## 2 ANTECEDENTES

### 2.10 PETRÓLEO NO BRASIL

A existência do petróleo no País já era computada durante os tempos do regime imperial. Naquela época, o Marquês de Olinda cedeu o direito a José Barros de Pimentel de realizar a extração de betume nas margens do rio Maraú na Bahia. Até as primeiras décadas do século XX, alguns estudiosos e exploradores anônimos tentaram perfurar alguns poços de petróleo sem obter êxito.

A seguir, são listados alguns dos fatos ocorridos com respeito a indústria petrolífera brasileira desde o Brasil colônia até o ano de 2009(BRASIL, [2011]):

- a) **1919**—realizada a primeira perfuração pelo Serviço Geológico e Mineralógico do Brasil (SGMB), no município de Mallet (PR). O poço chegou aos 84 metros, mas foi abandonado no ano seguinte;
- b) **1927** – proposta uma legislação específica para o setor petrolífero, a qual reservava a propriedade do subsolo e a exploração do petróleo somente a brasileiros natos;
- c) **1937** – assinada a Nova Constituição do País, que estabeleceu que as concessões para exploração das riquezas minerais só poderiam ser estendidas “a brasileiros, ou empresas constituídas por acionistas brasileiros”;
- d) **1938** – assinado o Decreto-lei nº 366 que acrescentava novo título ao Código de Minas, instituindo o regime legal de jazidas de petróleo e gases naturais, e também o Decreto-lei nº 395, que criava o Conselho Nacional do Petróleo (CNP);
- e) **1939** – primeira descoberta de petróleo no Brasil, realizada pela Divisão de Fomento da Produção Mineral, órgão do Departamento Nacional da Produção Mineral (DNPM), no poço nº 163, localizado em Lobato, no Recôncavo Baiano. A descoberta foi considerada sub-comercial;
- f) **1941**— descoberto em Candeias (BA), o primeiro campo comercial de petróleo do país. Este ano também é marcado pelo decreto-lei nº 3.236, que resguarda à União a propriedade de todas as jazidas de petróleo e de gases naturais encontradas em território nacional. Nessa época, foram descobertos campos de gás natural em Aratu e de petróleo em Itaparica, ambos no Recôncavo Baiano;



- g) **1945**– o Conselho Nacional do Petróleo (CNP) defende a presença de capitais estrangeiros na indústria do petróleo, e aprova a participação de companhias privadas de capital nacional no refino do petróleo importado;
- h) **1947**–início da campanha “O petróleo é nosso”. Tal campanha pela autonomia brasileira no campo do petróleo foi uma das mais polêmicas da história do Brasil republicano, perdurando de 1947 a 1953. O País dividiu-se entre aqueles que achavam que o petróleo deveria ser explorado exclusivamente por uma empresa estatal brasileira e aqueles que defendiam que a prospecção, refino e distribuição deveriam ser atividades exploradas por empresas privadas, estrangeiras ou brasileiras;
- i) **1951** –Presidente Getúlio Vargas envia ao Congresso, o projeto de criação da Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras;
- j) **1953**– Getúlio Vargas assina a Lei 2004, que cria a Petrobras (3 de outubro);
- k) **1954**– Petrobras inicia atividades (10 de maio);
- l) **1955** – descoberta de petróleo em Nova Olinda (AM), mais tarde considerada subcomercial;
- m) **1961** – entra em operação a Refinaria Duque de Caxias, RJ, que propiciou a auto-suficiência na produção dos principais derivados:
- inaugurado o primeiro posto da Petrobras, em Brasília, DF;
  - iniciada exploração da plataforma continental, do Maranhão ao Espírito Santo;
- n) **1962** – monopólio estatal é estendido à importação e à exportação de petróleo e derivados:
- marco da produção de 100 mil bdp alcançados;
- o) **1963** – descoberta do campo petrolífero de Carmópolis (SE);
- p) **1966**– criado o Centro de Pesquisas e Desenvolvimento Leopoldo A. Miguez de Mello – Cenpes:
- Inaugurada a Fábrica de Asfalto de Fortaleza, mais tarde denominada Lubrificantes e Derivados do Nordeste (Lubnor);
- q) **1967** – constituída a primeira subsidiária, Petrobras Química S.A. – Petroquisa;
- r) **1968** – perfurado o primeiro poço submarino na Bacia de Campos, RJ:
- realizada primeira descoberta de petróleo no mar, o campo de Guaricema, SE;

- inauguradas as refinarias Gabriel Passos, em Betim (MG) e Alberto Pasqualini, em Canoas (RS);
- s) **1971** – criada a subsidiária Petrobras Distribuidora S.A;
- t) **1972** – criada a Petrobras Internacional – Braspetro S.A:
  - Entra em operação I Pólo Petroquímico, em São Paulo;
  - Começa a extração de óleo de xisto, em São Mateus do Sul, PR;
  - Inaugurada a Refinaria do Planalto, em Paulínia, SP, a maior do País;
- u) **1974** – descoberto petróleo na Bacia de Campos, RJ (campo de Garoupa):
  - aquisição pela Petrobras das refinarias privadas de Capuava, SP e Manaus, AM;
- v) **1975**– exploração de petróleo no território nacional é aberta à iniciativa privada, por meio dos contratos de risco;
- w) **1976**– criadas duas subsidiárias: Petrobras Fertilizantes S.A. – Petrofértil;
- x) **1977** – assinado primeiro contrato de risco para exploração de petróleo, com a *British Petroleum*:
  - Bacia de Campos (campo de Enchova) começa a produzir;
  - inaugurada a Refinaria Presidente Getúlio Vargas, em Araucária, PR;
- y) **1978**– encontrado campo de gás de Juruá, primeira descoberta com possibilidades comerciais na região amazônica:
  - inaugurado o segundo pólo petroquímico do Brasil, instalado em Camaçari, BA;
- z) **1982** –inaugurado o terceiro pólo petroquímico do Brasil, em Triunfo, RS;
- aa) **1984**– alcançada a meta-desafio de produção de 500 mil barris diários de petróleo:
  - Descoberto Albacora, primeiro campo gigante do país (bacia de Campos, RJ);
- bb) **1985** – descoberta do campo de Marlim, o segundo campo gigante do país, também na bacia de Campos:
  - descoberta de gás natural, pela Pecten, na bacia de Santos, e de óleo pela firma brasileira Azevedo Travassos, na parte terrestre da bacia Potiguar, asúnicas efetuadas pelas contratantes de risco;
- cc) **1986**–é consolidado pela Petrobras o pioneirismo na exploração e na produção em águas profundas, com a perfuração de poços em

- profundidades d'água superiores a 1.200 metros e produção a profundidades de cerca de 400 metros, o que constitui recorde mundial;
- dd) **1987**—descoberta do Campo de Marlin Leste, em lâmina d'água de 1.251m e distando aproximadamente 120 km do litoral;
- ee) **1988**— entra em produção o campo de Rio Urucu, no Alto Amazonas;
- ff) **1993** —assinado acordo entre os governos do Brasil e da Bolívia para importação de gás natural boliviano e a construção de um gasoduto de 2.233 quilômetros:
- começa a operar primeira plataforma semi-submersível totalmente desenvolvida pelos técnicos da Petrobras (Petrobras XVIII), no campo de Marlim (bacia de Campos);
- gg) **1995** – aprovada a Emenda Constitucional nº 9, flexibilizando o Monopólio da União sobre o petróleo e permitindo a contratação de empresas privadas e estatais para executar as atividades:
- descoberta do campo gigante de Roncador, na bacia de Campos;
  - assinado o contrato de fornecimento de gás boliviano para a Petrobras;
- hh) **1997** –aprovada a Lei do Petróleo, Lei nº 9.478, criando a ANP, o CNPE e introduzindo as regras para a execução das atividades integrantes do monopólio da União sobre o petróleo:
- superada a marca de produção de um milhão de barris diários de petróleo;
  - iniciada construção do gasoduto Bolívia-Brasil;
- ii) **1998** – assinados primeiros acordos de parceria entre Petrobras e empresas privadas para exploração de petróleo:
- Petrobras obtém da Agência Nacional do Petróleo, 397 concessões em blocos exploratórios, de desenvolvimento e campos em produção, correspondendo a 7,1% da área sedimentar do país, o que ficou conhecido como Rodada Zero;
  - criada a Petrobras Transporte – Transpetro;
- jj) **1999** – inaugurada primeira etapa do Gasoduto Bolívia-Brasil:
- realizada, pela ANP, a 1ª Rodada de Licitações de blocos exploratórios para petróleo e gás natural;
  - início da produção em Roncador, estabelecendo novo recorde mundial de lâmina d'água (1.853m);

- kk) **2000** – Petrobras produz petróleo a 1.877 metros de profundidade, no campo de Roncador, recorde mundial:
- concluído o Gasoduto Bolívia-Brasil;
  - superada produção de 1,5 milhão de barris/dia de óleo (campo de Marlim produz 500 mil barris diários, 40% do volume nacional);
  - **realizada, pela ANP, a 2ª Rodada de Licitações de blocos exploratórios para petróleo e gás natural (são desta Rodada a maioria dos blocos onde foram feitas as descobertas do Pré-sal);**
  - a Shell é a primeira empresa privada a começar a exploração de petróleo na Bacia de Campos;
- ll) **2001** – descoberta do campo gigante de Jubarte, na Bacia de Campos, em frente ao litoral do Espírito Santo:
- **realizada, pela ANP, a 3ª Rodada de Licitações de blocos exploratórios para petróleo e gás natural;**
- mm) **2002** – início da produção em Jubarte:
- **realizada, pela ANP, a 4ª Rodada de Licitações de blocos exploratórios para petróleo e gás natural;**
- nn) **2003** – descoberto o Campo de Mexilhão, maior jazida de gás natural na plataforma continental brasileira, na bacia de Santos:
- a Shell é primeira empresa a produzir petróleo depois da flexibilização do monopólio estatal, com início de produção de Bijupirá & Salema, na Bacia de Campos;
  - **realizada, pela ANP, a 5ª Rodada de Licitações de blocos exploratórios para petróleo e gás natural;**
  - produção da Petrobras no Brasil e no exterior supera a marca de dois milhões de barris de óleo equivalente por dia;
- oo) **2004** – **realizada, pela ANP, a 6ª Rodada de Licitações de blocos exploratórios para petróleo e gás natural;**
- pp) **2005** – **realizada, pela ANP, a 7ª Rodada de Licitações de blocos exploratórios para petróleo e gás natural e a 1ª Rodadinha;**
- qq) **2006:**
- 2ª Rodadinha;**
  - **Julho:** encontrada nova jazida de óleo leve no bloco BM-S-11 da Bacia de Santos (Tupi);

-**Outubro**:realizada pela ANP a 8ª Rodada de Licitações de blocos exploratórios para petróleo e gás natural, que foi suspensa por duas medidas liminares durante o leilão de poucos blocos;

qq) **2007**:

- **Março**:encontrada nova jazida de óleo leve na seção pré-sal que deu origem ao campo de Caxaréu, no norte da Bacia de Campos;

- **Junho**:encontrada nova jazida de óleo leve na seção pré-sal do campo de Pirambu, no norte da Bacia de Campos;

- **Agosto**: encontrada jazida de óleo leve no bloco BM-S-9 – Carioca, na Bacia de Santos;

- **Novembro**:conclusão das análises no segundo poço do bloco BM-S-11 (Tupi) indicou volumes recuperáveis entre 5 e 8 bilhões de barris de petróleo e gás natural;

- **Dezembro**:encontrada nova jazida de óleo leve no bloco BM-S-21 – Caramba, na Bacia de Santos;

- **realizada, pela ANP, a 9ª Rodada de Licitações de blocos exploratórios para petróleo e gás natural, com a retirada de blocos situados sobre área do Pré-sal**;

rr) **2008**:

- **Janeiro**:encontrada nova jazida de gás natural e condensado no bloco BM-S-24 – Júpiter, na Bacia de Santos;

- **Mai**o:comprovada presença de óleo leve no bloco BM-S-8 – Bem-Te-Vi, na Bacia de Santos;

- **Junho**:encontrada jazida de óleo leve em outra região do bloco BM-S-9 – Guará, Bacia de Santos;

- **Agosto**:comprovada presença de óleo leve em outra região do bloco BM-S-11– Iara, na Bacia de Santos;

- **Setembro (dia 2)**:Petrobras inicia a produção do primeiro óleo da camada pré-sal, no campo de Jubarte, no norte da Bacia de Campos (ES) (poço ESS-103);

- **Setembro (dia 10)**:estimado preliminarmente o volume recuperável da acumulação de lara, uma área menor localizada no mesmo bloco de Tupi, em 3 a 4 bilhões de barris de óleo leve (30º API) e gás natural;

- **Setembro (dia 24)**:confirmada a ocorrência de uma grande jazida de

óleo leve e gás em Júpiter, com a conclusão da perfuração do poço localizado a 290km da costa do RJ e a 37 km a leste de Tupi, na Bacia de Santos;

- A petroleira norte-americana Anadarko descobre petróleo na camada pré-sal do Brasil, a primeira realizada por uma empresa estrangeira como operadora em bloco de exploração no País;

- **Dezembro:realizada, pela ANP, a 10ª Rodada de Licitações de blocos exploratórios para petróleo e gás natural, composta exclusivamente por blocos situados em terra;**

ss) **2009:**

- **Março:**sancionada a Lei do Gás;

- **Abril:**comprovada ocorrência de nova jazida de petróleo no bloco BM-S-9. A acumulação foi encontrada por meio da perfuração do poço 4-SPS-60, denominado Iguaçu. O consórcio atualmente avalia a descoberta;

- **Maior:**a petroleira Exxon comunica à ANP indícios de petróleo no bloco B-M-S-22 na área do Pré-sal.

## 2.2 A ATUAÇÃO DA PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. (PETROBRAS)

Já com a atuação da Petrobras no cenário petrolífero brasileiro, os esforços exploratórios concentravam-se nas pequenas bacias cretáceas costeiras e nas grandes bacias 21eprocessa21 interiores. Nesse momento, foi alcançado sucesso nas Bacias do Recôncavo e Sergipe – Alagoas, contudo os volumes encontrados não supriam a demanda nacional.

Com relação às bacias 21eprocessa21 interiores, ademais das dificuldades geológicas e geofísicas com relação à tecnologia utilizada à época, problemas logísticos não permitiram o sucesso exploratório. Esses e outros fatores fizeram com que a Petrobras iniciasse então a busca por novas fronteiras, dando início a exploração em águas rasas, a partir de 1968.

A necessidade de se encontrar jazidas mais significativas de petróleo fez com que uma jovem Petrobras, de apenas 15 anos de idade, tornasse seus esforços mais audaciosos. Entretanto esses esforços esbarravam nas dificuldades operacionais, carência de recursos tecnológicos e de qualificação profissional.

A partir de 1973, com o aumento do preço do petróleo, a necessidade de se encontrar jazidas maiores de petróleo se tornava maior, intensificando assim as

atividades em áreas marítimas. Foram então encontrados campos de pequeno a médio porte na plataforma continental de Sergipe e Rio Grande do Norte (ABPIP, 2010<sup>a</sup>).

No período de 1969 a 1979, alguns resultados em terra, mesmo sendo menores os esforços foram obtidos, campos de pequenos e médios portes foram descobertos na parte emersa da bacia do Espírito Santo e nas bacias de Potiguar e Rio Grande do Norte.

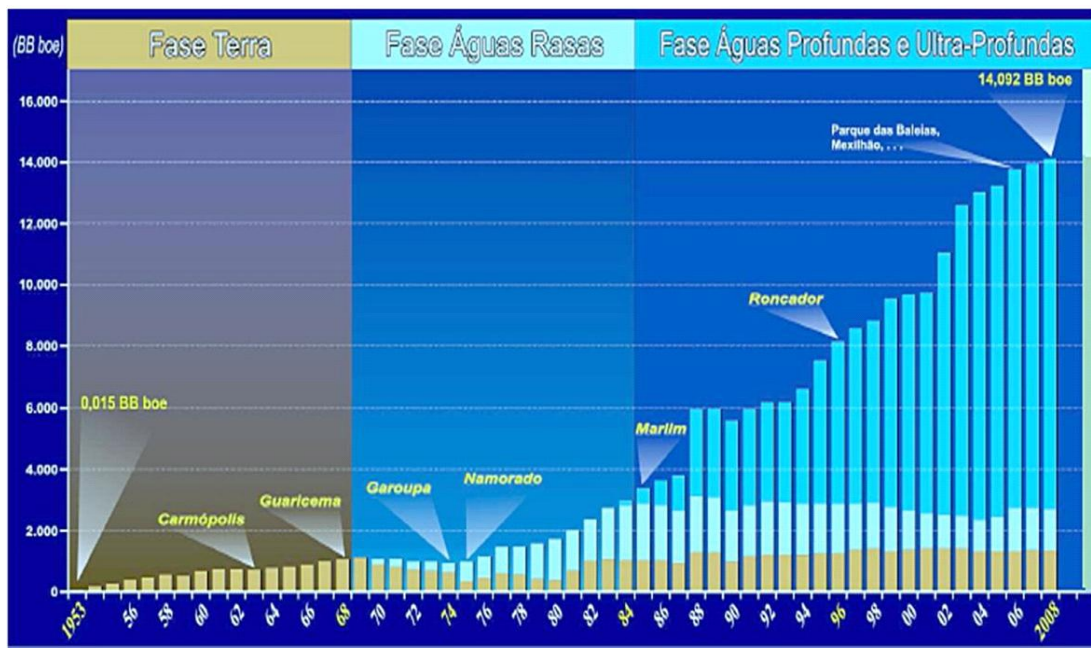
No período de 1976 a 1985 foram assinados 243 contratos de risco, que não apresentaram resultados significativos. Numa segunda fase, agora de contratos de mini risco foram descobertos os campos de Vermelho, Redonda, Ponta do Mel e Noroeste de Ponta do Rosado, na Bacia Potiguar (ABPIP, 2010<sup>b</sup>).

Participaram desses contratos, 39 companhias com um investimento total de US\$ 2,17 bilhões e a perfuração de 226 poços. Através de consórcios ou isoladas, 33 empresas privadas internacionais e 6 nacionais participaram da execução desses investimentos (ABPIP, 2010<sup>c</sup>).

A participação das companhias se dava por um processo de competição, por meio de licitação que era conduzido pela Petrobras, que selecionava as propostas apresentadas. Com a não descoberta de áreas promissoras e com resultados insatisfatórios, as empresas foram se retirando do mercado (ABPIP, 2010<sup>d</sup>).

As décadas de 80 e 90 foram importantíssimas para Petrobras que via seus esforços exploratórios resultando em grandes descobertas na Bacia de Campos. Foi neste período que foram descobertos os primeiros campos gigantes, Albacora (1984) e Marlim (1985) com lâmina d'água de 400 metros e Albacora Leste (1986), Marlim Leste e Marlim Sul (1987) e Roncador em (1996) com lâmina d'água superiores a 1000 metros de profundidade (ABPIP, 2010<sup>e</sup>).

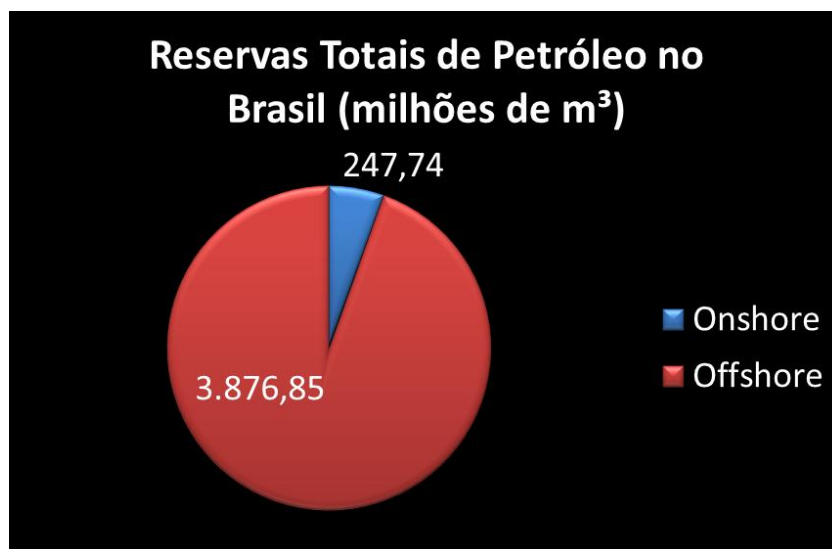
Figura 1 – Evolução da Produção de Petróleo no Brasil de 1953 a 2008



Fonte: ABPIP 2010.

Após as descobertas dos grandes reservatórios de petróleo e gás da Bacia de Campos (Figura 1), e guiada pela necessidade nacional de aumento da produção, a Petrobras focou os seus esforços na exploração e na produção marítima. A partir desse período, assistiu-se ao crescimento do número de campos marginais no portfólio da companhia, que apresentavam indicadores fora dos padrões estipulados pela Petrobras, devido ao seu perfil de produção (ABPIP, 2010f). Nas Figuras 2 e 3 respectivamente, demonstram a diferença entre as reservas com a produção (terrestre e marítima) no Brasil.

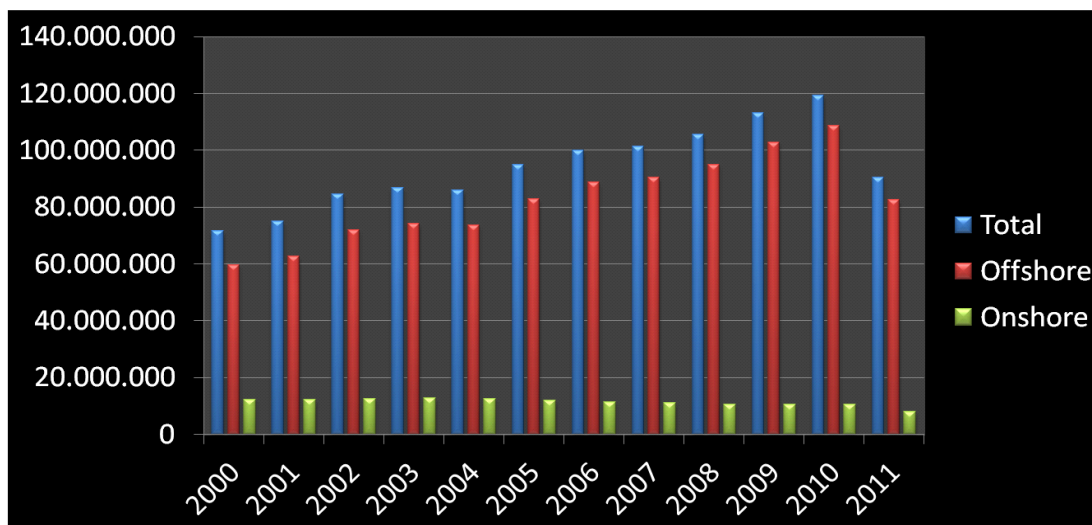
Figura 2 – Reservas Totais e Provasdas de petróleo no Brasil no ano de 2011



Fonte: ANP, 2011a



**Figura 3 – Produção nacional de petróleo (m<sup>3</sup>) de 2000 a 2011**



Notas: Petróleo: Óleo e Condensado. Não inclui LGN (GLP e C5+).  
Dados atualizados em 02 de novembro de 2011.

Dados, ANP. (08/11/2011)

Fonte: ANP, 2011b

### 2.3 A AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP)

Com a Lei número 9,478 de 1997, conhecida como Lei do Petróleo, foi instituído um marco legal para as atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural. Este marco foi elaborado de modo a contemplar as condições vigentes àquela época, quando existia um cenário de baixa produção nacional de petróleo, sendo o país importador de 40% do petróleo consumido. A partir desse marco, iniciou-se uma nova fase na indústria petrolífera brasileira, em teoria, chegava ao fim o monopólio da Petrobras com a criação do regime de concessão para exploração e produção de petróleo no Brasil. Já em 1997, foi criada a Agência Nacional do Petróleo Gás e Combustível (ANP), com o início de seus trabalhos no ano de 1998. Tendo como finalidade de ser agência responsável dentre outras coisas, pela regulação do mercado petrolífero nacional e promover licitações de blocos exploratórios.

Buscando a renovação das áreas marginais, em outubro de 2005, em paralelo a 7ª rodada de licitações de blocos exploratórios a ANP realizou a primeira rodada de licitação de áreas com acumulações marginais de petróleo e gás, também conhecidas como primeira “rodadinha”. Estas áreas foram provenientes de campos devolvidos pela Petrobras, a maioria em 1998 e outros nos anos seguintes por serem considerados antieconômicos (ABPIP, 2010g).

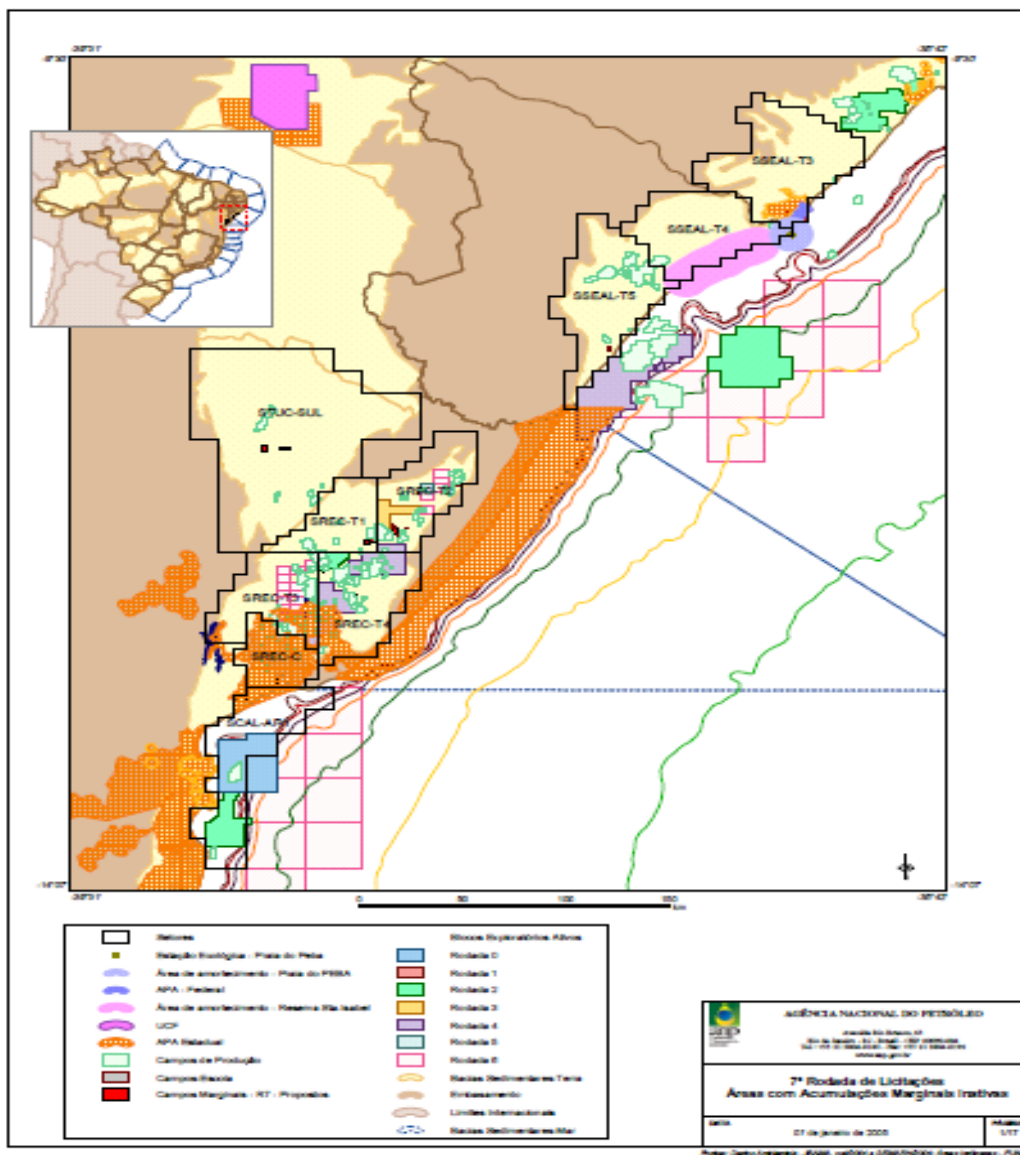
ABPIP (2010h)relata que das 17 áreas ofertadas, 16 foram arrematadas, das quais nove passaram à fase de produção.Na Figura 4, encontra-se a relação dos 17 campos ofertados pela ANP: 11 no estado da Bahia e 6 no estado de Sergipe da primeira rodadinha , já no ano de 2006, ocorreu a segunda rodadinha com a oferta de 14 áreas, nos estados do Maranhão, Espírito Santo e Rio Grande do Norte, sendo 11 arrematadas e apenas quatro entraram em fase de produção.

**Figura 4 – Áreas Ofertadas na primeira e segunda rodadas**

BAHIA	SERGIPE	MARANHÃO	ESPÍRITO SANTO	RIO GRANDE DO NORTE
Araçás Leste	Cidade de Aracaju	Espigão	Crejoá	Carnaubas
Rio Una	Alagamar	Oeste de Canoas	Rio Ipiranga	Trapiá
Bom Lugar	Foz do Vaza Barris	São João	Rio Barra Nova	Riacho Velho
Jacarandá	Tigre			Rio do Carmo
Fazenda São Paulo	Carapitanga			São Manoel
Pitanga	Cidade de Pirambu			Quixaba
Gamboa				Porto do Mangue
Jiribatuba				Chauá
Morro do Barro				
Sempre Viva				
Curral de Fora				

Fonte:ANP, 2010<sup>a</sup>

Figura5 – Mapa de localização dos campos ofertados, sétima rodada



Fonte: ANP, 2010<sup>a</sup>

Para demonstrar a viabilidade da retomada dos campos marginais, a ANP utilizou como exemplo o poço Quiambina-4<sup>a</sup>, integrante do campo de Quiambina, agora integrante do Projeto Campo Escola, uma parceria da ANP com a Universidade Federal da Bahia (UFBA) e com o apoio da Petrobras.

O poço Quiambina 4-A teve retomada a produção no fim do ano de 2003, com um investimento total de R\$ 300.000,00. Durante o ano seguinte, a produção do poço alcançou a marca de 6500 barris de petróleo 30 °API (Fonte:ANP210a).

As Figuras 6 e 7 demonstram as fases do poço Quiambina 4-A. A Figura 8 demonstra a produção do poço Quiambina 4-A mês a mês após sua reativação.

**Figura 6 – Poço Quiambina 4-A parado**



Fonte:ANP,2010a

**Figura 7 –Poço Quiambina 4-A revitalizado**

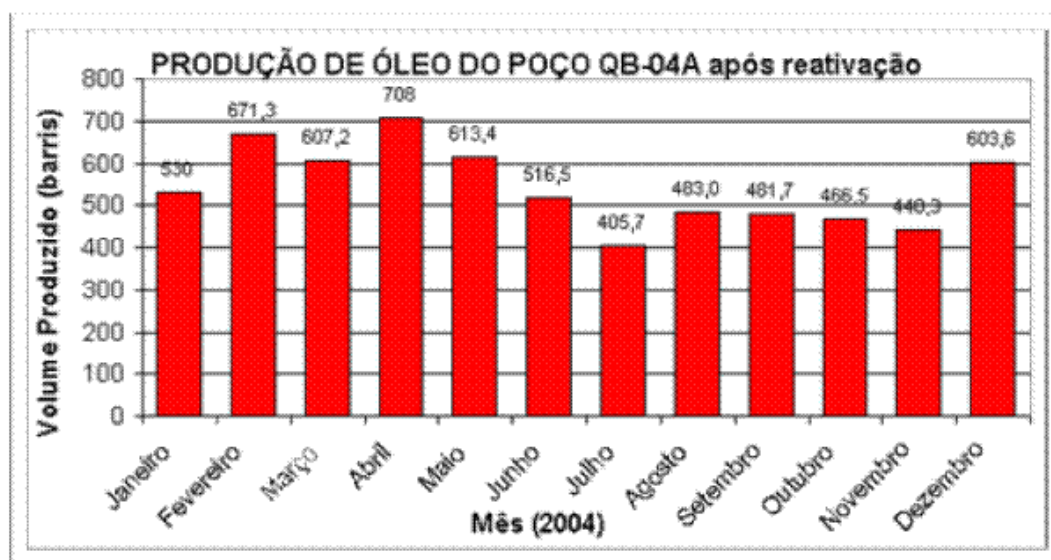


POÇO QUIAMBINA 4-A EM 2004  
(REVITALIZADO)



Fonte:ANP, 2010<sup>a</sup>

**Figura 8 – Produção do poço Quiambina 4-A**



Fonte:ANP, 2010<sup>a</sup>

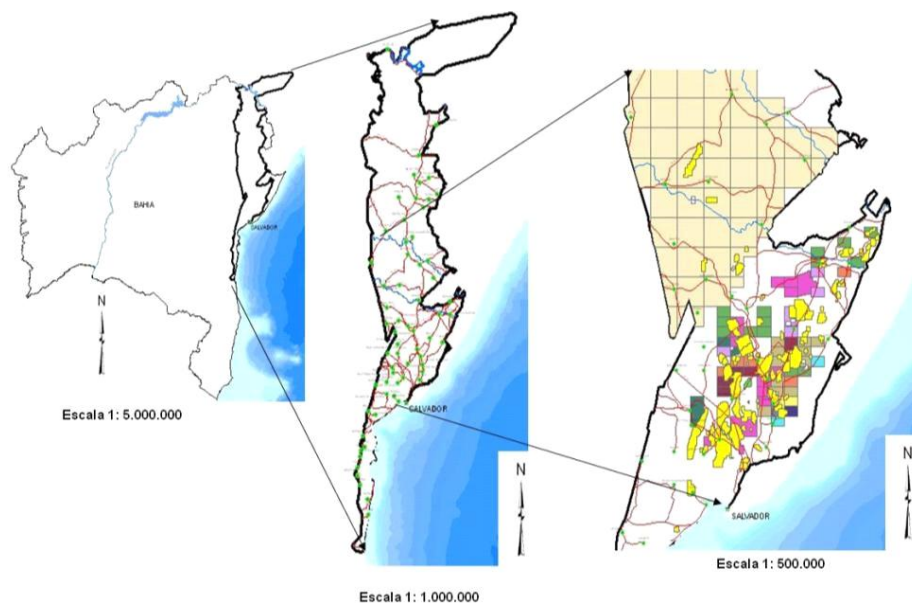
### 3 CONTEXTO REGIONAL

#### 3.1 A BACIA DO RECÔNCAVO

A Bacia do Recôncavo é um exemplo típico de bacia madura. Sua produção começou na década de 40 alcançando o pico na década de 60. Desde então, sua produção é declinante.

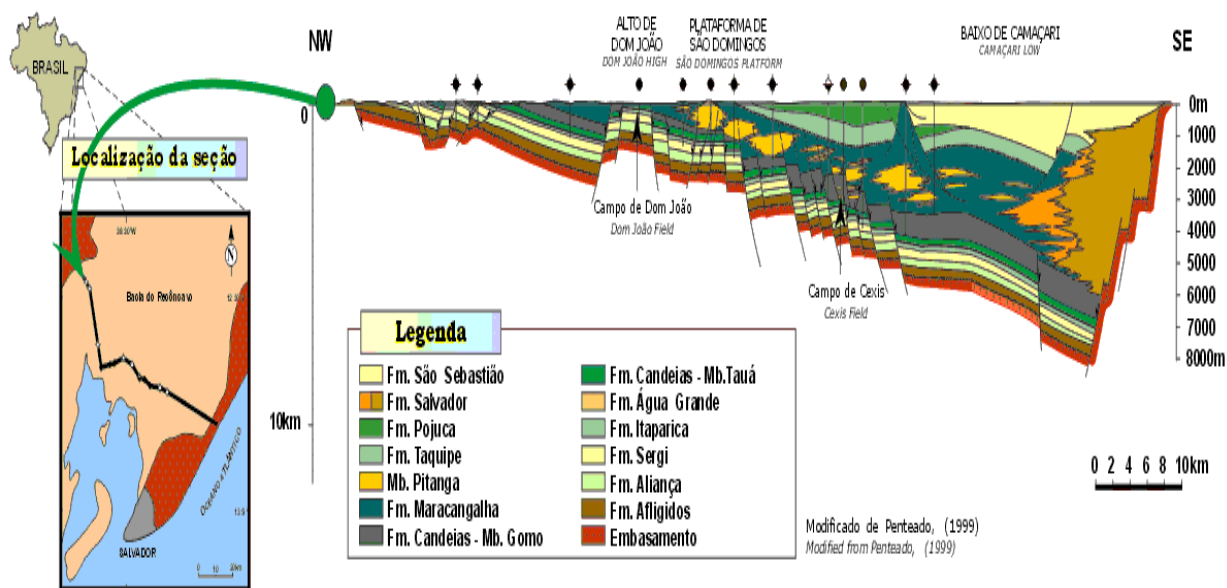
A Bacia do Recôncavo está localizada no estado da Bahia, nordeste brasileiro e, segundo Magnavita, Silva e Sanches (2005), compreende aproximadamente 13.480 km<sup>2</sup>. Desses, 6.427 km<sup>2</sup> fazem parte do Embasamento Cristalino e o restante pertence à Bacia Sedimentar do Recôncavo. A área está delimitada pelos paralelos 12°00', 13°30' S e meridianos 38°00', 39°00' W.

**Figura9 –Mapa de localização da Bacia do Recôncavo**



Fonte: FERREIRA, D.F. SIGPETRO, 2009.

**Figura10 –Seção geológica da Bacia do Recôncavo**

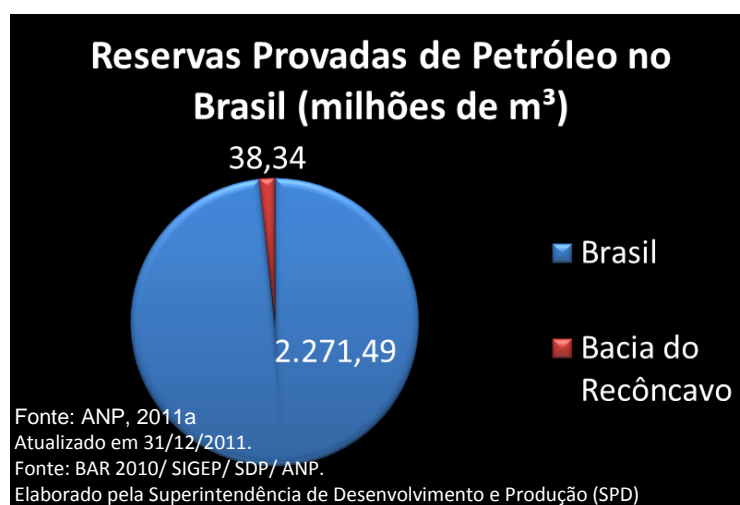


107

Fonte: ANP, 2010b

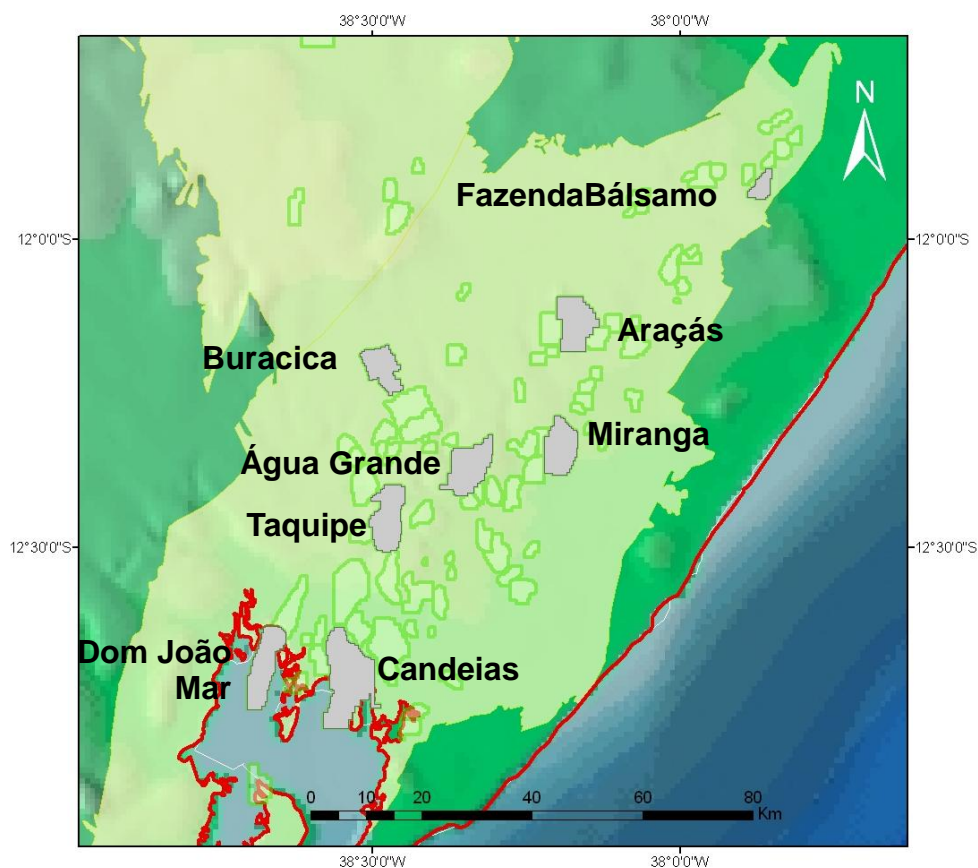
Segundo Chambriard(2008), a Bacia do Recôncavo é a segunda bacia brasileira com maior volume de produção acumulada (1,5 bilhão bbl), perdendo apenas para a bacia de Campos, tendo uma produção de petróleo de aproximadamente 41,5 mil bopd, o que corresponderia à aproximadamente 2,3 % da produção do país.

**Figura 11 – Reservas provadas de petróleo no Brasil**



Ainda segundo Chambriard (2008), a produção de óleo no Recôncavo já chegou a 200 mil barris por dia na década de 60, tendo produzido cerca de 1,6 bilhão de barris até então. Dos cerca de 140 campos marginais do Brasil, 70 estão na Bahia. A Figura 13 demonstra a produção de petróleo no estado da Bahia e Recôncavo no período de 2009 a 2011.

**Figura 12 – Os maiores campos produtores da Bacia do Recôncavo**

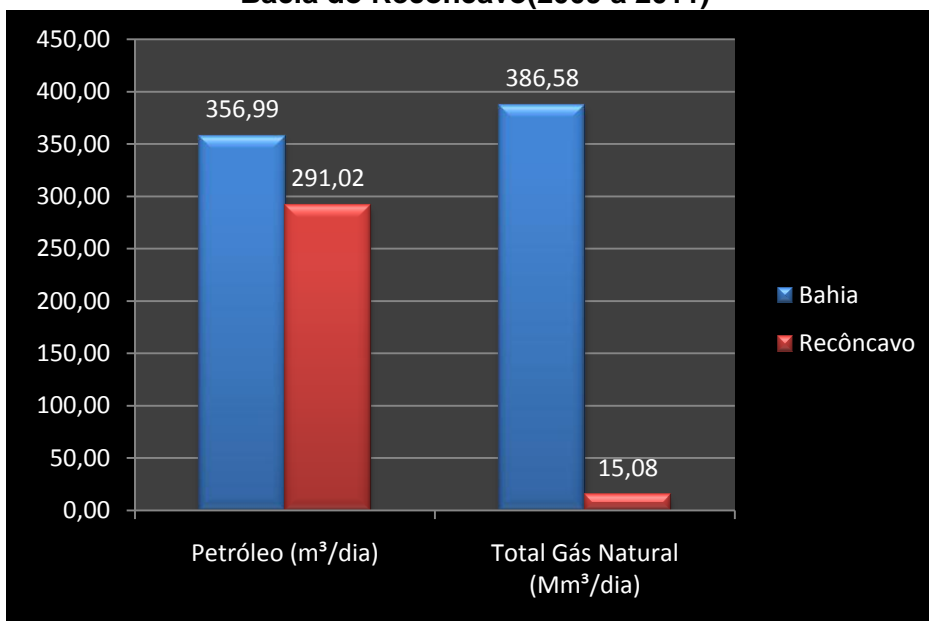


Campo	Reservas Provadas + Produção Acumulada	
	Óleo (milhões bbl)	% (em relação aos demais campos da bacia)
<b>ÁGUA GRANDE</b>	3.202.448,00	20,91%
<b>MIRANGA</b>	2.391.660,00	15,62%
<b>ARAÇÁS</b>	1.640.797,00	10,71%
<b>CANDEIAS</b>	1.089.509,00	7,11%
<b>TAQUIPE</b>	1.062.199,00	6,94%
<b>DOM JOÃO MAR</b>	892.859,00	5,83%
<b>FAZENDA BÁLSAMO</b>	581.551,00	3,80%
<b>BURACICA</b>	506.598,00	3,31%

Fonte: CHAMBRIARD, 2008



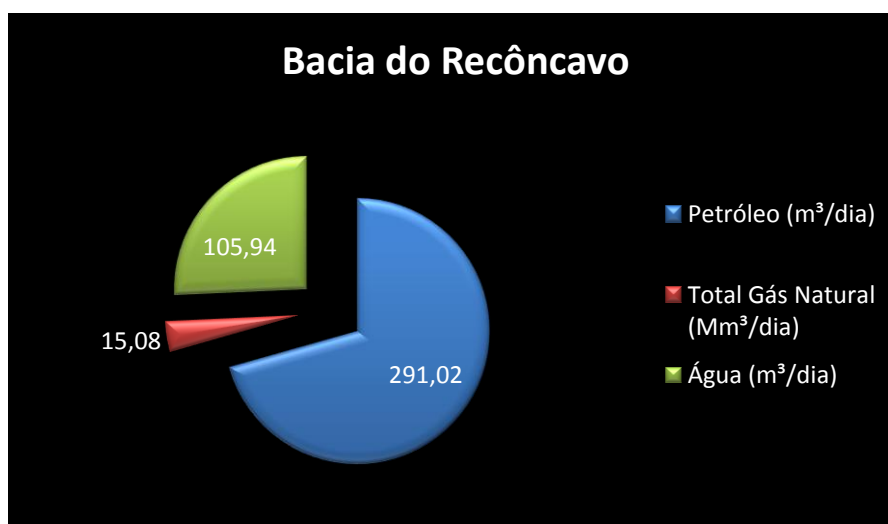
**Figura 13 – Produção de petróleo e gás na Bahia e Bacia do Recôncavo(2009 a 2011)**



Fonte: Adaptado BDEP (<http://www.bdep.gov.br/?id=441>)

Os poços situados na Bacia do Recôncavo têm produzido essencialmente água. Em alguns poços, a produção de água chega a atingir 98%. (VIEIRA, 2011c).

**Figura 14– Produção de petróleo e gás e água na Bacia do Recôncavo(2009 a 2011)**



Fonte: Adaptado BDEP (<http://www.bdep.gov.br/?id=441>)

Segundo dados do BDEP, existem atualmente 6.178 poços perfurados na Bacia do Recôncavo (terra) (Tabelas 1 e 2). Sendo que 1.037 do total foram de caráter exploratório e os demais, 5.141 de desenvolvimento/produção (<http://www.bdep.gov.br/?id=261>)

**Tabela 1 –Nomenclatura dos poços de petróleo**

CATEGORIA	QUANTIDADE	DESCRIÇÃO
PIONEIRO	445	Tem o objetivo de descobrir petróleo, baseado em indicadores obtidos por métodos geológicos e ou geofísicos
ESTRATIGRÁFICO	37	Perfurado visando obter dados sobre a disposição sequencial das rochas e subsuperfície, sem necessariamente dispor de informações geológicas completas da área
DE EXTENSÃO	395	Perfurado fora dos limites provados de uma jazida, visando ampliá-la ou delimitá-la
PIONEIRO ADJACENTE	125	Perfurado após a delimitação preliminar do campo, visando descobrir novas jazidas adjacentes
JAZIDA MAIS RASA	14	Tem finalidade de tentar descobrir jazidas mais rasas ou mais profundas que as já conhecidas
JAZIDA MAIS PROFUNDA	21	
DE DESENVOLVIMENTO / PRODUÇÃO	4.528	Perfurado dentro dos limites do campo para drenar racionalmente o petróleo
DE INJEÇÃO	395	Perfurado com a intenção de injetar fluidos no reservatório para ajudar na recuperação adicional do petróleo.
ESPECIAL	218	São todos os poços perfurados sem o objetivo de procurar ou produzir petróleo. Ex. poço para produção de água.
TOTAL	6178	

**Tabela 2–Classificação dos poços de petróleo na Bacia do Recôncavo**

PRINCIPAIS RESULTADOS	QUANTIDADE
DESCOBRIDOR DE CAMPO COM ÓLEO	73
DESCOBRIDOR DE CAMPO COM ÓLEO E GÁS	16
DESCOBRIDOR DE NOVA JAZIDA COM ÓLEO	70
DESCOBRIDOR DE NOVA JAZIDA COM ÓLEO E GÁS	4
DESCOBRIDOR DE NOVA JAZIDA COM ÓLEO, GÁS E CONDENSADO	1
PRODUTOR COMERCIAL DE ÓLEO	3.337
PRODUTOR COMERCIAL DE ÓLEO E GÁS	39
PRODUTOR COMERCIAL DE ÓLEO, GÁS E CONDENSADO	2
OUTROS	2.636

Fonte : (<http://www.bdep.gov.br/?id=261>)

### 3.2 O CAMPO DE JURITI

As informações do Campo de Juriti foram extraídas do Sumário Executivo Externo do Campo de Jutiri (ANP, 2010d)

O Campo está situado na porção sudoeste do Bloco BT-REC-14 na Bacia do Recôncavo, distando 140 km a nordeste de Salvador e 20 km a sudeste da Cidade de Entre Rios. Possui uma área de 5,55 Km<sup>2</sup>, sendo atendido por boa malha viária em região plana. O Campo de Juriti, localizado no bloco BT-REC-14, adquirido pela Recôncavo E&P em 2004, teve seus reservatórios descobertos pela Petrobras em 1997 através do poço 4-FI-108-BA, classificado como produtor subcomercial de óleo e cujo objetivo era estabelecer a continuidade dos reservatórios da Formação Candeias, Água Grande e Sergi, entre os Campos de Fazenda Imbé e Fazenda Azevedo.

Os reservatórios portadores de hidrocarbonetos são os arenitos eólico-fluviais da fase pré-rift da Fm. Água Grande. O principal modelo de migração e acumulação enquadra-se no sistema Ilhas, caracterizado principalmente por uma estrutura monoclinal alongada na direção NESW, com fechamento oeste limitado pela falha de Patioba com grande rejeito que coloca os folhelhos da Fm. Candeias em contato lateral com os reservatórios do pré-rift, selando-os. O reservatório do campo tem o óleo como fluido principal, apresentando porosidade entre 11 e 15%, permeabilidade de 200 a 500 mD, saturação de água de 40%, API de 42°, viscosidade de 0,65 cp, profundidade média de -2176m. O mecanismo de produção dominante é o de gás em solução. Os perfis realizados não mostraram contatos com aquífero, tampouco com capa de gás primária. Os volumes *in situ* de óleo e gás apresentados são de 0,134 MMm<sup>3</sup> (0,842 MM bbl) e 5,240 MMm<sup>3</sup> respectivamente. As previsões de produção foram estimadas a partir de vazões observadas durante a avaliação e a aplicação do fator de declínio observado. O ano de 2007 prevê o pico de produção média do campo, com 3,15 m<sup>3</sup>/dia de óleo (19,81 bbl/d) e 0,14 Mm<sup>3</sup>/d de gás não associado.

Atualmente, existe um poço perfurado (pioneiro adjacente) na área, se este poço mantiver o comportamento de produção e pressão com níveis observados existe a possibilidade de se perfurar mais um poço.

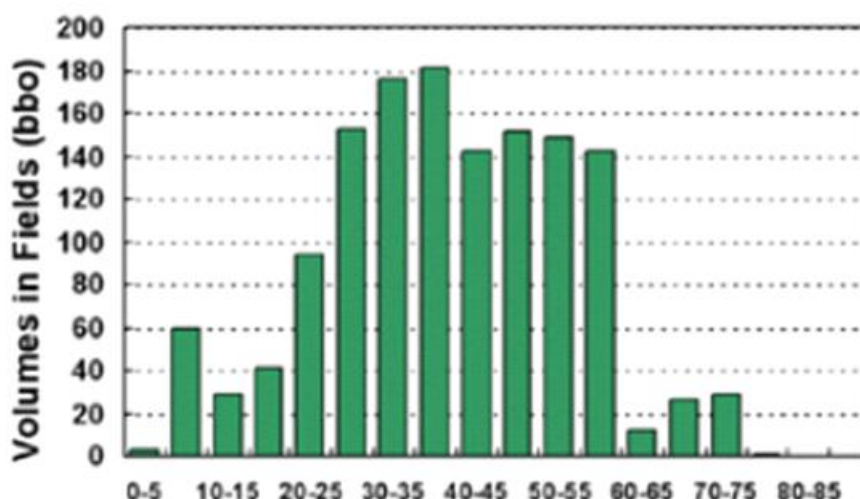
## 4 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

### 4.1 CAMPOS MARGINAIS X CAMPOS MADUROS

No planejamento do desenvolvimento dos campos de petróleo, as companhias devem buscar estratégias de preparação para quando seu campo atinja a maturidade. Um dos desafios mais importantes está o desafio na melhoria do Fator de Recuperação (FR).

Segundo Schinelli (2008), esse fator corresponde ao percentual do volume de hidrocarbonetos que foi produzido até um determinado momento da história do campo ou no seu abandono, em relação ao volume original. No mesmo artigo, Schinelli cita que o fator de recuperação (FR) atingido pela indústria no mundo, gira em torno de 33% (Figura 15). Isso significa que ao abandonar um campo maduro uma empresa está deixando para trás 2/3 do volume originalmente descoberto.

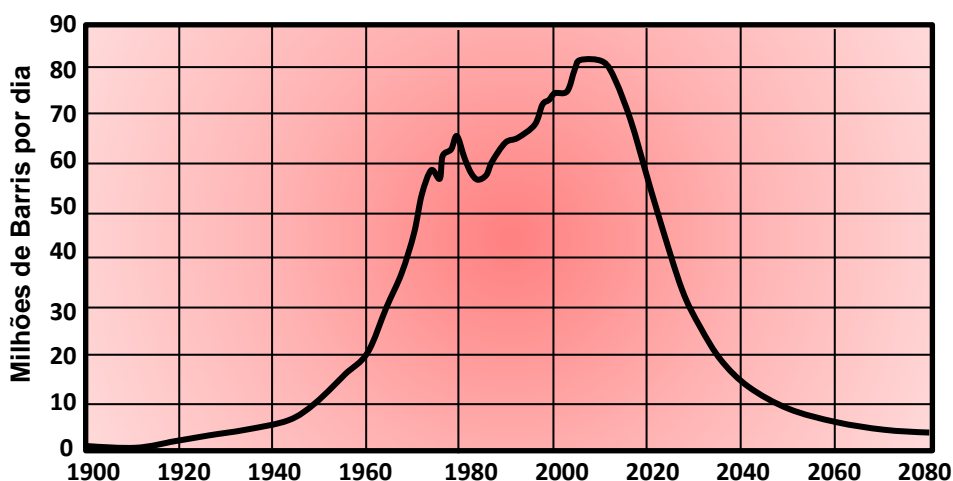
**Figura 15–Fator de Recuperação em campos de petróleo**



Fonte: SCHINELLI, 2008.

Ainda segundo Schinelli (2008), o esforço da indústria do petróleo mundial em maximizar o Fator de Recuperação dos campos se torna mais importante se as previsões de M. Hubbert forem confirmadas. Já em 1956, Hubbert estudando este tema, declarava que a produção mundial já entrara em sua fase declinante. Em alguns países, o pico de produção já foi atingido há algum tempo. O Brasil ainda não passou por este momento, e, devido às novas descobertas do Pré-sal deve ainda demorar mais algum tempo.

**Figura 16– Produção mundial de petróleo1900-2080**



Fonte: Modificado, SCHINELLI, 2008.

Os conceitos de campo marginal e campo maduro podem ser facilmente confundidos. Ao longo dos anos, diferentes definições foram propostas.

Segundo Prates (2010), o termo marginal é um conceito econômico, e o termo maduro, técnico. Prates (2010) afirma que campo marginal é todo aquele que, por razões diversas (entre as quais estão, mas não apenas: a maturidade ou o declínio de produção; inacessibilidade, a falta de escala de escoamento, a produção de gás em volumes insuficientes para justificar escoamento distante etc.) deixa de ser rentável ou economicamente interessante para um determinado operador em virtude dos seus (e somente seus) critérios mínimos de atratividade e retorno econômico. Já o campo maduro é aquele, de qualquer tipo, tamanho ou operador, cujo tempo de produção já está além do planalto principal e, portanto, se encontra naturalmente em queda de produtividade rumo à exaustão de sua reserva recuperável. Ou seja, no caso da marginalidade de um campo, é o operador quem decide sobre a sua economicidade; no caso da maturidade, trata-se de um efeito inexorável do regime de produção (conceito técnico). Pode-se dizer que quase todo campo marginal tem a maturidade entre as razões que podem levar seu operador a ser considerado como tal; mas o contrário nem sempre é verdadeiro: ou seja, nem todo campo maduro é marginal.

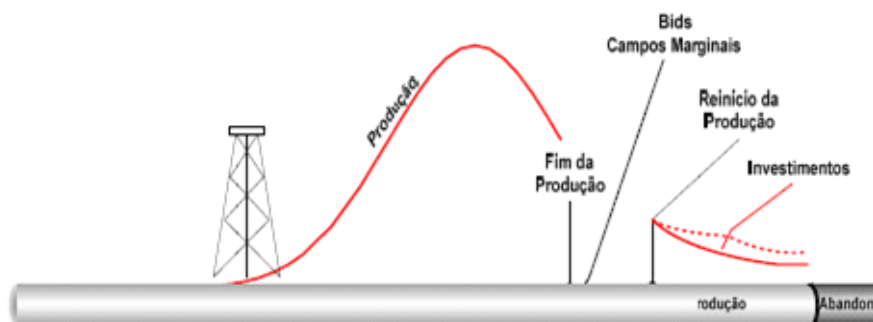
Para Chambriard (2008), o conceito regulatório de Campos Marginais não é técnico. É uma definição para viabilizar a regulação setorial. Segundo a ANP, Campos Marginais de Petróleo, são aqueles que produzem predominantemente petróleo, cuja produção à época da assinatura do Contrato, não ultrapasse 500 barris diários e cuja última previsão de produção, aprovada pela ANP, não ultrapasse esse limite. Campos marginais de gás natural são aqueles que produzem predominantemente gás natural não-associado, cuja produção, à época da assinatura do contrato, não ultrapasse 70.000 metros cúbicos diários de gás não-associado e cuja última previsão de produção, aprovada pela ANP, não ultrapasse esse limite. Caso não haja infra-estrutura a até 10 quilômetros de distância para o escoamento do gás produzido, o limite, para efeito da definição de campo marginal de gás natural, passará para 150.000 metros cúbicos diários de gás não-associado.

Ainda segundo Chambriard (2008), uma análise estatística do cenário brasileiro revela que cerca de 53% dos campos são marginais e representam menos de 1,0% das reservas provadas do país.

Moura et al (2010), define campos marginais como sendo campos inativos que foram explorados, desenvolvidos e explotados pela Petrobras ao longo das últimas décadas.

A Figura17 demonstra o ciclo de vida de um campo de petróleo, desde o início da produção até o momento em que ele se torna marginal. A Tabela 3 e a Figura 18 relacionam respectivamente os campos marginaise a produção de petróleo por bacia.

**Figura17 – Ciclo de vida de um campo marginal de petróleo**

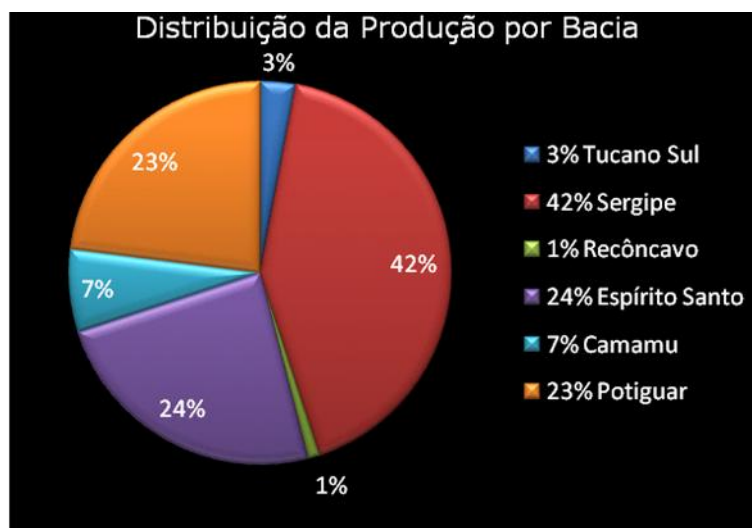


Fonte: MOURA et. Al., 2010.

**Tabela 3– Campos marginais por Bacia**

BACIA	ESTADO	N. DE CAMPOS
Potiguar	Rio Grande do Norte	2
Espírito Santo	Espírito Santo	2
Sergipe	Sergipe	4
Camamu	Bahia	2
Recôncavo	Bahia	2
Tucano Sul	Bahia	1
<b>TOTAL</b>		<b>13</b>

Fonte: MOURA et. Al., 2010.

**Figura18– Distribuição da produção por Bacia**

Fonte: Modificado MOURA et. Al., 2010.

Para a ANP, a reativação dos chamados campos marginais de petróleo e gás natural tem impacto positivo no desenvolvimento econômico e social de regiões distantes dos grandes centros, em particular, na geração de empregos e de renda.

#### 4.2 EMPRESAS INDEPENDENTES: PEQUENOS PRODUTORES

O segmento de companhias independentes de petróleo no Brasil não é novo, apesar do que muitos possam imaginar. Desde a década de 30, algumas companhias multinacionais já figuravam no cenário nacional. A partir de 1953, com a oficialização do monopólio estatal sobre a atividade petrolífera e a criação da Petrobras este segmento ficou estagnado.

Este cenário só passou a mudar a partir do ano de 1997, quando então foi instituído um novo regime do setor petrolífero brasileiro, o regime de concessão para exploração e produção de petróleo e gás natural. Nos anos seguintes, a participação das empresas independentes nas licitações da ANP aumentou significativamente, tanto como operadoras como consorciadas.

Segundo a política definida pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), desde 2005 a ANP vem incentivando o ingresso de pequenas e médias empresas no setor de produção de petróleo e gás natural por meio da concessão, mediante Rodadas de Licitações específicas, de áreas inativas com acumulações de petróleo e gás natural com interesse marginal para grandes empresas.

Dessa maneira, o governo a partir da Lei 12.351/2010, art. 65, pretende motivar as pequenas e médias empresas a investir em produção de petróleo em bacias terrestres maduras, onde a infra-estrutura para tratamento e transporte do petróleo e do gás natural já estão instaladas (BRASIL, 2010).

Para adquirir os campos marginais, as empresas possuem duas maneiras principais, leilões da ANP ou licitações promovidas diretamente pela Petrobras (ABPIP, 2010i).

O primeiro leilão realizado pela Petrobras deu-se em 2001, quando a Petrosynergy (anteriormente Marítima) e a Wwashington foram as vencedoras, adquirindo áreas campos em Alagoas e Bahia, respectivamente. Em 2002, a Petrobras colocou em licitação novos campos de pequeno porte, sob forte interesse por parte das companhias independentes. Contudo este leilão foi cancelado em 2003 (ABPIP, 2010j). Até o momento, não houve outras licitações por parte da Petrobras.

Em entrevista ao jornal O Globo, publicada no site da Appom, seu diretor executivo, Anabal Santos, comenta que a possibilidade de continuidade e crescimento do setor depende da Petrobras ceder campos marginais, assim como campos maduros. Segundo Anabal, o pequeno produtor só tem condições de atuar em campos marginais, onde está confirmada a existência de petróleo. Os custos financeiros e o risco exploratório são muito elevados para este tipo de companhia [http://www.appom.org.br/mostra\\_noticia.php?id\\_tb\\_noticias=38](http://www.appom.org.br/mostra_noticia.php?id_tb_noticias=38)

A classificação de uma empresa como independente ou pequeno produtor, ainda vem causando discordâncias no setor. Segundo a ABPIP (2010k), o produtor



independente é aquele que atua somente na exploração e produção de petróleo e gás. Na maioria dos casos, um produtor independente é uma pequena ou média empresa que, à medida que cresce, tende a atuar em outras áreas da cadeia de negócios do setor de petróleo e gás.

Já segundo Ferreira(2010), os pequenos produtores são aqueles que operam concessões ou que estão sob contratos de terceirização para operar alguma concessão (e.g. PetroRecôncavo S.A., W.Washington,etc.). Já os produtores independentes são empresas que possuem concessão e que atuam no segmento de Exploração e Produção sem integração com a cadeia produtiva do petróleo (como as Majors que atuam em toda ou boa parte da cadeia produtiva, por exemplo a Petrobras que explora, produz, transporta e refina), por exemplo: El Paso Óleo e Gás do Brasil S.A., HRT O&G Exploração e Produção de Petróleo Ltda., entre outras.

A maior e mais importante diferença entre os pequenos produtores e os produtores independentes que atuam no mercado de campos marginais está além de conceitos regulatórios. A associação dos pequenos produtores com a Petrobras possibilita a estas empresas uma série de vantagens, dentre elas o acesso à infraestrutura já existente nos campos, escoamento e comercialização da produção. Na Tabela 4, segue um comparativo de alguns aspectos que podem diferenciar os pequenos produtores dos produtores independentes.

**Tabela 4– Exemplos de vantagens dos produtores independentes e pequenos produtores**

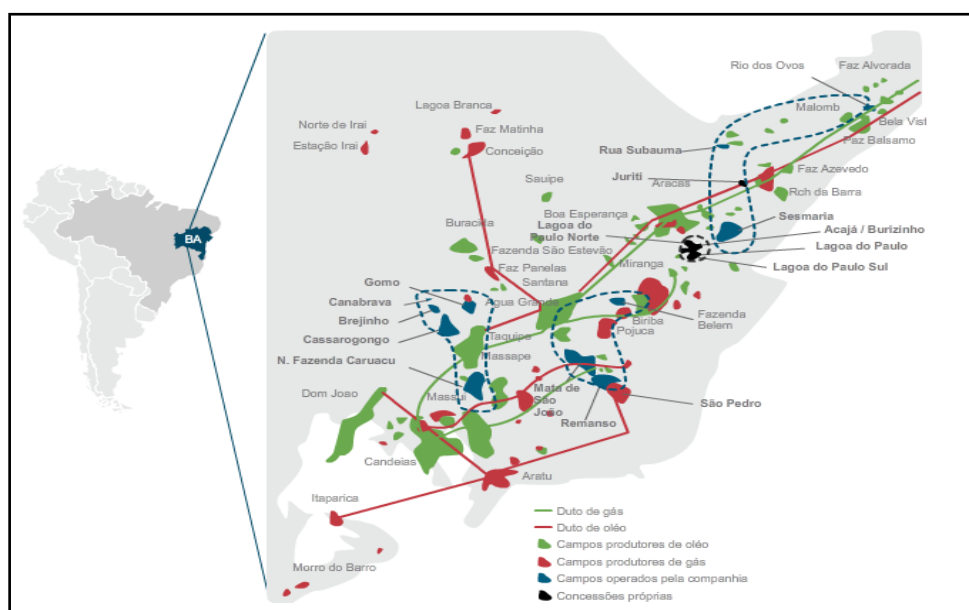
PROBLEMA	PRODUTORES INDEPENDENTES	PEQUENOS PRODUTORES
<i>ESCOAMENTO</i>	Dependência da Petrobrás, quase toda infraestrutura pertence a Petrobrás	Utilização da Infra estrutura da já existente da Petrobrás
<i>ACESSO A DADOS TÉCNICOS</i>	Custo elevado de aquisição junto a ANP (BDEP); Dados de baixa qualidade (sismica); Dificuldade de acesso a histórico dos campos marginais; Nenhuma experiência anterior nos campos.	Acesso as informações da Petrobrás - histórico de produção, lições aprendidas.
<i>COMERCIALIZAÇÃO DA PRODUÇÃO</i>	Petrobrás é a única companhia para compra da produção; Desvantagem na negociação de preços.	Comercialização prevista em contrato, o pequeno produtor tem certeza da venda de sua produção
<i>CERTIFICAÇÃO DA QUALIDADE DA PRODUÇÃO</i>	Petrobrás arbitra valor para certificação do óleo produzido.	Como em teoria a produção pertence a Petrobrás, não existem problemas para certificação.

Fonte: Elaboração própria do autor

De acordo com a definição dada por Ferreira (2010), no Recôncavo Baiano, atuam duas companhias que podem ser considerados pequenos produtores, PetroRecôncavo e Wwashington:

- a) **Petrorecôncavo**—foi constituída em 1999 com o objetivo inicial de operar a reabilitação, reativação e rejuvenescimento de 12 campos maduros da Bacia do Recôncavo de que a Petrobras é concessionária. O contrato de produção foi firmado em 1º de fevereiro de 2000, tornando-se, assim, uma das pioneiras na operação e produção de Campos Maduros no Brasil. Outros cinco campos são operados 100 % pela PetroRecôncavo ([www.petroreconcavo.com.br](http://www.petroreconcavo.com.br));

**Figura19 – Mapa de localização dos campos operados pela PetroRecôncavo**



Fonte: PETRORECÔNCAVO, 2012

No ano de 2002, a PetroRecôncavo adquiriu na Quarta Rodada de Licitações da ANP, a concessão para exploração do bloco BT-REC-10, onde foram reativados os campos de Lagoa do Paulo, Lagoa do Paulo Sul, Lagoa do Paulo Norte e Acajá-Burizinho.

- b) **Wwashington** – no ano de 2001, a Wwashington através da ANP, passou a atuar em 4 campos da Bacia do Recôncavo, Fazenda Santo Estevão, Fazenda Rio Branco, Santana e Sauípe, com um total de 86 poços perfurados e reservas de 51 milhões de barris).

## **5 A OPERAÇÃO NOS CAMPOS MARGINAIS**

### **5.1 CAMPOS MARGINAIS, A REALIDADE NO MUNDO E A SITUAÇÃO BRASILEIRA**

O nicho de mercado de campos marginais apresenta características únicas. Ou estes campos foram explorados pela Petrobras até o seu limite econômico, ou não apresentavam mais perspectivas de retorno financeiro na época de sua devolução. Por outro lado, são campos que podem possuir uma extensa base de dados de Exploração e Produção e infraestrutura instalada, facilitando a logística de produção e escoamento de fluidos (ABPIP, 2010).

A operação de campos marginais não é uma tarefa simples, uma vez que estes campos encontram-se no limite da viabilidade econômica. Contudo experiências no mundo comprovam que a revitalização de campos marginais por pequenas companhias, mais enxutas e dinâmicas, não só é possível como também é economicamente viável.

Estudo, publicado por Moura et al, (2010), demonstrou que a atuação de somente uma empresa operadora de campos marginais é responsável por cerca de 18% da tributação de um município baiano e que 40% do PIB deste mesmo município é proveniente da cadeia produtiva de óleo e gás local.

Nos Estados Unidos, de acordo com a *Interstate Oil & Gas Compact Commission* (IOGCC) (2008), em 2007, existiam mais de 396 mil poços com produção média de 2,01 barris por dia que, combinados, produziram mais de 291 milhões de barris de petróleo neste ano. Em reportagem publicada na Revista TN Petróleo “Independentes, Parte 2”, Marilda Rosado afirma que existem no país, cerca de 23 mil companhias de capital médio ou pequeno que juntas empregam 300 mil funcionários. (Viana, 2010)

Na Colômbia, onde a produção de petróleo vai completar 100 anos, existem mais de 150 companhias independentes de tamanho médio. Atualmente diversas destas companhias produzem mais de mil b/d e pelo menos duas, antes pequenas, superam 50.000 b/d (Petrominerales e Pacific Rubiales) (DUTRA, 2011).

Segundo dados da ANP (2010a), em 2009 o Brasil contava com apenas 09 poços marginais produzindo 170 barris por dia e 2 milhões de m<sup>3</sup>/dia de gás natural. Nesse mesmo ano, dos 31 campos licitados nas 1<sup>a</sup> e 2<sup>a</sup> rodadinhas, apenas 13 encontravam-se em fase de produção.

**Tabela 5– Situação dos campos da primeira e segunda rodadinhas**

SITUAÇÃO DOS CAMPOS	NÚMERO DE CAMPOS
Em produção	13
Devolvido	08
Contrato não assinado	10
<b>Total</b>	<b>31</b>

Fonte: ANP, 2010c

Num passado não muito distante, uma das grandes províncias petrolíferas do país, a Bacia do Recôncavo gerava riqueza e renda, com a Petrobras realizando investimentos em pesquisa e desenvolvimento dos campos de petróleo da região.

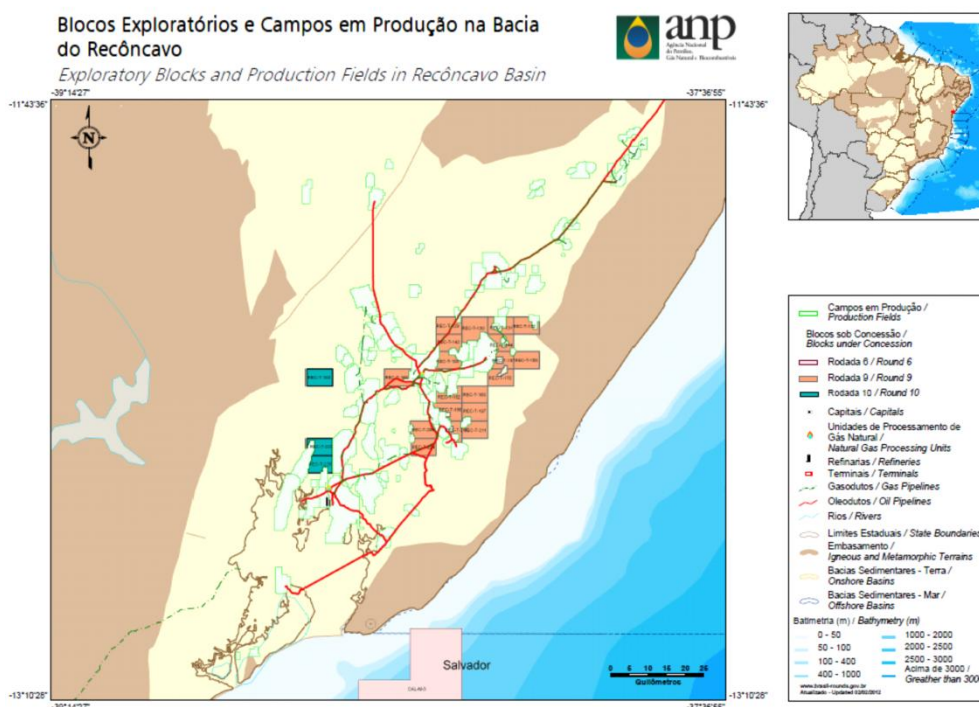
Segundo Haroldo Lima, então diretor geral da ANP, um estudo da Agência em 2005 constatou que existiam 157 campos marginais terrestres com reservas de 630 mil barris de petróleo. Nesses campos, a maioria com a Petrobras, havia 3.500 poços, dos quais apenas mil estariam produzindo. Segundo ele, aí se encontra a base para consolidação do mercado dos pequenos produtores.

(Fonte: [http://www.appom.org.br/mostra\\_noticia.php?id\\_tb\\_noticias=38](http://www.appom.org.br/mostra_noticia.php?id_tb_noticias=38))

Segundo Ferreira (2010), atualmente, a Petrobras detém cerca de 1.600 poços produtores parados no estado da Bahia. São poços maduros que não estão em produção pela empresa concessionária devido à baixa produção de hidrocarbonetos e aos custos associados à sua operação.

Segundo Viana (2010), existe, na Bacia do Recôncavo, 107 campos com uma produção de aproximadamente 41,5 mil bopd. Nesse universo, os oito maiores campos (Água Grande, Miranga, Araçás, Candeias, Taquipe, Dom João Mar, Fazenda Balsamo e Buracica (Figura 12) detém 74% do volume recuperável de petróleo (todos sob concessão da Petrobras), quinze destes campos já estão sob a concessão de empresas independentes (Figura 20).

**Figura 20 –Blocos exploratórios e campos em produção na Bacia do Recôncavo**



CAMPO	MUNICÍPIO	CONCESSIONÁRIOS / PARTICIPAÇÃO
Canário	Catu	Petrosynergy 100
Uirapuru	Catu	Petrosynergy 100
Fazenda Santo Estevão	Alagoinhas	W Petróleo 52,5 / Brazalta 47,5
Lagoa do Paulo Norte	Araças	Recôncavo 100
Fazenda Rio Branco	Catu	W Petróleo 52,5 / Brazalta 47,5
Lagoa do Paulo Norte	Itanagra	Recôncavo 100
Bom Lugar	Araças	Alvorada 100
Santana	Catu	W Petróleo 52,5 / Brazalta 47,5
Jiribatuba	Vera Cruz	Alvorada 100
Juriti	Entre Rios	Recôncavo 100
Morro do Barro	Vera Cruz	Panergy 30 / ER 70
Araças Leste	Araças	Egesa 100
Burizinho	Itanagra	Recôncavo 100
Lagoa do Paulo Sul	Araças	Recôncavo 100
Sempre Viva	Sátiro Dias	Orteng 34 / Delp 33 / Logos 33

Modificado Revista TN Petróleo

Fonte: Viana, 2010 (Modificado Revista TN Petróleo, v. 71, p. 41, mar/abr, 2010)

Sabendo quesomente os oito maiores campos da Bacia do Recôncavo são responsáveis por 74% (VIANA, 2010), os outros 26 % do volume recuperável da bacia corresponderiam aos outros 99. Uma vez que 15 campos já estão sob a concessão de pequenos produtores, 84 campos poderiam ser ofertados aos pequenos produtores ou aos produtores independentes.

**Figura 21– Vinte maiores campos produtores nãooperados pela Petrobras**



Fonte: Modificado DA SILVA, 2011

Na Figura 21, estão relacionados os 20 maiores campos produtores terrestres, não operados pela Petrobras. Estão destacados os campos que se encontram na bacia do Recôncavo.

A produção dos campos marginais não tem nenhum impacto na curva de produção de óleo nacional. Contudo na microeconomia local, o impacto pode ser considerável, gerando impostos, empregos e desenvolvimento. Moura *et al* (2010) demonstrou que a cidade de Mata de São João, localizada no Recôncavo Baiano arrecadou, em 2009, R\$ 2,6 milhões em ISS e R\$2,1 milhões em royalties.

As recentes descobertas na camada pré-sal, no Brasil, além de elevar a indústria petrolífera brasileira a um patamar de destaque, no cenário energético mundial, pode trazer também grandes benefícios para o mercado dos pequenos produtores brasileiros. O desafio da exploração e produção de campos da camada pré-sal está exigindo da Petrobras cada vez mais recursos tanto financeiros quanto técnicos. Tal cenário pode ser visto como um ótimo motivo para devolução dos campos marginais para ANP.

Segundo Haroldo Lima, então presidente da ANP, as companhias que atuam no mercado de pequenos produtores estão prontas para o crescimento, contudo dependem da oferta de novos campos, uma vez que a ANP já não possui mais campos para serem ofertados.

([http://www.appom.org.br/mostra\\_noticia.php?id\\_tb\\_noticias=38](http://www.appom.org.br/mostra_noticia.php?id_tb_noticias=38))

Um aspecto muito importante se encontra na diferença das companhias que atuam com o desenvolvimento de campos marginais e as que estão atuando somente em áreas exploratórias. O objetivo daquelas que atuam somente em áreas exploratórias é o descobrimento de novas acumulações, que possam vir a ser desenvolvidas, contudo o perfil de investimento econômico é bem diferente. Estas empresas trabalham num cenário de alto risco exploratório não sendo necessário toda estrutura existente naquelas que atuam no desenvolvimento de campos marginais.

## 5.2 MODELO DE NEGÓCIOS

O modelo de negócios para as empresas neste setor consiste em buscar o maior aproveitamento na produção com os custos mais baixos possíveis. Este conceito, sob uma visão puramente econômica, apresenta-se correto. Contudo, pode gerar um ciclo vicioso impedindo que as pequenas/médias empresas invistam em novas metodologias/tecnologias, que, num primeiro momento, podem ser consideradas como “custos”, mas a médio/longo prazo podem se reverter em lucros.

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

- a) redução do tempo do poço parado;
- b) redução do ciclo de reparos;
- c) escolha criteriosa do método de elevação adequado. Mesmo diante desses desafios, pequenas empresas podem operar projetos de forma rentável. Além da ausência do risco exploratório, este nicho ainda é motivado pela acessibilidade a tecnologias tradicionais, pela previsibilidade do fluxo de caixa e por um claro potencial para incremento da produção. Com custos operacionais mais baixos, pequenas empresas podem viabilizar a operação de poços de baixa produção (FERREIRA, 2010).

A experiência de grandes empresas demonstra que os investimentos nesta área resultam em ótimos resultados no desenvolvimento de campos, em alguns casos, significando a diminuição de custos.

### 5.3 PROCESSO DECISÓRIO

Em se tratando de áreas largamente estudadas e alguns casos com produção há mais de 30 anos. A obtenção de melhores resultados nos campos marginais só serão alcançados com inovação. Tal processo demandará por parte dos pequenos produtores, investimentos.

O foco do estudo proposto inclui predominantemente as áreas da Geologia de Petróleo e a Geofísica – a importância da utilização do conhecimento acumulado e de geotecnologias para os processos de tomada de decisão por parte dos produtores pequenos e independentes.

Ao contrário de um processo decisório fundamentado em critérios científicos, é notória uma crescente tendência setorial de decisões baseadas em “experiências profissionais”. Muitos consultores/especialistas orgulham-se em basear suas decisões (ou recomendações) em função de experiências vividas no passado quando operavam campos da Petrobras. Em sua tese de mestrado, Murakami (2003) apresentou as ideias de alguns estudiosos do tema “Tomada de Decisão”. Paul C. Nutt (Nutt 2003) considera que o pior modo para se alcançar uma decisão é impor suas ideias na organização. Outro pesquisador, o professor Nobuo Takahashi demonstra que 63,4% das decisões são tomadas pela fuga da situação-problema ou pelo excesso de confiança em experiências vividas. Com o crescente volume de informação e a quantidade de solicitações do mundo atual, o processo decisório assume um papel fundamental que, baseado só em fatos vividos, pode se tornar muito dispendioso, inseguro e de alto risco.

Torna-se crítico e muito importante que cada companhia desenvolva seu processo decisório, não fundamentado em experiências de um indivíduo ou baseado em uma falsa premissa de que tudo que poderia ter sido feito já teria sido feito. Modelos, por mais aceitos e aplicáveis que sejam não são válidos eternamente ou em todas as situações. Sendo assim, é necessário compreender o momento de adaptá-los à realidade de cada campo (de cada cenário), entendendo que a inovação (processos, geotecnologias, modelos, abordagem, gestão. Etc.) pode ser a solução para cenários complexos e a resposta para resultados superiores.



Neste contexto, o que deve ser observado, é que muito do conhecimento adquirido em situações anteriores e que pode ser vital na tomada de decisão em situações futuras não permanece como patrimônio intelectual das empresas, já que a utilização de consultores como grupo de geologia e geofísica é uma prática comum.

No processo decisório, o correto entendimento de dois conceitos de “incerteza” e “risco” (Figura 22) é muito importante. Considera-se “incerteza” quando a informação é insuficiente, à medida que a informação é agregada ao processo, denomina-se “risco”.

**Figura 22 – Incerteza e Risco**



Fonte: Elaboração própria do autor.

Um cenário ou negócio onde existe uma grande quantidade de informação, em geral, seria tratado como de fácil determinação de seu fator risco. A partir de uma avaliação superficial, este cenário poderia facilmente ser aplicado a algum campo maduro do Recôncavo, por exemplo.

Alguns campos do Recôncavo, por estarem em produção há décadas, possuem uma grande quantidade de dados, que se tratados podem vir a se transformar em informação e a partir daí, serem utilizados no processo decisório.

A realidade se demonstra bastante diferente. As empresas têm, muitas vezes, negligenciado as informações existentes nestes campos, seja por desconhecimento, cultura ou simplesmente por viverem num sistema de “apagar incêndios”, onde as atividades diárias não permitem aos grupos de geologia e geofísica, quando existem, analisar as informações existentes, criando então, estratégias mais eficazes para produção destes campos.

No negócio de exploração e produção de petróleo, os riscos associados são conhecidamente altos, em contra partida, com altos prêmios. Mesmo no nicho de

campos maduros / marginais existem riscos associados. Através do conhecimento acumulado, lições aprendidas e da informação disponível, estes riscos podem ser minimizados, tornando este nicho mais atrativo a novos entrantes.

#### **5.4 GARGALOS OPERACIONAIS**

No caso específico do trabalho proposto, podemos definir como gargalos, aquelas atividades necessárias para o desenvolvimento dos projetos de Geologia e Geofísica que são de difícil acesso, seja por falta de provedores (técnicos) ou por custos elevados (econômicos). Embora o valor de venda do barril de petróleo não esteja associado ao tamanho da empresa que o produz, os custos associados são substancialmente diferentes e impactantes. A seguir, são pontuados alguns destes gargalos.

##### **5.4.1 Acesso / Aquisição de Dados**

O fato dos campos marginais, em alguns casos, oferecerem uma extensa base de dados não significa que os pequenos produtores tenham acesso a ela, as vezes por motivos financeiros. De uma maneira geral, após a aquisição de dados junto ao BDEP, as companhias necessitarão de processá-los, o que demandará mais tempo e conseqüentemente maior custo.

##### **5.4.2 Qualificação Técnica**

A escassez de técnicos com experiência, não é exclusividade do segmento dos pequenos produtores. Empresas multinacionais que atuam no segmento marítimas também têm encontrado dificuldades em encontrar profissionais qualificados. Este problema se agrava para os pequenos produtores, pois o desenvolvimento de seus campos depende de pessoal qualificado.

##### **5.4.3 Volume de Produção**

O mercado de pequenas e médias companhias de petróleo convive com uma série de dificuldades, mesmo após mais de uma década do início das operações. A produção ainda é muito pequena, menos de 1% da produção nacional. Por terem uma produção tão pequena, o que acarreta um baixo poder de negociação, estas companhias encontram dificuldades para escoar sua produção e acessar instalações de tratamento do óleo bruto, que pertencem à Petrobras.

##### **5.4.4 Tecnologia**

A tecnologia sempre foi vista como um grande desafio para o desenvolvimento dos projetos de Exploração e Produção. As grandes companhias

de petróleo perceberam que o sucesso de suas operações dependia e muito, do seu desenvolvimento tecnológico. No Brasil, este cenário não é diferente. Contudo o monopólio da Petrobras no setor desenvolveu um mercado de prestadores de serviços voltados à grande escala.

O acesso à tecnologia vem sedemocratizando ao longo dos anos. Atualmente, o acesso a computadores de última geração não está restrito a grandes empresas, por exemplo. Com isso, empresas prestadoras de serviço têm surgido no mercado nacional.

No Fórum de Campos Maduros, promovido pela Sociedade Brasileira de Geofísica em 2008 na Bahia, o então gerente de Exploração e Produção da Alvorada Petróleo, Fabio de Almeida Pinto afirmava:

[...].uma pequena e nova empresa busca soluções para aumentar o fator de recuperação de campos maduros terrestres, mas não pode gastar muito. As novas tecnologias apresentadas trarão excelentes resultados para grandes empresas.” (Fonte: SBGF, 2008).

Schinelli (2008, p.7) afirma que:

[...] uma pequena e nova empresa busca soluções para aumentar o fator de recuperação de campos maduros terrestres, mas não pode gastar muito. As novas tecnologias apresentadas trarão excelentes resultados para grandes empresas.

Schinelli (2008) considera que as áreas de produção terrestres apresentam vários desafios na utilização de novas tecnologias, as margens de rentabilidade exigem uma maior cautela no uso de tecnologias muito dispendiosas.

O avanço tecnológico da indústria em geral, e o barateamento de custos (obtenção de equipamentos), já torna possível identificar provedores de serviços que podem estar ao alcance das pequenas empresas. Neste cenário, além de pequenos provedores de serviços, o papel da Universidade pode ser decisivo, uma vez que neste ambiente é possível unir as pesquisas da academia com a experiência do mercado.

#### 5.4.5 Cultura

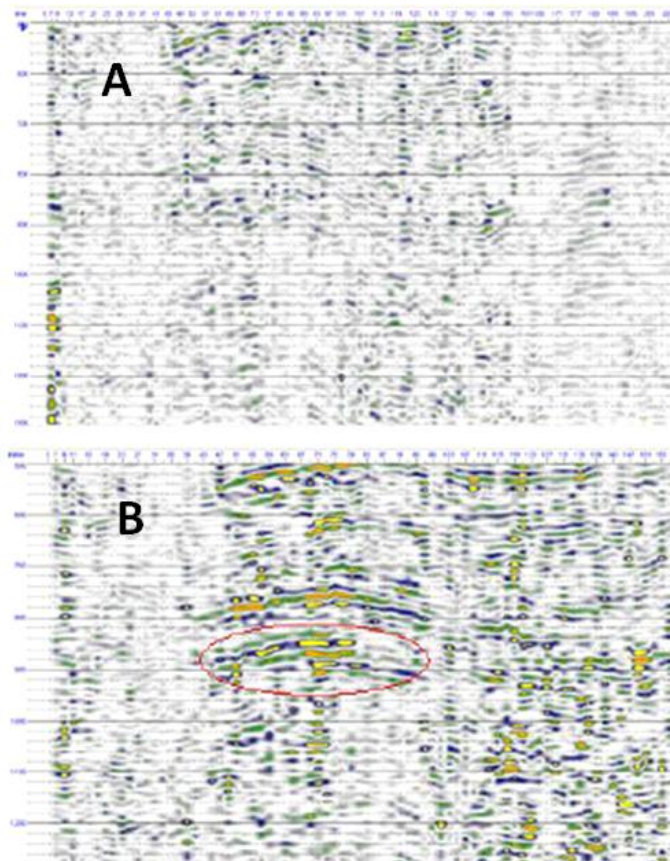
Alguns pequenos produtores, quando assumem as operações em campos marginais, utilizam a estratégia de continuidade dos processos utilizados pelo antigo operador, executando somente ações de manutenção de poços. No primeiro momento, podemos considerar como a estratégia mais acertada, pois mesmo sendo de curto prazo, permite ao pequeno produtor o retorno financeiro necessário para continuidade de suas atividades.

Historicamente, nos primeiros anos de atuação de pequenos produtores, os resultados obtidos apresentam-se muito positivos. Isso se dá, uma vez que certos “trabalhos”, necessários para a melhoria da produção dos campos já não eram realizados pelo antigo operador, talvez pelo fato da relação custo x benefício.

O que o pequeno produtor necessita entender é que, com o passar do tempo, o esforço necessário para incrementar a produção do campo será cada vez maior (Figura24). Em se tratando de campos marginais, o cenário pode setornar mais desfavorável. Neste momento, faz-se necessário uma quebra de paradigma, quando a cultura, de que tudo o que poderia ter sido feito já foi realizado tem que ser revista, as empresas necessitam então ser mais criativas e buscar soluções inovadoras e / ou novas tecnologias.

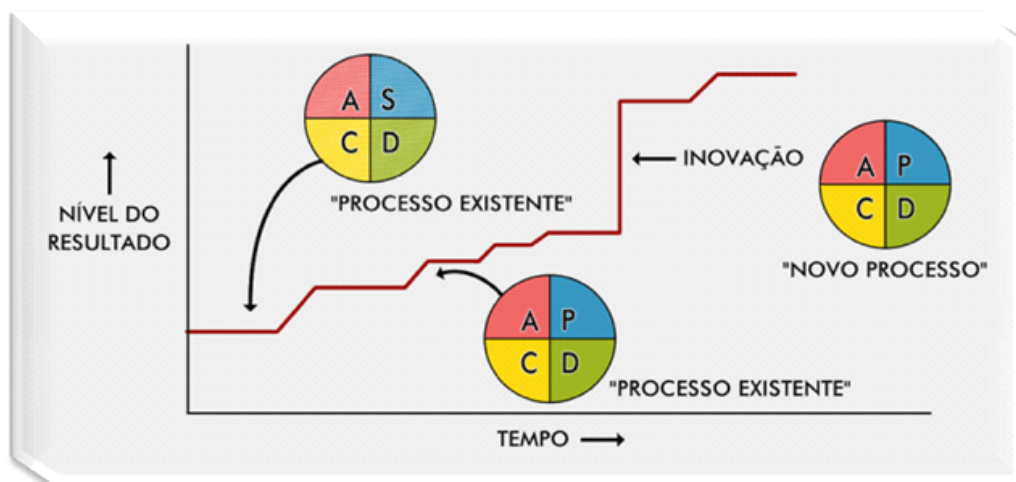
Braga e Franco (2009) demonstraram que a utilização de metodologias atuais de processamento em dados sísmicos de baixa qualidade, pode gerar benefícios quanto à melhoria na qualidade da imagem do dado sísmico e também utilizar metodologias que outrora eram consideradas ineficazes em áreas como a do Recôncavo Baiano. A área utilizada é a de um campo de gás no nordeste brasileiro, como se pode notar na Figura 23. Após uma nova metodologia de processamento se notam claramente as anomalias que representam a presença de gás.

**Figura 23 –Seção sísmica de um campo na bacia do Recôncavo(pré e pós processamento)**



Fonte: BRAGA *et al*, (2009)

**Figura 24 –Melhores Práticas (PDCA)**



Fonte: INDG, 2009(Curso de Gestão para Resultados)

A Figura 24 ilustra como deve funcionar o processo de gestão. Num determinado momento, a inovação será necessária para que a produtividade passe a um nível superior, gerando então um novo processo mais eficiente (PDCA). Esta eficiência pode ser caracterizada por diminuição da incerteza, por exemplo, gerando então ganhos econômicos. No caso dos pequenos produtores e empresas independentes, a inovação pode vir de processos gerenciais, de combinações de tecnologias tradicionais ou de novas abordagens sobre dados antigos, etc.

Uma política de maior eficácia pode não necessariamente significar maior eficiência ao longo do tempo. O imediatismo, detectado no ambiente das pequenas empresas, pode determinar a utilização de estratégias mais onerosas. Projetos de estudos geológicos / geofísicos demandam um determinado tempo de maturação. Já a perfuração de um poço pode obter resultados quase imediatos. Entretanto estudos mais elaborados podem, em alguns casos, ter como resultado maior conhecimento do campo e talvez maior índice de sucesso nas campanhas de perfuração (que pode significar vários poços).

Deve-se deixar claro que, às vezes, o imediatismo se dá pela possível falta de recursos operacionais. O recurso “sonda”, por exemplo, as pequenas empresas que não dispõem de sondas próprias e se vêm obrigadas a disputar o escasso recurso com companhias como a Petrobras. Isso faz com que, em alguns casos, projetos de perfuração sem muito planejamento, sejam executados, para que, desta forma, a empresa não perca a “janela” de sonda.

## **6 METODOLOGIA E ESTUDO DE CASO**

### **6.1 METODOLOGIA**

A metodologia utilizada para realização desse estudo será a aplicação de geotecnologias já à disposição do IGEO-UFBA e outras que serão viabilizadas por meio de parcerias sendo negociadas com empresas de software/serviços. O alvo desse estudo experimental será o Campo de Juriti, localizado no Recôncavo Baiano, que é operado por uma companhia independente. Os conhecimentos (subáreas da Geologia) utilizados e os resultados gerados serão nas áreas de Caracterização de Reservatórios (Geologia de Petróleo, Geofísica, Geologia Estrutural, Petrofísica e Modelagem de Reservatório). O projeto também se fundamenta na área de

Economia Mineral Aplicada (Economia de Petróleo), com utilização de ferramentas da Geologia e da Geofísica.

Para realização do trabalho, o mesmo foi subdividido em dois grupos:

**a) grupo 1:**

- Pesquisa e entrevista das empresas atuantes no Recôncavo, tendo como resultado uma análise quanto ao corpo técnico de geologia e geofísica envolvido no processo de novos projetos e no desenvolvimento dos campos;
- Realizar pesquisa do histórico do mercado de pequenos produtores junto à ANP, gerando um quadro comparativo das companhias que já atuaram e das companhias presentes no Recôncavo Baiano desde as primeiras rodadas de licitação, demonstrando a evolução deste mercado;
- Entrevista com funcionários e representantes das empresas, visão das empresas quanto à necessidade de um grupo de geologia e geofísica, ao perfil de investimentos e ao processo decisório para novos projetos;

**b) grupo 2:**

- Nesta etapa, foi utilizado um “fluxo de trabalho” que seja composto por tecnologias/metodologias que sejam aplicáveis à realidade dos pequenos produtores, demonstrando a viabilidade e a importância da utilização de novas tecnologias no processo decisório;
- Utilização de geotecnologias atuais de interpretação sísmica, buscando melhorar a qualidade da informação somente com produtos já disponíveis no mercado. A proposta desta fase é demonstrar a possibilidade de melhoria da qualidade da informação sem grandes investimentos em novas tecnologias (utilização de ferramentas tradicionais disponíveis e acessíveis a pequenos operadores). Como resultado, será gerado um mapa estrutural do topo do reservatório. E mapas, ressaltando a geometria do reservatório.

## 6.2 ESTUDO DE CASO

No fluxo de trabalho definido (Figura 25), buscou-se utilizar *softwares* disponíveis no mercado, neste caso específico, foi utilizada a suíte Epos3 da empresa Paradigm.

Este fluxo compreendeu diferentes tarefas, como:

- a) análise dos dados;
- b) interpretação estrutural;
- c) interpretação / visualização volumétrica;
- d) interpretaçãoestratigráfica.

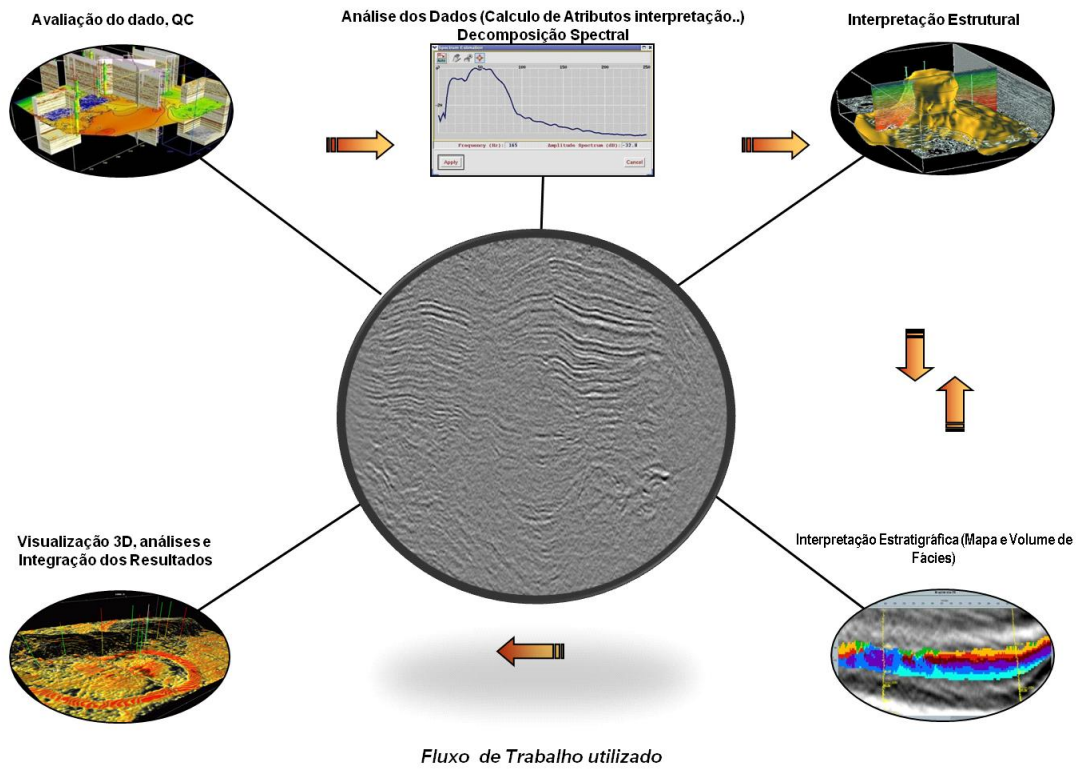
Buscou-se, através deste estudo, utilizar uma metodologia que pudesse ser realizada no escritório, isto é, todo o trabalho foi realizado numa estação de trabalho por um único profissional (neste caso). Desta maneira, o tempo necessário para execução foi reduzido e pode-se demonstrar que uma atividade tida como corriqueira pode gerar benefícios para o processo de tomada de decisão.

### 6.2.1 Análise dos Dados

Foi selecionada uma seção sísmicapara as parametrizações iniciais (Figura 26), a partir desta seção, buscou-se melhorar a relação sinal / ruído do dado sísmico que do ponto de vista estatístico, possui particularidades como continuidade, redundância e ruído. Diminuindo o ruído presente na sísmica, através da técnica de decomposição espectral (Figura27).

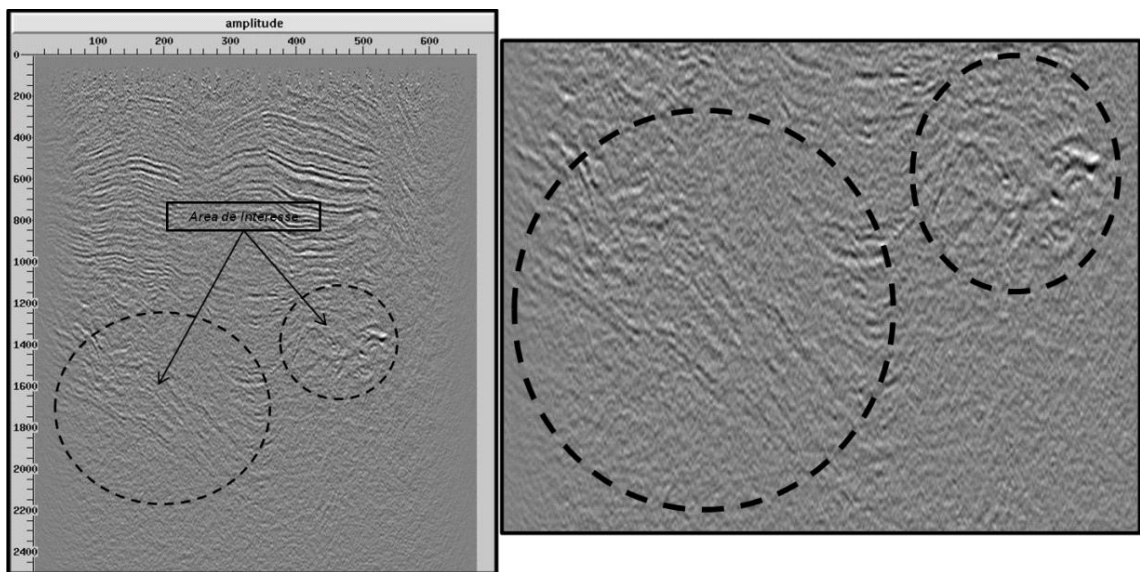


**Figura 25 –Fluxo de Trabalho proposto**



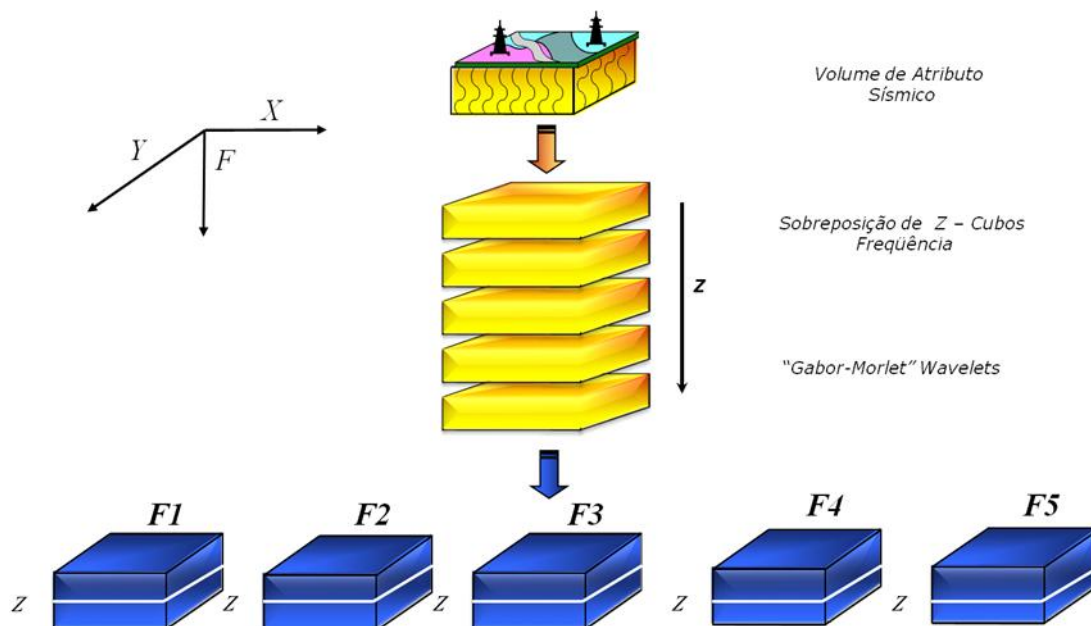
Fonte: Elaboração própria do autor

**Figura26 – Seção sísmica de referência**



Fonte: Elaboração própria do autor

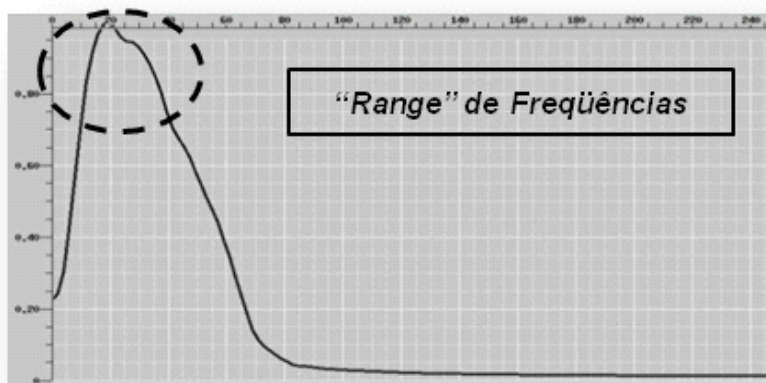
**Figura27 – Decomposição Espectral**



Fonte: Modificado:PARTYKA, G, J GRIDLEY & J LOPEZ (1999)

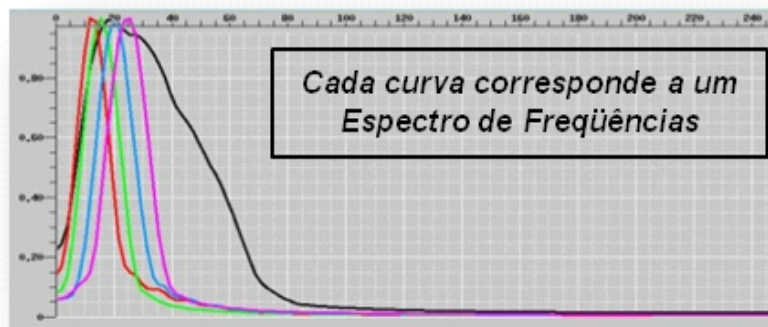
A partir de uma área alvo, extraiu-se a informação da frequência dominante (Figura28) que, neste caso, variava de 20 a 30 Hz. De posse desta informação, foram gerados quatro novos cubos sísmicos de 10, 15, 20 e 25 Hz, respectivamente (Figura29). Foi realizado então um *crossplot* de cada volume gerado com o volume original (somente na seção sísmica previamente selecionada). Cada *crossplot* apresentará um determinado valor de coeficiente de correlação, o maior valor definirá qual dentre os quatro volumes sísmicos será utilizado nas próximas etapas do fluxo de trabalho.

**Figura28 – Identificação do “range” de frequências**



Fonte: Elaboração própria do autor

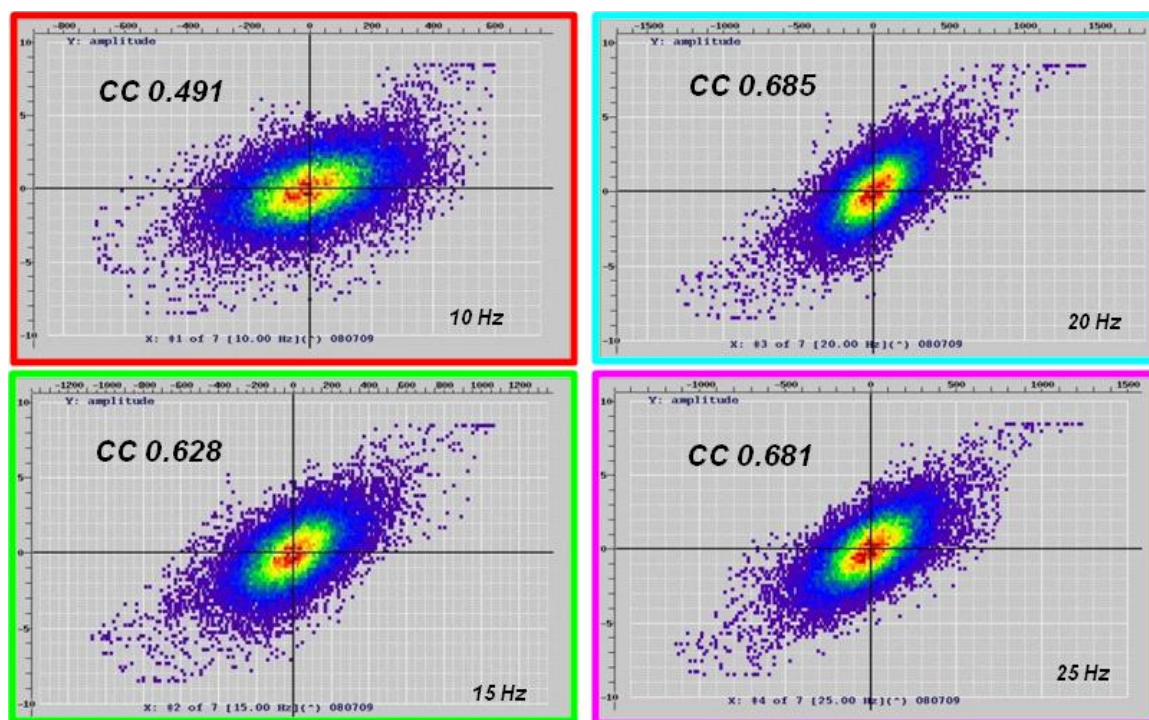
**Figura29 – Frequências Extraídas**



Fonte: Elaboração própria do autor

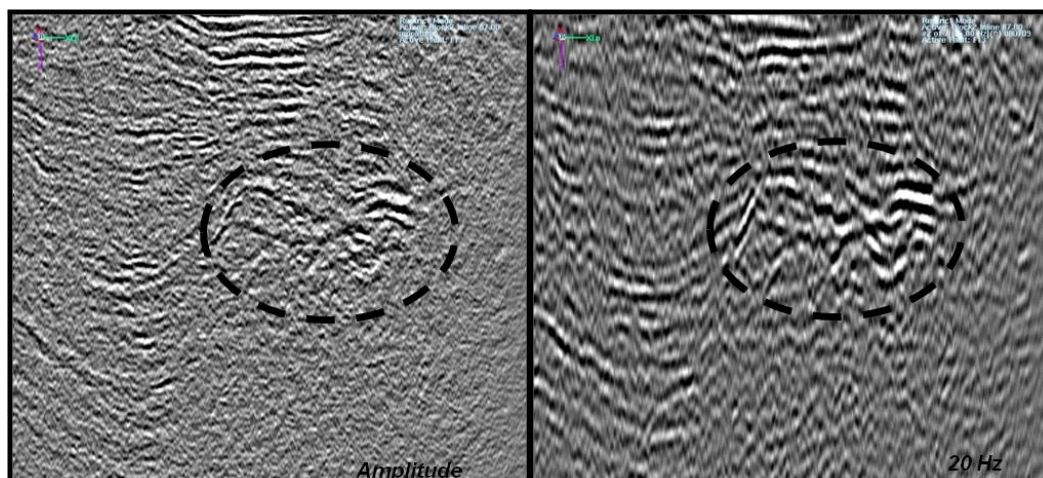
Conforme demonstrado na Figura30, o melhor resultado alcançado foi o *crossplot* entre o volume de 20 Hz e a sísmica original, onde o coeficiente de correlação (CC) é maior.

**Figura30 – Definição do coeficiente de correlação entre o dado sísmico original e os resultantes da decomposição espectral**



Fonte: Elaboração própria do autor

**Figura31 – Comparação da seção sísmica original e a de 20Hz**



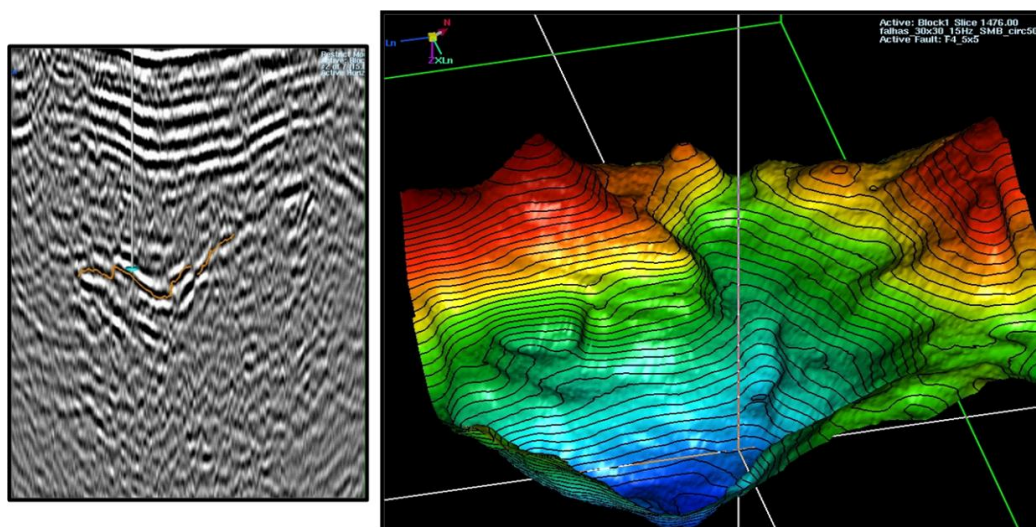
Fonte:Elaboração própria do autor

Na Figura31, é possível notar a diferença entre a sísmica original (imagem à direita) e o volume de 20Hz (imagem da esquerda). Então se possui um novo volume sísmico, com maior resolução, passou-se à próxima etapa do fluxo de trabalho: interpretação estrutural.

### **6.2.2 Interpretação Estrutural**

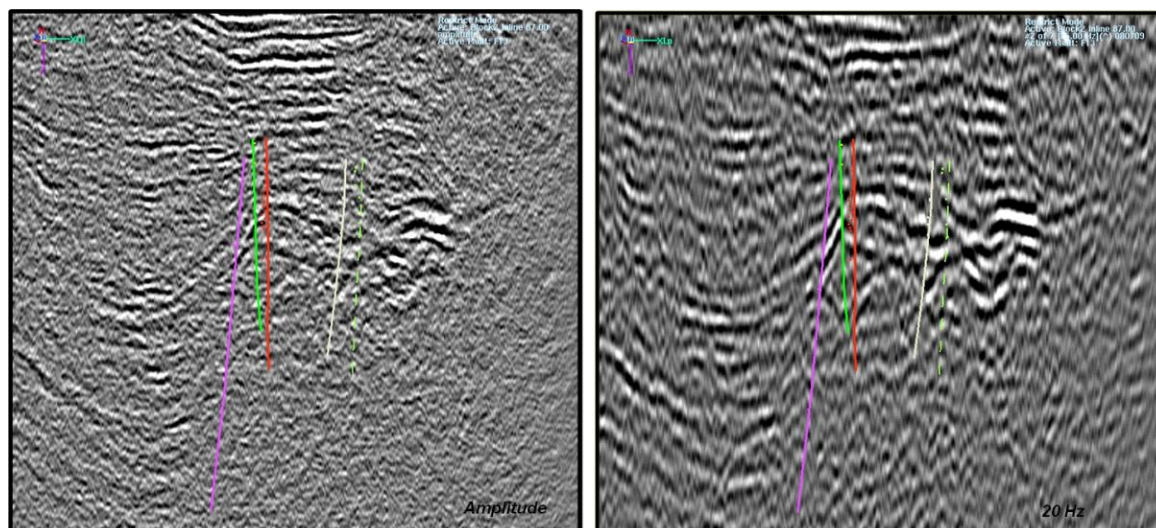
A qualidade no processo de interpretação estrutural pode ser diretamente associado à qualidade do dado sísmico. Como a qualidade do dado obteve uma melhora considerável com o processo de decomposição espectral, foi mapeado o horizonte sísmico referente ao topo do reservatório (Figura32) e as falhas (Figura33). Para o auxílio no mapeamento das falhas, foram gerados volumes sísmicos de coerência e falhas (Figura34).

**Figura32 – Seção sísmica e horizonte sísmicoequivalente ao topo do reservatório**



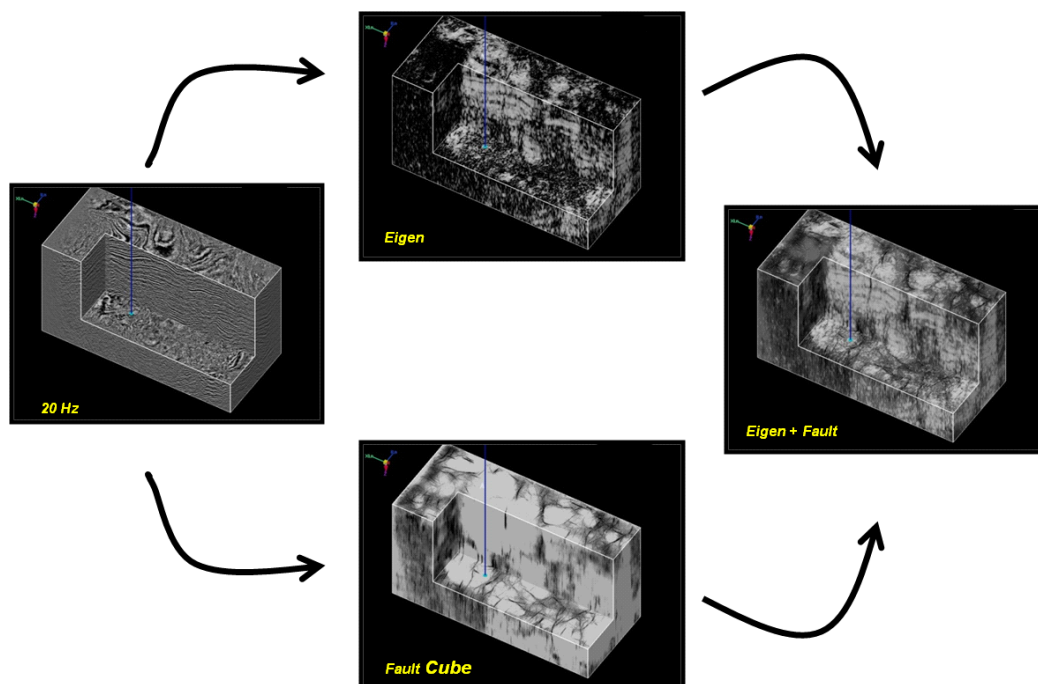
Fonte:Elaboração própria do autor

**Figura33 – Seção sísmica original e de 20Hz com falhas mapeadas**



Fonte: Elaboração própria do autor

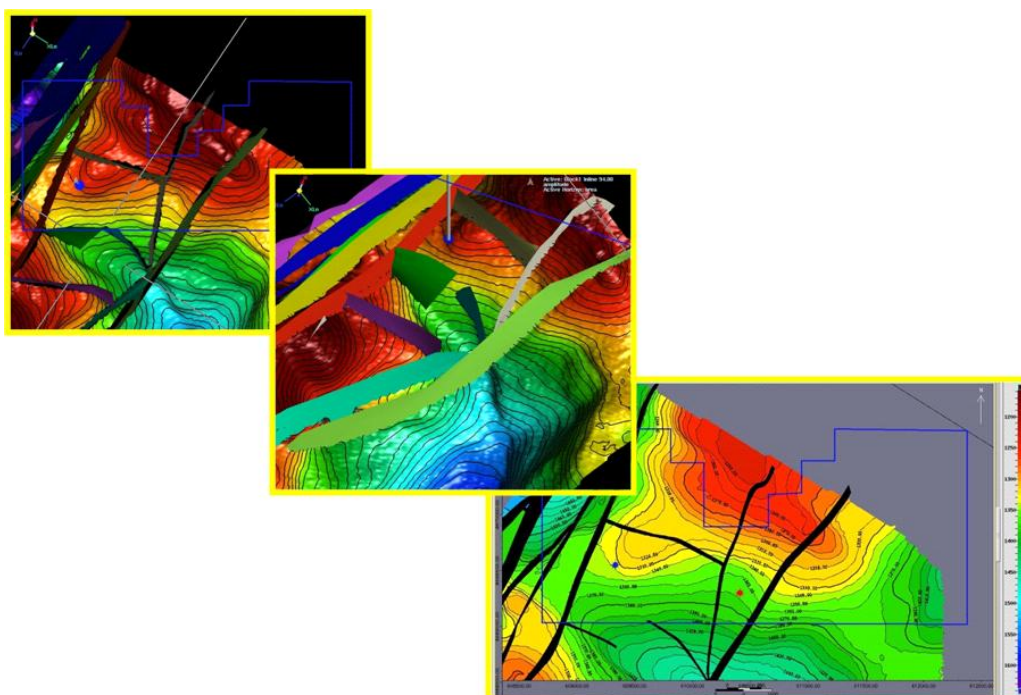
**Figura34 –Fluxo de atributos sísmicos para mapeamento de falhas**



Fonte:Elaboração própria do autor

Através da integração de vários atributos sísmicos, foi gerado o mapa estrutural do topo do reservatório, atualizado com as falhas (Figura35).

**Figura35–Horizonte sísmico equivalente ao topo do reservatório com falhas mapeadas**



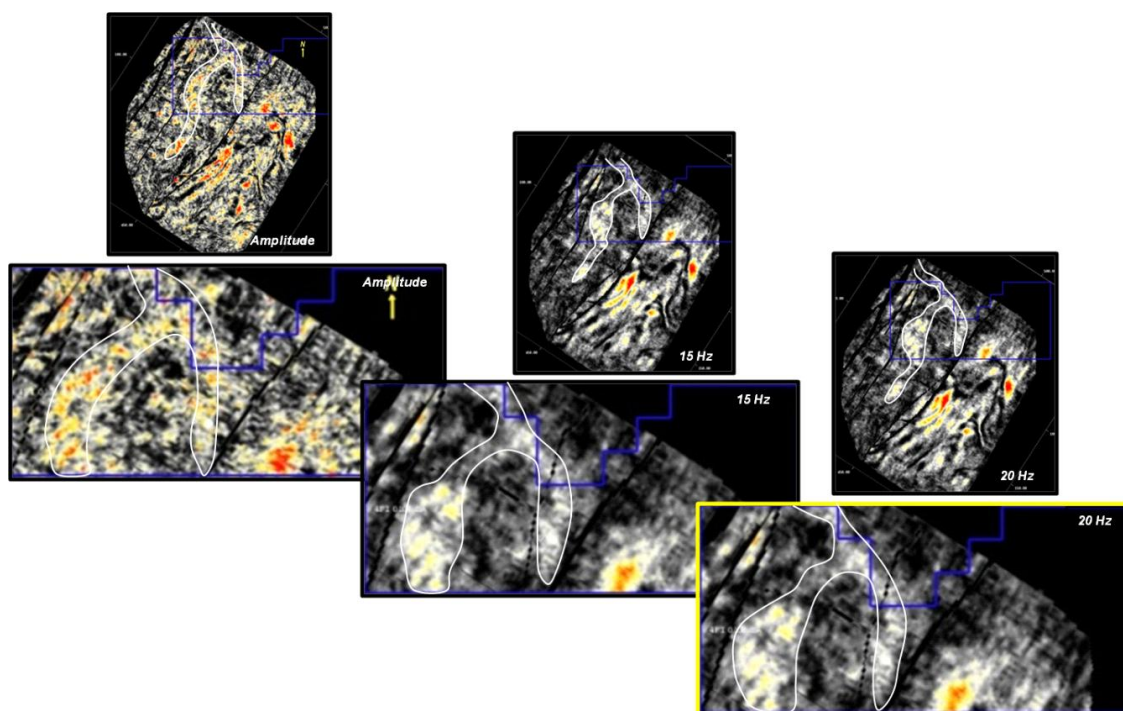
Fonte:Elaboração própria do autor

### 6.2.3 Interpretação / Visualização Volumétrica

Nesta etapa, foram utilizadas técnicas de interpretação volumétrica. O objetivo desta etapa foi o de visualizar, se possível, feições que pudessem auxiliar a interpretação do sistema deposicional do campo e a distribuição das areias (se possível).

Tomando como base o horizonte referente ao topo do reservatório, foi utilizada a ferramenta de opacidade, que permite ao geofísico isolar as anomalias de amplitude que podem corresponder às areias do reservatório (Figura36), neste caso, os tons avermelhados.

**Figura36 –Análise das amplitudes sísmicas**

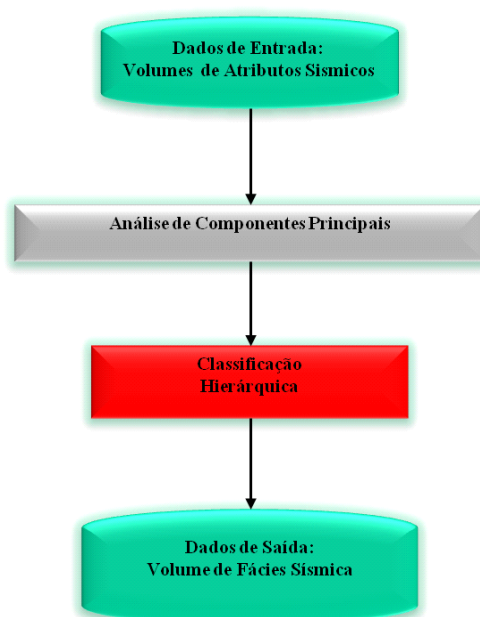


Fonte:Elaboração própria do autor

#### 6.2.4 Interpretação Estratigráfica

Nesta etapa, foi utilizada a técnica de classificação de fácies sísmicas. A partir de diferentes atributos sísmicos de entrada ao processo (Figura37), o método de classificação de fácies sísmicas produz um único volume sísmico, 3D de fácies sísmicas. Cada amostra deste volume é assignado a uma classe e uma cor. Se duas amostras possuem a mesma classe, elas são caracterizadas por valores similares em todos os atributos sísmicos de entrada, correspondendo assim a ambientes geológicos similares.

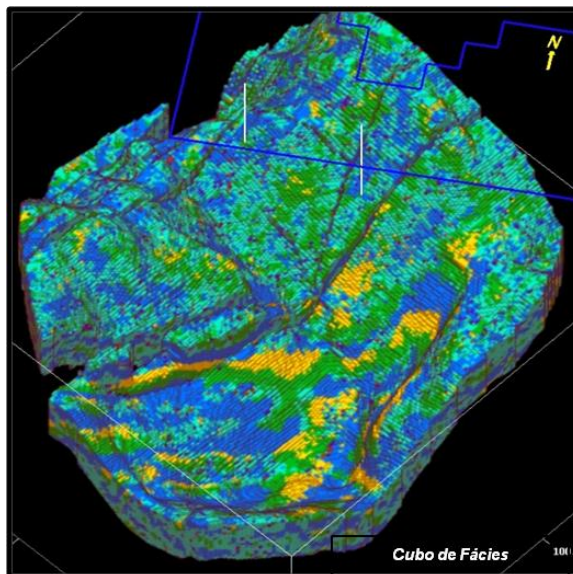
**Figura37 – Método de classificação de fácies sísmicas**



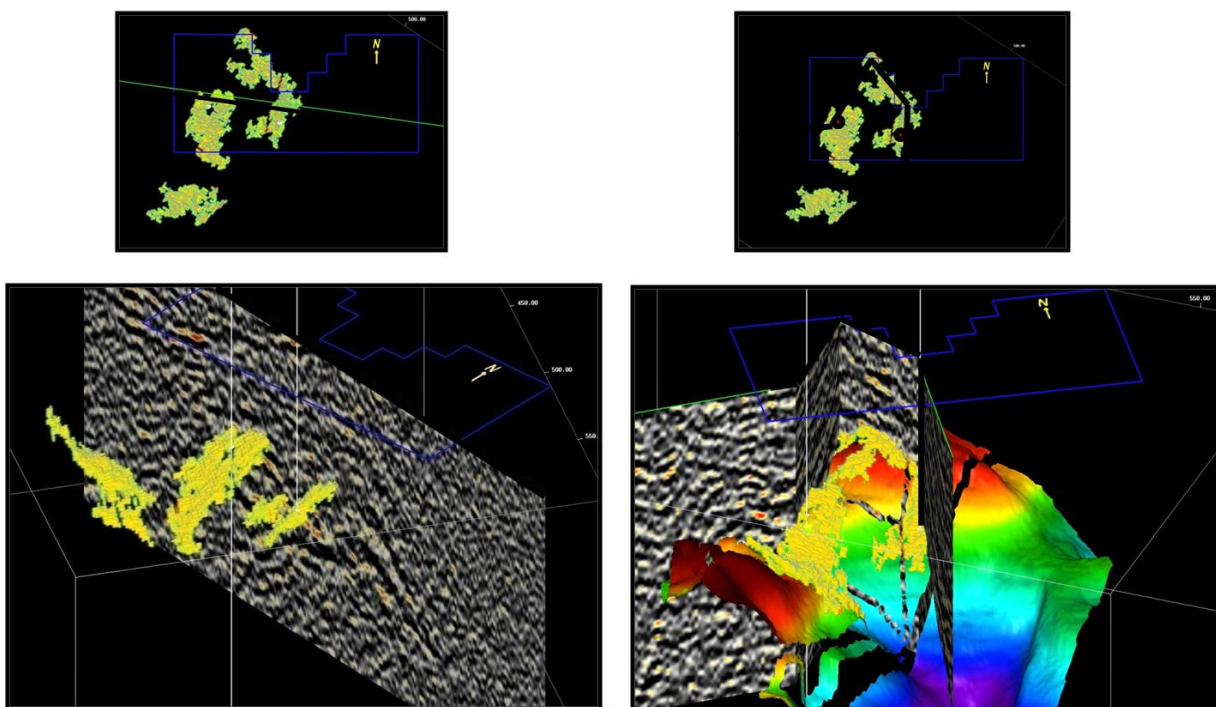
Fonte:Elaboração própria do autor

A Figura38 representa o volume de fácies sísmicas resultante do processo de classificação. Sobre este cubo, foram utilizadas técnicas de visualização 3D, buscando ressaltar possíveis feições estratigráficas (Figura39).



**Figura38 – Cubo de fácies sísmicas**

Fonte:Elaboração própria do autor

**Figura39 –Geometrias indicando possíveis feições estratigráficas**

Fonte:Elaboração própria do autor

## 7 RESULTADOS E DISCUSSÕES

### 7.1 RESULTADOS

Foi demonstrado nesta dissertação que atualmente existem geotecnologias atuais ao alcance de companhias de pequeno porte. Contudo para um melhor aproveitamento destas tecnologias, certos paradigmas culturais têm que ser quebrados.

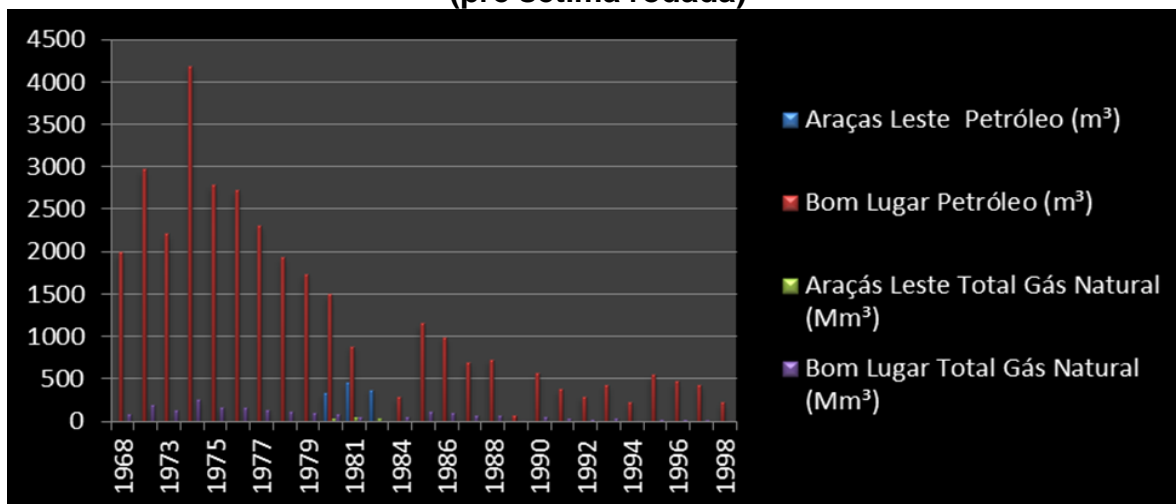
Foi observado que existe uma demanda crescente, um mercado que necessita de novos entrantes e de companhias que necessitam, além de mão de obra especializada uma política própria e customizada a suas necessidades.

O Fluxo de Trabalho, utilizado no estudo de caso, demonstrou-se bastante eficiente quanto ao tempo, aos recursos utilizados e aos resultados obtidos. Mesmo sendo um fluxo que pode ser considerado simples.

No universo das companhias que atuam no segmento de campos marginais, algumas características foram identificadas como comuns, salvo algumas exceções, as companhias não possuem grupos de geologia e geofísica, valendo-se muitas vezes de empresas de consultoria. Outra característica importante está no valor atribuído a esses grupos, sempre secundário.

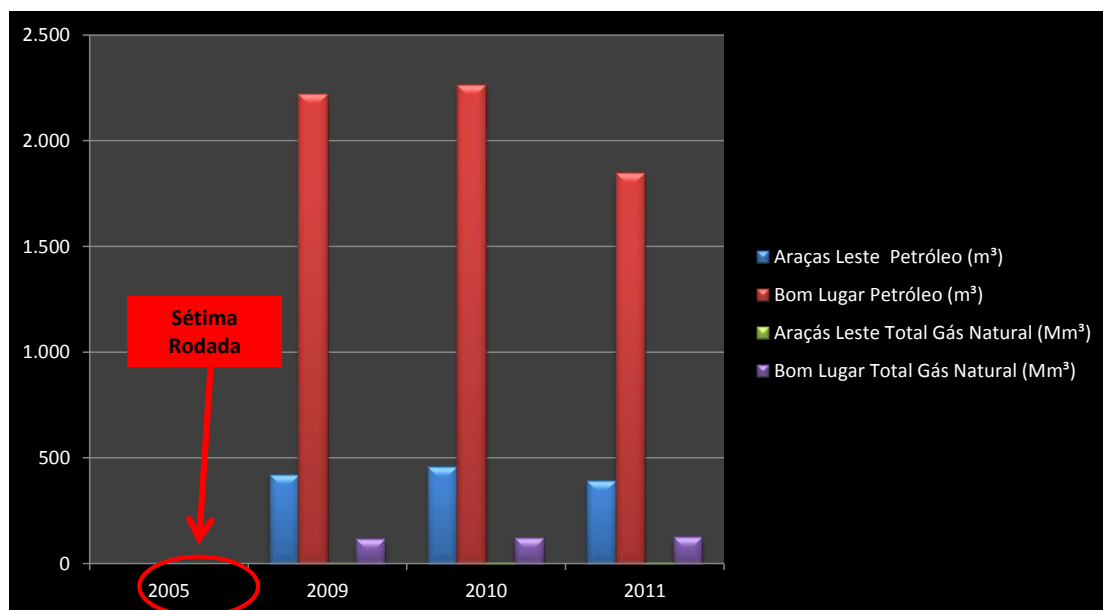
A Figura 40 demonstra a produção dos campos de Bom Lugar e Araçás Leste, quando operados pela Petrobras. A Figura 41 demonstra a produção destes mesmos campos no período de 2009 a 2011, já sob concessão das companhias Egesa (Araçás Leste) e Alvorada (Bom Lugar).

**Figura40- Produção de Petróleo e Gás dos campos Araçás Leste e Bom Lugar (pré sétima rodada)**



Fonte: Modificado <http://www.bdep.gov.br/?id=441>

**Figura 41 - Produção de Petróleo e Gás dos campos Araçás Leste e Bom Lugar (pós sétima rodada)**



Fonte: Modificado <http://www.anp.gov.br/?id=516>

Analisando a Figura 41 podemos concluir que as empresas que passaram a operar os campos de Araçás Leste e Bom Lugar obtiveram ótimos resultados quanto ao incremento da produção.

## 7.2 DISCUSSÕES

### 7.2.1 Conceitos Idênticos, Realidades Diferentes

Quando do surgimento do nicho de mercado de pequenos produtores no Brasil, experiências de sucesso em outras regiões do mundo foram utilizadas para demonstrar a viabilidade deste segmento. O mercado norte americano foi, e ainda é, citado por diversos autores como um desses casos de sucesso, e um exemplo a ser seguido.

A comparação direta desses dois mercados, que apresentam grandes diferenças, pode gerar expectativas de resultados que em curto/médio prazo talvez sejam irrealistas para o cenário brasileiro. Já no Brasil, o mercado de campos marginais é muito insipiente, de tal maneira que não é possível a ideia de uma produção familiar. A nossa realidade é de "campos" marginais, sendo necessária então a presença de uma companhia.

O mercado norte americano de pequenos produtores já pode ser classificado como numa fase madura, pois já conta com mais de 200 anos de operação. Nesta fase, o pequeno produtor conta com uma grande infraestrutura instalada, provedores de serviço voltados especificamente para este tipo de negócio e oferta de mão de obra qualificada.

Talvez a diferença mais importante seja o universo de atuação nestes dois países. Nos Estados Unidos, o pequeno produtor atua no cenário de "poços" marginais enquanto no Brasil, ele atua no cenário de "campos" marginais, favorecendo então, somente as companhias e não os produtores individuais.

O mercado de pequenos produtores no Brasil ainda se encontra numa fase muito inicial, mesmo após vários anos do primeiro leilão de campos marginais realizado pelo governo federal através da ANP. Talvez esta imaturidade possa ser explicada pela falta de uma política específica para o setor ou a falta de ofertas de novos campos. O que podemos afirmar é que a comparação direta de mercados que se encontram numa fase mais madura e a do mercado brasileiro, por exemplo, pode ter induzido a erros de avaliação.

Como comentado anteriormente, a ANP tem se preocupado com a implementação e o desenvolvimento do nicho de pequenos produtores no Brasil. Contudo, na prática, o que se pode constatar é um mercado em que o produtor independente (classificação puramente definida por tamanho da empresa) vem

encontrando um cenário desfavorável para seu desenvolvimento. Em contra partida, o cenário para o pequeno produtor é muito mais favorável.

A ausência de uma política exclusiva para este setor e a falta de tradição no mercado de pequenas/médias empresas de petróleo do Brasil tem dificultado não somente o desenvolvimento das empresas existentes, mas também o ingresso de novas.

### **7.2.2 As Diferenças do E & P**

O governo brasileiro, através da ANP, vem buscando promover um cenário propício ao surgimento de novas pequenas empresas no mercado de Exploração e Produção. Algumas empresas de outros segmentos da indústria, pensando em diversificar suas atividades, enxergam no petróleo uma grande oportunidade de sucesso. Contudo, experiências recentes têm demonstrado que a falta de cultura quanto aos riscos do negócio tem sido um fator determinante. Algumas empresas arcam com os altos custos exploratórios. No entanto, na primeira oportunidade, vendem seus ativos, buscando reaver parte de seus investimentos. Este tipo de companhia não produz tanto impacto e benefícios para os municípios pobres de sua região de atuação.

É muito importante ter clara a diferença das companhias que buscam trabalhar em áreas exploratórias e aquelas que queiram atuar no desenvolvimento de campos marginais. O perfil de investimentos vs. risco associado, a estratégia de negócios e o impacto social nas comunidades onde estão inseridas podem ser completamente diferentes.

Moura et al. (2010) apresentou um estudo, demonstrando como a contrapartida da indústria do petróleo pode ser benéfica aos municípios onde se localizam estas companhias. Contudo, este impacto está diretamente ligado às operações de empresas com contratos de longa duração, isto é, empresas que vivem do desenvolvimento dos campos marginais. Estas empresas necessitam de mão de obra, movimentam a economia local e realizam obras de infra estrutura, que mesmo sendo no primeiro momento realizadas para suportar suas operações, num segundo momento, beneficiam a sociedade local.

O maior impacto nas comunidades locais é gerado pelas companhias que trabalham no desenvolvimento dos campos marginais (Exploração e Produção), pois necessariamente estas empresas fixam-se no local. A participação de companhias

puramente de exploração pode não impactar muito na economia local (Exploração e Produção).

### **7.2.3 Devolução de Campos, Solução ou Novo Problema?**

Muito se fala do momento em que a Petrobras estaria abrindo mão de uma série de campos, que hoje seriam antieconômicos para ela. Mas este autor vê com muito mais ressalva tal momento. Atualmente, não existe mão de obra qualificada disponível no mercado para as companhias já existentes, poucas seriam as companhias capacitadas a gerir tais campos.

Uma possível alternativa seria a modificação dos modelos já existentes. Por exemplo, a Petrobras continuaria como operadora junto a ANP, mas estaria contratando outras companhias para operação de alguns campos. Estas companhias teriam a oportunidade de crescimento e criando expertise no negócio. Após um determinado período, tais companhias, já com conhecimento e com um grupo consolidado, poderiam então participar de uma nova licitação, agora para desempenhar junto à ANP, o papel de operadora.

### **7.2.4 Interação Universidade-Indústria.**

Algumas companhias que ingressam no nicho de campos marginais, associam-se a empresas de consultoria, que, na maioria das vezes, possuem em seus quadros ex-funcionários da Petrobras. Esta associação justifica-se pelo início das atividades. As companhias visam à minimização de custos e ao acesso à experiência adquirida de alguns profissionais. A prática demonstrou que a terceirização da área de geologia e geofísica, por exemplo, possibilita, às companhias entrantes, o acesso à experiência de profissionais gabaritados. Por outro lado, alguns gestores comentam que a utilização destes profissionais em detrimento da criação de um grupo próprio da companhia, limita as opções de ideias, e em muitos casos, uma visão mais atual de negócios que ocorre em grupos multidisciplinares.

Baseando-se no "tripé" da universidade, ENSINO, PESQUISA e EXTENSÃO, a universidade pode colaborar com a transformação da sociedade na qual está inserida.

O exemplo do mercado de campos marginais no Recôncavo Baiano pode ser encarado como um grande desafio, tanto para Universidade, quanto para a Indústria. Através da atividade de ENSINO, a Universidade prepara e qualifica os futuros

profissionais que podem vir a desempenhar atividades necessárias para o crescimento deste mercado. Os projetos de PESQUISA na Universidade possibilita a Indústria (pequenas e médias empresas), de forma colaborativa, tratar de temas e questões que não poderiam ser tratados de outra forma tendo em vista os altos custos para desenvolvimento de algumas pesquisas aplicadas. Finalmente, através da EXTENSÃO, a Universidade pode desenvolver projetos de capacitação e prestação de serviços que não estariam disponíveis ou ao alcance dessas empresas. Alguns serviços, pela atual demanda das grandes empresas, já não estão disponíveis no país e pequenos produtores precisam buscar o mercado externo. A Universidade passa a ser um agente de viabilização de muitos desses serviços. Durante o processo de adequação de sua infraestrutura, a Universidade amplia sua capacidade de P&D e aumenta a qualidade de sua formação.

As incubadoras, por exemplo, (que utilizam em alguns casos o espaço físico de universidades e centros acadêmicos) tem propiciado o surgimento de pequenas empresas de serviço puramente nacionais.

No Brasil ainda há espaço para melhorias na interação Universidade-Indústria. Existem excelentes casos de sucesso. O nicho de pequenos produtores poderia se beneficiar muito de uma ampliação desta relação com a UFBA.

De um lado, encontramos as universidades com grupos especializados, que, através de suas pesquisas e resultados poderiam direcionar esforços para solução de desafios desse nicho de pequenas empresas de petróleo (pesquisa aplicada). No outro lado, pequenos produtores poderiam estabelecer uma linha de comunicação constante com a Academia, trazendo seus desafios e provocando linhas de pesquisas para atuação colaborativa. Como demonstrado, tal sintonia ampliaria a capacidade de P&D da universidade e daria aos pequenos produtores um potencial de pesquisa impossível de ser criado com recursos próprios. Enfim, uma situação "win-win".

## 8 CONSIDERAÇÕES E RECOMENDAÇÕES

### 8.1 CONSIDERAÇÕES

Embora muitos autores tenham se dedicado ao tema da viabilidade econômica do mercado de campos de acumulações marginais, não se encontra com facilidade temas técnicos, que possam ajudar as companhias a iniciarem suas operações.

Após aproximadamente uma década do início das atividades de pequenas empresas, diferenças são encontradas quanto ao crescimento das empresas. Uma companhia do setor (que pode ser considerada como conservadora quanto a taxa de crescimento) iniciou suas operações com aproximadamente 20 funcionários e tomando como referência a então curva base de produção da Petrobras. Atualmente esta companhia conta com mais de 250 funcionários e a produção atual se encontra aproximadamente 12 vezes superior a curva base estipulada ao início das operações. Por outro lado outra companhia (não temos a informação do número de funcionários) não obteve uma mudança considerável.

Tomando como base o exemplo das duas companhias citadas acima, e assumindo condições iniciais similares, podemos deduzir que a gestão pode ter sido o grande diferencial.

Atualmente, existe um forte movimento de diferentes setores para que o Governo Federal através da aprovação de um marco regulatório próprio para o setor possa criar as condições políticas necessárias para o desenvolvimento do nicho dos pequenos produtores.

Com o desenvolvimento deste setor a princípio, a esfera mais beneficiada seria a municipal. Contudo não se nota uma movimentação por parte desta esfera, principalmente da comunidade local, para que tais mudanças possam ocorrer. Algumas comunidades locais, muita das vezes devido ao posicionamento de movimentos sindicais, vêem como prejudicial a proposta de devolução de alguns campos a ANP, considerando que possam perder postos de trabalho. Se considerarmos o exemplo da companhia que teve um aumento em aproximadamente 10 vezes do seu quadro de funcionários, várias companhias poderiam gerar um número expressivo de novos postos de trabalho.

Faz-se necessária uma reavaliação do papel da universidade e sua atuação com a indústria. A universidade poderia criar um marco no desenvolvimento das empresas nesse nicho, levando conhecimento e experiência de vários anos de



pesquisa e desenvolvimento. Em contrapartida, a universidade teria ao seu alcance, a experiência do mercado de trabalho, experiência esta que poderia mudar a visão e a qualidade dos novos profissionais que deixariam as Universidades, criando então um ciclo virtuoso.

## 8.2 RECOMENDAÇÕES

Segundo Moura *et al*, (2010), existem três modelos operacionais para os campos marginais brasileiros: (i) Petrobras como concessionária e operadora; (ii) Petrobras como concessionária terceirizando a produção para um operador independente; (iii) Concessionária não Petrobras (pequeno produtor ou independente).

Na prática o setor de pequenos produtores não se encontra satisfeito com os modelos existentes. Como já discutido anteriormente estes modelos apresentam grandes diferenças quanto ao sucesso operacional de uma determinada companhia.

A partir desta realidade trazemos a sugestão da criação de um novo modelo de desenvolvimento dos campos marginais. Neste novo modelo, a Petrobras continuaria atuando como a operadora de direito dos campos. Seriam realizados processos licitatórios para que outras companhias (menores) pudessem atuar como prestadoras de serviço, sendo então operadoras de fato.

Tal modelo permitiria que pequenas empresas não se deparassem com problemas que atualmente impactam profundamente o desenvolvimento das companhias em atuação, tais como a venda e o transporte de sua produção. Após um determinado período, as companhias terceirizadas, agora já dispostas de experiência, poderiam passar a atuar como operadoras de direito dos campos em que já vinham atuando.

A partir de exemplos encontrados no mundo, e em alguns casos, já no Brasil, podemos dizer que este é um mercado promissor, que pode gerar riquezas e impactar em comunidades carentes onde as políticas públicas sociais, acabam se tornando a mola mestra da economia. Contudo, faz-se necessário por parte das instâncias governamentais Federal, Estadual e Municipal, criar um cenário realista e propício ao ingresso e ao desenvolvimento de novas companhias.

## REFERÊNCIAS

ABPIP-Associação Brasileira de Produtores Independentes de Petróleo. Políticas e estratégia para o desenvolvimento da produção independente de petróleo e gás. 2010a.p.13.

ANP-Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Áreas Inativas com Acumulações Marginais. **Brasil Round 7 e 8**. [S.l.]. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/brasil-rounds>>. Acesso em: 10 mar. 2010a.

\_\_\_\_\_. BAR 2010/SIGESP/SDP/ANP. Superintendência de Desenvolvimento e Produção (SPD). 2011a,b

\_\_\_\_\_. BDEP - Banco de Dados de Exploração e Produção ([www.bdep.gov.br](http://www.bdep.gov.br)) - acesso em janeiro de 2012.

\_\_\_\_\_. Banco de Dados de Exploração e Produção. [S.l.] Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/brasil-rounds>>. Acesso em: 01 jun. 2010e.

\_\_\_\_\_. Políticas e estratégia para o desenvolvimento da produção independente de petróleo e gás. 2010b,c.p.14.

\_\_\_\_\_. Políticas e estratégia para o desenvolvimento da produção independente de petróleo e gás. 2010d,e.p.15.

\_\_\_\_\_. Políticas e estratégia para o desenvolvimento da produção independente de petróleo e gás. 2010f,g,h,i,j.p.16.

\_\_\_\_\_. Políticas e estratégia para o desenvolvimento da produção independente de petróleo e gás. 2010k,l.p.11.

\_\_\_\_\_. Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010. Dispõe sobre a exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, sob o regime de partilha de produção, em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas. **Diário Oficial da União**. Brasília, DF, 23 dez. 2010.

ASSIS, D.; FERREIRA, D. F.. Poços Maduros: Negócio Grande para quem é Pequeno. In: **Bahia Indústria**, Salvador, p. 24 - 25, 01 fev. 2006.

BRAGA, I. S. L.; FRANCO, L. Preconditioning of Brazilian Land Seismic Data for AVO Analysis. In: CONGRESSO DA SOCIEDADE BRASILEIRA DE GEOFÍSICA, 11, 2009, Salvador. **Anais...** Salvador: [s.n.], 2009.

CHAMBRIARD, M. **Campos Marginais, Presente, Passado e Futuro**. 2008. Slides.

DA SILVA, P.A.S. **Regulação e Fiscalização da Produção de Petróleo e Gás Natural no Brasil - A importância da Água Produzida**. 2011. Slides

DUTRA, L.E.D (2011), Memorando ANP - número 25/2011/GAB-ANP - Relatório de viagem a Bogotá, jul. 2011

DOU – Diário Oficial da União. Portaria ANP nº 279, de 31 de outubro de 2003. Aprova o procedimento para a cessão total de direitos inerentes a contratos de concessão de campos marginais de petróleo ou de gás natural. **Diário Oficial da União**. Rio de Janeiro, RJ, 03 nov. 2003.

FERREIRA, D. F. (Org.). Pequenos Produtores, Pequenos Municípios: grandes esperanças. In: **TN Petróleo**, Rio de Janeiro, v. 70, p. 32 - 34, mar. 2010.

FERREIRA, D.F. SIGPETRO. Grupo de Pesquisa em Produção de Petróleo e Gás em Campos Marginais. Projeto SIGPETRO – Relatório técnico. Salvador, 2009. Trabalho não publicado.

\_\_\_\_\_. Novos desafios à regulação a sobrevivência dos independentes. In: **TN Petróleo**, Rio de Janeiro, v. 71, p. 41, mar/abr. 2010.

\_\_\_\_\_. Participação de pequenas e médias empresas. [S.l.] Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?id=2653>>. Acesso em: 10 março. 2010d.

\_\_\_\_\_. **Produtores locais de óleo e gás, pequenas acumulações e campos maduros**: Resultado da oficina de trabalho realizada na ANP. 2010c. p. 14. Trabalho não publicado.

\_\_\_\_\_. **Seção Geológica Esquemática da Bacia do Recôncavo**. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/brasil-rounds>>. Acesso em: 15 ago. 2010b.

\_\_\_\_\_. **Sumário Executivo do Campo de Juriti**. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?pg=61151&m=sum%E1rio%20executivo&t1=&t2=sum%E1rio%20executivo&t3=&t4=&ar=0&ps=1&cachebust=1343571909987>>. Acesso em: 10 fev. 2010d.

\_\_\_\_\_; VIEIRA, V. M. (Coord.). Impactos socioeconômicos da atividade de produção de petróleo e gás por produtores independentes na Bacia do Recôncavo – Indicadores e Modelo Conceitual. In: RIO OIL & GAS EXPO AND CONFERENCE, 2010, Rio de Janeiro. **Anais da RioOilandGas Expo andConference**, Rio de Janeiro: Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis, 2010.

MAGNAVITA, L. P.; SILVA, R. R.; SANCHES, C. P. Guia de Campo da Bacia do Recôncavo, NE do Brasil. **Boletim de Geociências da Petrobras**. Rio de Janeiro, v. 13, n. 2, p. 301-334. 2005.

MME – Ministério de Minas e Energia. Ministério de Minas e Energia. [**Indústria Petrolífera Brasileira**]. Brasília, 2010. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/mme>>. Acesso em: 05 out. 2011.

MOURA, P. C. S. S. et al. Ferramenta Computacional para Monitorar e Simular Impactos Econômicos da Produção de Campos Marginais no Brasil. In: PetroNor – Inovação Tecnológica na Cadeia Produtiva de Petróleo, Gás e Energia, 2010, Aracaju. **Anais...** Aracaju: Universidade Federal de Sergipe, 2010. v. 1. p. 167-170.

MURAKAMI, M Decisão Estratégica em TI: Estudo de Caso. 2003, 170 f Dissertação (Mestrado em Administração) Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2003.

PARTYKA, G, J GRIDLEY & J LOPEZ (1999). **Interpretational applications of spectral decomposition in reservoir characterization**. The Leading Edge, vol. 18, n. 3, 1999, p. 353-360.

PETROBRAS. **Bacia do Recôncavo**. Nossa História. Disponível em: <<http://www.Petrobras.com.br>>. Acesso em: 05 set. 2010.

PRATES, J. P. **Campos marginais, Petrobras e produtores independentes: convivência**. Disponível em: <<http://oglobo.globo.com/blogs/petroleo/posts/2010/06/05/campos-marginais-petrobras-produtores-independentes-convivencia-297434.asp>>. Acesso em: 05 de out. 2010.

SBGF – Sociedade Brasileira de Geofísica, **Boletim SBGF**, n. 4, 2008, p.7.

SCHINELLI, M. C. Sísmica Aplicada a Campos Maduros em Áreas Terrestres: desafios e tendências. **Boletim SBGF**, n.4, 2008, p.16-19.

VIANA, C. O Outro Brasil do Petróleo. **Revista TN Petróleo: Especial Produtores Independentes parte 1**, Rio de Janeiro, n. 70, p. 18-34, jan./fev. 2010.

VIANA, C. O Outro Brasil do Petróleo. **Revista TN Petróleo: Especial Produtores Independentes parte 2**, Rio de Janeiro, n. 71, p. 18-34, mar./abr. 2010

VIEIRA, V. M. Água Produzida no Segmento Onshore de Petróleo: caracterização de cenários na Bahia e prospecção de soluções para gerenciamento. 2011, 139 fDissertação (Mestrado em Geologia) Instituto de Geociências da Universidade Federal da Bahia, Salvador, 2011.2011c