



**UNIVERSIDADE FEDERAL DA BAHIA**  
**FACULDADE DE ECONOMIA**  
**CURSO DE GRADUAÇÃO EM ECONOMIA**

**MAGNUM SEIXAS SACRAMENTO**

**AVANÇOS E BARREIRAS À INDÚSTRIA DO PETRÓLEO E GÁS NOS CAMPOS  
MADUROS DA BACIA DO RECÔNCAVO BAIANO APÓS A PROMULGAÇÃO DA  
LEI DO PETRÓLEO DE 1997**

**SALVADOR**

**2013**

**MAGNUM SEIXAS SACRAMETO**

**AVANÇOS E BARREIRAS À INDÚSTRIA DO PETRÓLEO E GÁS NOS CAMPOS  
MADUROS DA BACIA DO RECÔNCAVO BAIANO APÓS A PROMULGAÇÃO DA  
LEI DO PETRÓLEO DE 1997**

Trabalho de conclusão de curso apresentado no curso de Economia da Universidade Federal da Bahia como requisito parcial à obtenção de grau de bacharel em Economia.

Orientador: Prof. Ihering Guedes Alcoforado

Co-orientador: Prof. Antônio Plínio Pires de Moura

**SALVADOR**

**2013**

Ficha catalográfica elaborada por Valdineia Veloso CRB 5-1092

Sacramento, Magnum Seixas

S123 Avanços e barreiras à indústria do petróleo e gás nos campos maduros da bacia do recôncavo baiano após a promulgação da lei do petróleo de 1997/ Magnum Seixas Sacramento. – Salvador, 2013  
82 tab. il.

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Economia) -  
Faculdade de Economia da UFBA, UFBA, 2013.

Orientador: Prof. Prof. Ihering Guedes Alcoforado

1. Indústria petrolífera - Recôncavo (BA) I. Sacramento,  
Magnum Seixas II. Alcoforado, Ihering Guedes III. Título

CDD – 338.2728

## RESUMO

Este trabalho tem como objetivo avaliar os avanços experimentados pela indústria petrolífera na Bacia do Recôncavo Baiano, assim como os principais gargalos que ainda persistem, após as mudanças regulatórias de 1997 que culminaram na quebra do monopólio das atividades petrolíferas, exercido pela Petrobras, possibilitando a inserção de novos agentes e, desta forma, criando a expectativa de reestímulo a produção em campos considerados maduros e com produção marginal para grandes empresas como a Petrobras. Faz-se uma abordagem histórica da evolução da indústria petrolífera no Brasil, com enfoque na Bacia do Recôncavo Baiano, o mais antigo sistema de produção no Brasil. Da mesma forma que elabora-se proposta para a ampliação das atividades na região por meio da inserção de médias e pequenas empresas.

**Palavras-chave:** Indústria petrolífera. Bacia do Recôncavo Baiano. Campos maduros e marginais. Lei do Petróleo.

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Evolução da produção, importação e consumo de petróleo no Brasil no período de 1943 a 1963, em barris.....	14
Tabela 2 - Metas e resultados para a produção de veículos automotores no Brasil (1956 - 1960).....	14
Tabela 3 - Evolução da frota de veículos no Brasil (1950-1980) .....	15
Tabela 4 - Evolução da Produção, importação e consumo de petróleo no Brasil (1963-1980) Em barril por ano .....	16
Tabela 5 - Consumo de energia segundo fonte no Brasil (1971-1979).....	18
Tabela 6 - Produção, Importação e consumo de petróleo no Brasil (1978-1987).....	20
Tabela 7 – Produção, Importação, Exportação e Consumo Interno de petróleo no Brasil, em barris (2000 - 2012) .....	21
Tabela 8 – Valor da Produção, Importação, Exportação e Consumo Interno de petróleo do Brasil, em US\$ (2000-2012).....	22
Tabela 9 - Distribuição da produção de petróleo no Brasil, segundo estados e campos de produção – Ano 1978, em barris/dia .....	27
Tabela 10 - Distribuição da Produção de petróleo em campos terrestres no Brasil, segundo estado (1978-1989), em barris/dia.....	27
Tabela 11 - Evolução da produção de petróleo em campos terrestres no Brasil, segundo estado (1990-2000-2009), em barris/dia .....	28
Tabela 12 - Evolução das Reservas, Poços produtores e produção de petróleo da Bacia do Recôncavo Baiano (1992-1999) .....	28
Tabela 13 - Quantidade de Blocos Arrematados na Bacia do Recôncavo e Valor dos Bônus de Assinaturas das Rodadas de Licitação da ANP .....	41
Tabela 14 - 25 Blocos com maiores Bônus de Assinatura, segundo empresa vencedora e Rodada de Licitação da ANP, em R\$ .....	41
Tabela 15- Blocos Arrematados, Devolvidos e Ativos segundo Rodadas da ANP .....	42
Tabela 16 - Blocos Arrematados e Bônus de Assinatura segundo empresa.....	43
Tabela 17 - Blocos Arrematados, Devolvidos e Ativos segundo empresa.....	43
Tabela 18 - Evolução das Reservas Provadas, Não Provadas e Totais de Petróleo da Bacia do Recôncavo, 2000 -2011 .....	45

Tabela 19 - Evolução das Reservas Provadas, Não Provadas e Totais de Gás Natural da Bacia do Recôncavo, 2000-2011 .....	<b>46</b>
Tabela 20 - Evolução do número de Poços produtores de Petróleo e Gás na Bacia do Recôncavo, 2000-2011 .....	<b>47</b>
Tabela 21- Evolução da produção de petróleo e gás na Bacia do Recôncavo 1997-2012 .....	<b>47</b>
Tabela 22 - Produção de petróleo na Bacia do Recôncavo nos anos 2000 e 2012, Segundo empresa produtoras. Em barris/dia .....	<b>49</b>
Tabela 23 - Produção de petróleo de acordo com os principais campos de produção sob operação da Petrobras nos anos 2000 e 2012, em barris/dia .....	<b>50</b>
Tabela 24 - Produção de petróleo segundo campo produtor da Petrobras, Sob operação da Petrorecôncavo no ano 2000 e 2012 .....	<b>51</b>
Tabela 25 - Evolução do número de trabalhadores com vínculos Ativos Na extração de petróleo e gás e nos serviços de apoio a extração, 1997-2011 .....	<b>52</b>
Tabela 26 - Evolução da remuneração média dos trabalhadores na Extração de petróleo e gás e nos serviços de apoio a extração, 1997-2011 .....	<b>53</b>
Tabela 27 - Evolução da distribuição dos royalties do petróleo ao Estado e Municípios da Bahia, 2000-2012 .....	<b>54</b>
Tabela 28 - Distribuição dos royalties do petróleo segundo Principais municípios do Estado da Bahia, 2012 .....	<b>56</b>
Tabela 29 - Distribuição dos pagamentos aos proprietários de terra na Bahia Entre o ano 2000 e 2012.....	<b>57</b>
Tabela 30 - Distribuição das empresas operadoras na Bacia do Recôncavo Baiano, segundo número de campos em fase de produção, produção e receita bruta da produção de petróleo e gás – mês de setembro de 2010.....	<b>61</b>
Tabela 31 - Produção média de petróleo dos campos operados pela Petrobras com Média de produção abaixo de 500 barris/dia, 2012 .....	<b>68</b>
Tabela 32 - Produção, Preço de Referência e Valor da Produção do óleo e gás produzidos pelos campos operados pela Petrobras com produção abaixo de 500 barris/dia de petróleo, dezembro de 2012.....	<b>70</b>

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b> .....	<b>8</b>
<b>2</b>	<b>A EVOLUÇÃO DA INDÚSTRIA PETROLÍFERA BRASILEIRA</b> .....	<b>11</b>
2.1	PRIMEIRA GRANDE FASE DA INDÚSTRIA PETROLÍFERA BRASILEIRA: DO PROCESSO EMBRIONÁRIO AOS CHOQUES DO PETRÓLEO.....	13
2.2	SEGUNDA GRANDE FASE DA INDÚSTRIA PETROLÍFERA BRASILEIRA: A BUSCA PELA AUTO-SUFICIÊNCIA.....	19
2.3	EXPORTADOR LÍQUIDO DE PETRÓLEO: O BRASIL ENTRE OS GRANDES PLAYERS INTERNACIONAIS (3ª FASE) .....	22
<b>3</b>	<b>BACIA DO RECÔNCAVO BAIANO: O MAIS ANTIGO SISTEMA DE PRODUÇÃO PETROLÍFERO NO BRASIL</b> .....	<b>27</b>
3.1	CARACTERÍSTICAS PRODUTIVAS .....	33
<b>4</b>	<b>LEI DO PETRÓLEO E OS AVANÇOS NA INDÚSTRIA DA BACIA DO RECÔNCAVO</b> .....	<b>37</b>
4.1	A INSERÇÃO DE NOVOS AGENTES .....	37
4.1.1	Concessão com cláusulas de risco – O caso Petrorecôncavo .....	37
4.1.2	Leilões da Petrobras – O caso W. Washington.....	40
4.1.3	Rodadas de Licitação da ANP .....	42
4.2	EVOLUÇÃO DOS INDICADORES .....	47
4.2.1	Reservas provadas e Totais.....	48
4.2.2	Produção.....	50
4.2.3	Emprego .....	55
4.2.4	Participações Governamentais .....	57

<b>5</b>	<b>BARREIRAS AO DESENVOLVIMENTO NA PRODUÇÃO DOS CAMPOS MADUROS DA BACIA DO RECÔNCAVO.....</b>	<b>61</b>
5.1	PROBLEMAS REGULATÓRIOS E POLITICAS DE INCENTIVO.....	61
5.2	PROBLEMA DE ESCALA: CONCENTRAÇÃO DO MERCADO EM TORNO DA PETROBRAS E DIFICULDADE DE ACESSO A SERVIÇOS ESPECIALIZADOS.	63
<b>6</b>	<b>CAMINHOS PARA A EXPANSÃO.....</b>	<b>67</b>
6.1	O MODELO AMERICANO-CANADENSE DE PRODUÇÃO EM CAMPOS MADUROS .....	67
6.2	AMPLIAÇÃO DA OFERTA DE ÁREAS PRODUTORAS E INSERÇÃO DE EMPRESAS INDEPENDENTES .....	69
<b>7</b>	<b>CONSIDERAÇÕES FINAIS.....</b>	<b>75</b>
	<b>REFERÊNCIAS.....</b>	<b>79</b>
	<b>APÊNDICE .....</b>	<b>82</b>



## 1 INTRODUÇÃO

A história do petróleo no Brasil não seria a mesma sem os campos baianos da Bacia Petrolífera do Recôncavo. Foi nela que as primeiras descobertas se efetuaram no final dos anos de 1930 e que a produção foi exclusivamente realizada por quase duas décadas e meia, dando vida e sustentando o que viria a ser um dos maiores patrimônios brasileiros, a Petrobrás. Contudo no período que corresponde ao final dos anos 1960 e início dos anos 1970, a Bacia do Recôncavo atingiu seu pico de produção e passou a se defrontar com forte declínio na produção e perda de importância em decorrência das descobertas de novas regiões produtoras, que ocorreriam com a reorientação estratégica do setor no Brasil.

A evolução da indústria do petróleo no Brasil pode ser compreendida por duas grandes fases mais uma que se inicia. A primeira grande fase é marcada pelo processo embrionário da indústria petrolífera nacional, seu processo de amadurecimento através da exploração nos sistemas de produção terrestres, mas que não foi suficientemente capaz de suprir a demanda cada vez mais ampliada por este recurso no Brasil. Essa primeira fase é transposta pelas necessidades impostas a uma economia nacional extremamente dependente do petróleo e que sofreria fortes impactos em decorrência dos choques do petróleo na década de 1970, sobretudo o segundo choque no final dessa mesma década. Diminuir a dependência externa do petróleo perpassou pela reorientação estratégica do setor, tendo em vista que os campos terrestres não seriam suficientes para atender as necessidades internas, a produção se voltou para a plataforma continental, especialmente a Bacia de Campos no Rio de Janeiro, que já apresentava sua primeira descoberta em meados dos anos de 1970. Era a busca pela menor dependência externa que conduziria ao objetivo principal desta segunda grande fase, a auto-suficiência brasileira do petróleo. O objetivo foi sendo fortalecido em meados dos anos 1980 com a descoberta de campos gigantes de petróleo na Bacia de Campos e conquistado já no início da primeira década do novo século.

Após alcançar a autossuficiência, os objetivos passaram a ser outros, tornou-se necessário romper as fronteiras até então conhecidas e no ano de 2008, o Brasil se consolidaria como um dos principais *players* da indústria petrolífera mundial, com a descoberta de reservatórios gigantes na camada do pré-sal, podendo responder pela sexta maior reserva de petróleo do mundo e se tornar um exportador líquido da *commodity*. Esta é aqui considerada uma terceira fase, que se inicia, caracterizada pela presença de uma indústria competitiva, que é referência,

com projetos pioneiros e audaciosos, com capacidade de atrair capitais do mundo inteiro numa empreitada sem precedentes na história da indústria petrolífera mundial.

Ainda na segunda fase da indústria petrolífera brasileira se iniciou um forte processo de marginalização dos antigos sistemas de produção, sobretudo os terrestres, uma vez que os recursos passaram a ser canalizados para áreas de maior rentabilidade. Atualmente a maior parte dos campos terrestres se encontra em estágio avançado de maturidade e com produção marginal para grandes empresas atuantes no mercado, como a Petrobras.

Com o avanço do processo de liberalização da economia brasileira na década de 1990, houve um impulso nas discussões políticas acerca da abertura do setor do petróleo e gás, resultando em importantes transformações no arcabouço regulatório. Promulgada em 1997 e conhecida como Lei do Petróleo, as mudanças estão relacionadas à perda do monopólio da Petrobras e à criação da Agência Nacional do Petróleo (ANP), detentora do poder concedente, fiscalizador e regulador das atividades relacionadas ao petróleo e gás no Brasil. A partir desse novo quadro institucional abriu-se caminho para inserção de novos agentes. É justamente desta configuração regulatória, sobretudo com a possibilidade da presença de empresas de pequeno e médio portes, que se passou a uma perspectiva de reestímulo à produção em campos *on-shore*.

Este trabalho focaliza a indústria petrolífera na Bacia do Recôncavo Baiano a partir do novo marco regulatório, seus avanços e os principais gargalos que obstam a sua expansão. Com a Lei do Petróleo, novas empresas de médio e pequeno porte, denominadas de independentes, passaram a atuar na região. Diante deste fato, houve a possibilidade da reconfiguração na cadeia produtiva do petróleo estabelecida na região.

Objetivou-se neste trabalho apontar os avanços e as barreiras na produção da Bacia do Recôncavo através da literatura especializada e através de indicadores como nível de produção, emprego, rendas, dentre outros.

Trabalhou-se aqui com a hipótese de que houve avanço, mas que barreiras ainda persistem. Surgiram, então, como questões centrais: a) estariam os avanços verificados após 1999 relacionados com as mudanças regulatórias ou seria suficiente afirmar que o cenário internacional, com elevação do preço do petróleo (tornando os campos rentáveis), justificando

uma atenção maior aos campos terrestres, mesmo que de forma secundária? b) A forte concentração da indústria petrolífera na Bacia do Recôncavo em torno da Petrobras estaria sendo o principal obstáculo à expansão das atividades? c) A ampliação das áreas concedidas às empresas independentes e mesmo parte das que se encontram sob concessão à Petrobras, aliadas a incentivos, podem gerar efeitos positivos e diminuir barreiras à expansão produtiva na região?

É neste cenário que o presente trabalho, além desta introdução, está dividido em mais cinco capítulos, além das considerações finais. O Capítulo 2 abordará a evolução da indústria petrolífera brasileira, já a evolução produtiva da Bacia do Recôncavo Baiano será especificamente analisada no capítulo 3. O capítulo 4 indicará os principais avanços e motivações produtivas na indústria petrolífera na Bacia do Recôncavo após a promulgação dos marcos regulatórios de 1997. O capítulo 5 apresentará e analisará as principais barreiras remanescentes ao desenvolvimento da produção na Bacia do Recôncavo. O capítulo 6 trará alternativas de caminhos para o desenvolvimento das atividades na região. As considerações finais apresentarão os principais resultados a que se chegou neste trabalho.

## **2 A EVOLUÇÃO DA INDÚSTRIA PETROLÍFERA BRASILEIRA**

“De maneira simplificada, pode-se dividir a história da exploração no Brasil em fases diretamente ligadas à legislação do petróleo. Assim, temos os períodos 1858-1953, 1954-1997 e o recém-iniciado com o novo estatuto do setor petróleo”, afirma Lucchesi (1998) compartilhando da visão hegemônica da literatura especializada acerca da evolução da indústria do petróleo no Brasil. O ponto de partida da análise do autor é a legislação, distinguindo as fases como indústria pré-Petrobras, monopólio da Petrobras e abertura do mercado em 1997.

Neste trabalho a evolução da indústria petrolífera no Brasil pode ser concebida numa análise sobre duas grandes fases mais uma que se inicia, sempre pela ótica objetiva da produção e seus aspectos econômicos específicos. A legislação, assim como a Petrobras, são instrumentos para alcançar os objetivos e não um fim por si mesmo. São aspectos relevantes, mas que não são suficientes para distinguir as fases evolutivas da indústria brasileira. Até porque, a exemplo, segundo Lucchesi (1998) a própria Petrobras até os anos de 1980 (isto é, em quase três décadas de monopólio) esteve muito mais empenhada no abastecimento interno de petróleo e derivados, inclusive com investimento de produção no exterior, do que com a busca de diminuir a dependência externa. Tal necessidade só será evidenciada em consequência do recrudescimento do mercado internacional pelos choques do petróleo. Neste sentido, assumi-se neste trabalho que as três fases da indústria brasileira são caracterizadas pela: a) 1ª fase - introdução e amadurecimento da indústria, com a produção se dando quase que exclusivamente nos campos terrestres; b) 2ª fase - provocada pelos choques do petróleo, em especial o segundo choque no fim da década de 1970, o que direcionaria a compatibilização da produção e consumo interno, introduzindo o sentimento e a necessidade nacional pela busca da autossuficiência brasileira do petróleo; c) 3ª fase - que surge com a possibilidade de inserção do Brasil no mercado internacional do petróleo como um importante produtor, possibilitado pelas importantes descobertas na camada do pré-sal e pela produção superior ao consumo interno de petróleo.

A primeira grande fase pode ser então caracterizada pelo processo embrionário da indústria petrolífera no país e vai das angustiantes tentativas de descoberta de petróleo, inicialmente um processo autônomo e de cunho privado, perpassando pelas ações direcionadas pelo estado com o Conselho Nacional do Petróleo (CNP) e, mais adiante, com a criação da Petrobras no

início dos anos de 1950, ao esgotamento das possibilidades de eliminar a dependência externa da *commodity* pelos sistemas de produção em terra. O que caracteriza a primeira fase é a germinação da indústria e o processo de amadurecimento através da produção em terra. Este fato não acusa dizer que os esforços da produção nos sistemas terrestres tenham sido abortados, até porque nos anos de 1980 houve descobertas terrestres na Bacia Potiguar, no estado do Rio Grande do Norte, assim como novas descobertas nos sistemas mais antigos, como na Bacia do Recôncavo. Contudo, o que sugere o esgotamento da 1ª fase são as mudanças de prioridades e estratégias adotadas pela indústria petrolífera nacional, diante do declínio da produção nos sítios de produção em terra e da incapacidade destes de responder à demanda nacional.

Uma nova fase se iniciou no Brasil em consequência dos choques do petróleo na década de 1970, sobretudo o segundo choque em 1979. O elevado grau de importação de petróleo da economia brasileira, acrescido da elevação do preço da *commodity*, acarretava como importante componente no desajuste das contas externas brasileiras. Reduzir a dependência externa era o objetivo que conduzia também busca pela autossuficiência brasileira do petróleo. A necessidade de expansão da produção interna de petróleo conduzia novos paradigmas, novas áreas de produção e ao redirecionamento estratégico da Petrobrás, se voltando à elevação dos investimentos na área exploração, desenvolvimento e produção no Brasil em direção as bacias marítimas, sobretudo no litoral fluminense. Os primeiros resultados viriam com as descobertas de campos de petróleo gigantes na Bacia de Campos no Rio de Janeiro, na década de 1980. O resultado foi que, segundo Furtado (1999, p.210) “em 1985 o país conseguiu reduzir sua dependência de petróleo externo para 45%, antes de 83% em 1980”.

A 2ª fase corresponde à maturação e ampliação da competitividade da indústria petrolífera brasileira, que atingiria já nos primeiros anos do século XXI o objetivo da autossuficiência brasileira do petróleo. Para os antigos campos de produção em terra este período correspondeu à desestruturação das atividades, em resposta ao recuo dos investimentos quando mais se precisava da aplicação de métodos e tecnologias para recuperação de reservas. Outro fato importante que demarca a segunda fase da produção de petróleo no Brasil são as mudanças nos marcos regulatórios no final da década 1990, estabelecendo especialmente a quebra do monopólio das atividades petrolíferas, que desde 1953 esteve sob a tutela da Petrobras. Assim como criou a ANP com função de concessão, fiscalização e regulação das

atividades petrolíferas no país. Estas mudanças não foram suficientes para alterar as estruturas do mercado, concentrado na Petrobras, contudo reacendeu as expectativas de valorização da produção em terra com a inserção de novos agentes, nos seus campos maduros e com produção marginais para o tamanho da Petrobras.

Uma terceira fase se inicia no Brasil, ao se esgotar o processo da busca pela autossuficiência passando-se à real possibilidade de o país se tornar um exportador líquido da *commodity*. Nesta nova fase tem-se uma indústria altamente competitiva e que conduz projetos pioneiros e audaciosos, rompendo paradigmas inimagináveis há décadas atrás. As novas descobertas localizadas na camada do pré-sal, com mais de 6.000 metros de profundidade, podem colocar o Brasil na posição de 6ª maior reserva de petróleo do mundo. O avanço por novas áreas de produção altamente rentáveis, pela indústria petrolífera brasileira, põe também em discussão os impactos sobre os antigos sistemas de produção há muito marginalizados, assim como a necessidade de adoção de marcos regulatórios específicos para a produção nos campos maduros.

## 2.1 PRIMEIRA GRANDE FASE DA INDÚSTRIA PETROLÍFERA BRASILEIRA: DO PROCESSO EMBRIONÁRIO AOS CHOQUES DO PETRÓLEO

A dependência externa dos derivados de petróleo em meados do século XX era um obstáculo à expansão da economia brasileira e reduzir a dependência era um desafio, diante de um cenário onde o petróleo cada vez mais se consolidava como matriz energética mundial. Por angustiantes anos as tentativas de procurar o “ouro negro” mais pareciam um sonho distante de sua descoberta no Brasil. Desde a segunda metade do século XIX que se iniciaram os primeiros esforços privados de tentar descobrir petróleo no Brasil, sobretudo na região de Lobato, em Salvador no Estado da Bahia, onde se apresentaram indícios de óleo. Contudo, de acordo com Lucchesi (1998) somente a partir dos anos 1930 se efetivou equipe de caráter estatal, sob a direção do Departamento Nacional de Produção Mineral (DNPM), com o objetivo de explorar a região de Lobato. Foram perfurados, em 1937, dois poços onde não se obteve êxito.

Durante a década de 1930 as questões que concerniam à nacionalização dos recursos do subsolo brasileira já se encontravam nas pautas de discussões. Mesmo diante dos insucessos incorridos na busca por petróleo no Brasil, foi criado em 1938 o Conselho Nacional do

Petróleo (CNP). Segundo Lucchesi (1998), passava a ser de prioridade pública o abastecimento interno de petróleo, cabendo ao CNP a regulação sobre as atividades ligadas à importação, exportação, transporte, distribuição e comércio de petróleo e derivados, assim como o refino. Outro fato importante é que todas as jazidas sob território nacional passavam a ser de domínio da União.

No ano seguinte à criação do CNP, em 1939, teve-se a primeira descoberta de petróleo no Brasil. O óleo surgiu em Lobato, na Bacia Sedimentar do Recôncavo Baiano. Embora o poço tenha sido considerado não comercial, foi fundamental para impulsionar a exploração na região e acender as expectativas na população sobre a possibilidade de existência de petróleo no Brasil. Dois anos depois da descoberta em Lobato, no município de Candeias, entrava em operação o primeiro campo comercial do país. Na década de 1940, sob a tutela do CNP, a Bacia do Recôncavo continuou a revelar novos campos como o de Dom João, Aratu e Água Grande.

Esse período é caracterizado pela disputa política referente às atividades petrolíferas no Brasil, no que concerne à sua extração. A discussão se centrava nas hipóteses de serem nacionalizadas as atividades ou de abertura para a participação dos trustes internacionais. Os grupos favoráveis à participação estrangeira tentavam modificar a legislação criada em 1937, a qual atribuía as atividades ligadas ao petróleo e derivados ao estado, que poderia dar concessão a empresas nacionais. O objetivo principal desses grupos estava ligado ao controle pelas multinacionais na importação de produtos refinados, uma vez que estas empresas ampliaram os investimentos em refinarias onde houve elevação da produção, não havendo qualquer interesse por parte de tais corporações em aplicar recursos na pesquisa e exploração em regiões de reservas duvidosas.

O argumento da necessidade de liberalização da exploração petrolífera no Brasil – com destaque para as atividades relacionadas ao refino – coincide com a modificação das práticas das empresas estadunidenses que, diante do aumento da oferta e facilidades de transportes, optam pela criação de refinarias nas áreas produtoras como forma de baratear os combustíveis. (COELHO, 2009, p.2)

O debate foi intenso, de um lado, um grupo de ideologia nacionalista cada vez mais crescente e fortalecido pelas descobertas que iam ocorrendo na Bacia do Recôncavo e que viam seu coro cada vez mais inflamado pela participação popular, que culminaria na campanha “O petróleo é Nosso”. De outro lado os grupos favoráveis a inserção das empresas internacionais,

e acreditavam que seria a única maneira de desenvolvimento para a indústria petrolífera nacional, mediante a “colaboração” dos trustes. Este último grupo, estava relacionado a grandes empresas internacionais, sobretudo a Standard Oil.

No legislativo brasileiro estes meios ficam evidentes considerando-se a influência que exercia - principalmente - a Standard Oil sobre grande parte dos deputados e senadores cujo mandato era financiado de forma direta pela companhia estadunidense. (COELHO, 2009, p.3-4)

A questão do petróleo passou então a ser debatida como de soberania nacional e o discurso era que a presença dos trustes representava a intervenção de governos estrangeiros no país por meio de suas empresas. Este ponto de vista foi difundido pelo Senador Baiano Landulpho Alves no plenário do Senado:

Através dos trustes, certos governos participam ativamente da exploração de outros povos [...] dos 4 bilhões de cruzeiros que a constituíram em 1950 o lucro líquido da Cia. Anglo-Iraqiana de Petróleo, 80% (oitenta por cento) ou sejam 3,2 bilhões de cruzeiros foram para o Tesouro do Reino Unido [...] como grande acionista daquela empresa.(ALVES, 1953, p.97)

Logo então, viria a prevalecer a ideologia nacionalista e em 1953 foi dado à União o monopólio das atividades petrolíferas, criada a Petrobras e uma política de financiamento das atividades através de impostos incidentes sobre os combustíveis líquidos.

Com a Petrobras, criaram-se as possibilidades de ascensão da produção, com maiores investimentos e ampliação do corpo técnico. Embora a elevação observada na produção não fosse suficiente para suprir a demanda que aumentaria significativamente ao final dos anos de 1950. A implantação da indústria automobilística no país, assim como o crescimento econômico que a acompanhava necessitava de energia, ao mesmo tempo que o petróleo cada vez mais se tornava uma importante matriz energética na economia brasileira. Como é possível verificar na TABELA 1, entre 1943 e 1963 o consumo de petróleo no Brasil apresentou um crescimento efetivo de 34,1% ao ano, suprido em maior medida pela importação que cresceu efetivamente 32,7% ao ano. Contudo o crescimento efetivo de 39,8% ao ano da produção auxiliou a queda da dependência externa entre esses anos, com declínio anual efetivo de 1% ao ano. No ano de 1943, a importação representava 85,7% do consumo e em 1963 representou 69,4%.



Tabela 1 - Evolução da produção, importação e consumo de petróleo no Brasil no período de 1943 a 1963, em barris

Ano	Produção	Importação (A)	Consumo(B)	(A)/(B) - em %
1943	44.029	264.172	308.200	85,7
1944	62.898	132.086	194.984	67,7
1945	75.478	75.478	150.955	50,0
1946	62.898	264.172	327.070	80,8
1947	94.347	62.898	157.245	40,0
1948	138.376	0	138.376	0,0
1949	106.927	0	106.927	0,0
1950	327.070	81.767	408.837	20,0
1951	691.878	144.665	836.543	17,3
1952	748.486	125.796	874.282	14,4
1953	918.311	220.143	1.138.454	19,3
1954	993.788	1.031.527	2.025.316	50,9
1955	2.019.026	25.486.270	27.505.295	92,7
1956	4.056.921	35.468.182	39.525.103	89,7
1957	10.107.709	35.159.982	45.267.691	77,7
1958	18.926.008	41.009.496	51.632.968	79,4
1959	23.593.040	41.657.345	54.601.754	76,3
1960	29.612.378	41.235.929	66.583.823	61,9
1961	34.807.753	54.765.289	81.937.225	66,8
1962	33.417.707	72.263.512	103.523.818	69,8
1963	35.726.064	75.263.747	108.379.544	69,4

Fonte: Anuário Estatístico do IBGE, 1990

O fato notável é que nesse período (1943-1963), toda produção nacional era oriunda dos campos da Bacia do Recôncavo Baiano. Ressalta-se o crescimento do consumo a partir do ano de 1955, ao mesmo tempo em que aumentou a produção brasileira que, embora não fosse suficiente para atender à demanda, contribuiu para minimizar os impactos sobre as contas externas.

O crescimento do consumo de combustíveis decorrente da modernização da economia brasileira gerada pelos planos de metas do governo Juscelino Kubitschek (1956-61) esteve estritamente ligado à evolução expressiva da frota de automóveis e à expansão industrial que, segundo Furtado (1998) atingiu 10,7% ao ano. Esses avanços contribuíram para que o setor industrial passasse a ser principal formador de renda no país. A TABELA 2 mostra as metas para o setor automobilístico.

Tabela 2 - Metas e resultados para a produção de veículos automotores no Brasil (1956- 1960).

<b>Veículos Automotores</b>	<b>Metas (A)</b>	<b>Resultados (B)</b>	<b>(B) / (A) - %</b>
<b>Caminhões e Ônibus</b>	170.800	154.700	90,6
<b>Jipes</b>	66.800	61.300	91,8
<b>Utilitários</b>	52.600	53.200	101,1
<b>Automóveis</b>	58.000	52.000	89,7
<b>Total</b>	<b>348.200</b>	<b>321.200</b>	<b>92,2</b>

Fonte: Elaboração do autor com base em informações de FURTADO, 1998

A TABELA 3 mostra quantitativamente a produção automotiva no Brasil, sobretudo na década de 1960 e 1970, embora já houvesse expansão significativa na década de 1950 com o plano de metas. A indústria automobilística, gozando de incentivos gerados pelo governo, passou a ser o principal segmento da economia brasileira e gerava importantes efeitos multiplicadores, como ressalta Furtado (1998, p.187): “... ao se tornar o setor líder do crescimento industrial, proporcionou condições para a expansão do setor de serviços e a geração de novas fontes de emprego”.

Tabela 3 - Evolução da frota de veículos no Brasil (1950-1980)

<b>Ano</b>	<b>Veículos</b>	<b>População</b>	<b>Habitante/veículo</b>
<b>1950</b>	426.621	51.937 18.782 36	122
<b>1960</b>	987.613	70.991 31.303 44	72
<b>1970</b>	3.111.890	93.139 52.084 56	30
<b>1980</b>	10.731.695	119.099 80.436 68	11

Fonte: Anuário Estatístico do IBGE, 1990

À medida que a economia brasileira se expandia, sobretudo a indústria, o consumo de petróleo elevava-se de maneira significativa, e tinha sua demanda cada vez mais satisfeita pela importação. Durante a década de 1960 a produção na Bacia do Recôncavo continuou a crescer com a descoberta de novos campos, e pela primeira vez se descobriram quantidades relevantes de petróleo fora da Bahia. Em 1963, foi descoberto na Bacia Sergipe-Alagoas, o campo de Carmópolis, que viria a ser o maior campo terrestre do Brasil. Na mesma Bacia, em 1968, só que desta vez na plataforma continental, descobriu-se o campo de Guaricema. Foi o primeiro campo descoberto fora da faixa terrestre no Brasil, mostrando as possibilidades que as bacias marítimas brasileiras possuíam. Naquela época a Petrobras já tinha uma estrutura relevante, segundo Lucchesi (1998, p.23), “Os investimentos nesse período totalizaram US\$ 3,8 bilhões em atividades exploratórias e US\$ 1,6 bilhão em desenvolvimento da produção. Ao final de 1968 trabalhavam na Petrobras 316 geólogos e geofísicos de petróleo”.

Ainda assim, os resultados apontavam para a impossibilidade de grandes reservatórios nas bacias terrestres. A dependência externa continuava, a descoberta de Guaricema na plataforma continental realimentava a ideia de exploração no mar, e trazia a questão da autossuficiência, que seria buscada, sobretudo, após os choques do petróleo.

A TABELA 4 mostra que o crescimento da produção (1963-1980) passou a ser num ritmo mais lento, enquanto o consumo teve seu crescimento mantido pelas importações, ampliando a dependência externa brasileira da *commodity*. Em meados da década de 1970 houve a primeira descoberta na Bacia de Campos, no litoral do Rio de Janeiro, foi o campo de Garoupa. Ainda assim, mesmo ao final da década de 1970, mais de 73% da produção brasileira de petróleo estava concentrada nos campos terrestres, sobretudo no Estado da Bahia.

Tabela 4 - Evolução da Produção, importação e consumo de petróleo no Brasil (1963-1980). Em barril por ano.

Ano	Produção	Importação (A)	Consumo(B)	(A)/(B) - %
1963	35.726.064	75.263.747	108.379.544	69,4
1964	33.310.781	78.377.198	111.687.979	70,2
1965	34.342.308	74.339.146	108.681.454	68,4
1966	42.449.860	82.138.498	124.588.358	65,9
1967	53.519.908	76.603.474	130.123.382	58,9
1968	58.784.471	90.862.451	149.646.922	60,7
1969	63.042.665	97.001.296	160.043.961	60,6
1970	59.966.953	114.600.156	174.070.215	65,8
1971	62.243.861	135.884.839	191.838.900	70,8
1972	61.162.015	166.428.108	220.054.943	75,6
1973	62.118.065	232.955.323	288.097.999	80,9
1974	64.753.491	237.452.530	297.715.103	79,8
1975	62.765.914	251.063.657	308.848.049	81,3
1976	61.023.640	290.878.091	348.719.092	83,4
1977	58.690.124	290.834.062	348.970.684	83,3
1978	58.526.589	324.641.737	383.168.326	84,7
1979	60.765.758	363.883.799	424.649.557	85,7
1980	66.439.157	316.232.275	382.243.726	82,7

Fonte: Anuário Estatístico do IBGE, 1990

Durante a década de 1970 a dependência externa passou a ser um grave problema para a economia brasileira em consequência dos choques do petróleo de 1973 e 1979. Como mostrou a TABELA 4, a importação do petróleo durante quase toda a década ultrapassava 80% da oferta disponível internamente sendo que, em 1979, ano mais grave, representado pelo 2º choque do petróleo, a importação alcançou 85,7% do consumo. Os choques do petróleo seriam o aspecto fundamental para que a indústria do petróleo no Brasil atingisse sua 2ª fase,

isto é, diminuir a dependência externa e buscar a autossuficiência tornava-se mais e mais uma questão sobrevivência da economia. Para tanto foi necessário a reorientação estratégica da Petrobras, da qual resultaria a intensificação da exploração na plataforma continental, uma vez que as possibilidades de se alcançarem resultados via campos terrestres eram mínimos.

## 2.2 SEGUNDA GRANDE FASE DA INDÚSTRIA PETROLÍFERA BRASILEIRA: A BUSCA PELA AUTO-SUFICIÊNCIA

No início dos anos de 1970 o dólar americano sofreu uma severa desvalorização rompendo com o sistema de *Bretton Woods*. Com a desvalorização da moeda americana, os países do Oriente Médio que eram os principais fornecedores de petróleo do ocidente passaram a se defrontar com sérios desajustes nas suas balanças comerciais. Primeiro porque o petróleo era cotado em dólar e segundo que os países desenvolvidos entraram em recessão diminuindo o volume importado de petróleo, praticamente único produto de exportação e receita dos governos locais. Diante disso, de acordo com Furtado (1998, p.202) “a [...] (OPEP), decidiu em 1971, elevar o preço do barril de petróleo de US\$ 1,80 (estável por mais de dez anos) para US\$ 2,50 que segundo o estabelecido permaneceria por 5 anos.”

Contudo em 1973, a guerra envolvendo os países árabes e Israel, precipitou a pressão sobre o preço do petróleo, agora como uma componente política. Houve corte do fornecimento de petróleo como forma de tentar recuperar os territórios ocupados por Israel. Segundo Furtado (1998, p. 202) “diante do boicote o preço do barril atingiu em 1974, aproximados US\$ 13,00. Entre 1973 e 1975 o comércio internacional sofreu retração de 13%”.

Para o Brasil o impacto foi imediato. Primeiro porque com a redução do comércio internacional fez retrair as exportações das *commodities* brasileiras, não sendo pior o impacto devido à elevação dos seus preços.

Segundo, porque ampliou significativamente o valor das importações brasileiras, que de acordo com Furtado (1998, p.205), “O valor das compras de petróleo bruto elevou-se de US\$ 711 milhões em 1973 para US\$ 2.840 milhões em 1974, o que significou um crescimento de 300% em apenas um ano”. Desta forma, ainda segundo Furtado (1998, p.205), “o petróleo que consumia 11,4% das importações brasileiras, passou a representar 22,4% em 1974, e neste

mesmo ano o *déficit* na Balança Comercial foi de US\$ 4,7 bilhões”. Acrescenta-se aos problemas do balanço de pagamentos, além do *déficit* da balança comercial em função da elevação do preço do petróleo, o *déficit* na conta serviços, como resposta à elevação das despesas com serviços da dívida.

Mesmo diante das dificuldades nas contas externas, o governo não encontrou dificuldade em conseguir financiamentos no exterior para manter o ritmo de crescimento da economia brasileira. O financiamento estava ligado justamente ao motivo causador do desajuste externo, pois os árabes passaram a reciclar seus dólares nos bancos internacionais, conhecidos com petrodólares. Como o mundo encontrava-se em recessão e os países desenvolvidos não estavam captando os petrodólares, estes passaram a financiar os países em desenvolvimento, com taxas de juros baixas. Entende-se assim o porquê de o 1º choque do petróleo não ter gerado impactos ainda mais significativos na economia brasileira.

Quando as crises da década de 1970 emergem, o caso brasileiro se torna peculiar, devido, sobretudo, as escolhas feitas pelo planejamento estatal para a infraestrutura do país e quanto às fontes de energia a serem utilizadas, com a intensificação do uso de rodovias e do petróleo.

Enquanto no Brasil existiam 30,5 mil quilômetros de ferrovias, utilizarem apenas 2% dos 36 mil quilômetros potenciais dos rios navegáveis, tinha-se aproximadamente 1,3 milhões de quilômetros de rodovias. Do transporte de carga no Brasil em 1973, 70% eram feitos por rodovias. Desta forma, como mostra o quadro 5, mais de 40% de toda energia utilizada no Brasil tinha origem no Petróleo.(FURTADO, 1999, p.203)

Como se pode observar na TABELA 5 que apresenta as principais fontes de energia consumidas no Brasil ao longo dos anos de 1971 a 1979, onde se constata que o uso de fontes não renováveis registrou crescimento superior a 100%, sendo que o petróleo representava aproximadamente 90% das fontes não renováveis.

Tabela 5 - Consumo de energia segundo fonte no Brasil (1971-1979)

FONTES DE ENERGIA	CONSUMO TOTAL DE ENERGIA PRIMÁRIA								
	(em 1 000 toneladas equivalentes de petróleo)								
	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979
<b>Não renováveis</b>	<b>29 057</b>	<b>34 410</b>	<b>40 557</b>	<b>42 725</b>	<b>47 411</b>	<b>50 831</b>	<b>53 047</b>	<b>58 846</b>	<b>61 515</b>
Petróleo	26 425	31 710	37 866	39 793	43 994	46 794	47 902	53 405	55 577
Gás natural	254	311	260	519	571	627	1 083	924	982
Carvão vapor	606	638	613	628	650	597	725	1 150	1 097
Carvão metalúrgico	1 772	1 751	1 818	1 785	2 196	2 813	3 337	3 367	3 859
Urânio (U <sub>3</sub> O <sub>8</sub> )	—	—	—	—	—	—	—	—	—
<b>Renováveis</b>	<b>48 340</b>	<b>51 228</b>	<b>53 175</b>	<b>56 117</b>	<b>58 165</b>	<b>60 485</b>	<b>64 398</b>	<b>66 881</b>	<b>72 494</b>
Energia hidráulica	12 528	14 697	16 788	19 047	20 963	24 045	27 109	29 796	33 808
Lenha	31 809	32 012	31 520	32 191	32 739	31 372	30 409	29 367	29 814
Produtos da cana-de-açúcar	3 773	4 221	4 561	4 535	4 105	4 662	6 417	7 166	8 067
Outras fontes	230	298	306	344	358	406	463	552	805
<b>TOTAL</b>	<b>77.397</b>	<b>85 638</b>	<b>93 732</b>	<b>98 842</b>	<b>105 576</b>	<b>111 316</b>	<b>117 445</b>	<b>125 727</b>	<b>134 009</b>

Fonte: Anuário Estatístico do IBGE, 1990

Ao longo da década de 1970 o planejamento estatal ampliou os investimentos em outras fontes de energia, sobretudo, renováveis aproveitando o potencial natural do país, com o objetivo de reduzir a dependência do petróleo. A capacidade energética foi ampliada entre os renováveis principalmente pela energia hidráulica e com a cana-de-açúcar, através do programa Proálcool. Entre as energias não renováveis buscou-se fortalecer o carvão, com o programa Procarvão e através da energia nuclear, com o programa nuclear brasileiro. Ainda assim, ao findar a década, a participação do petróleo se mantinha no patamar dos 40% e, se o primeiro choque do petróleo foi suportável, o segundo não seria para a economia brasileira.

Em 1979, em consequência das instabilidades no Oriente Médio, ocorre o 2º choque do petróleo. Aumento de 84% ao final de ano, atingindo quase US\$ 23/barril.

A célere escalada de preços desarticulou as relações de troca, principalmente dos países que mais dependiam de importações de petróleo bruto e derivados, como era o caso do Brasil. Além da natural queda do consumo interno, restringindo importações, os países industrializados adotaram medidas protecionistas, de modo a conter a taxa interna de desemprego, o que contribuiu para a maior retração do comércio internacional... Os países em fase de desenvolvimento, importadores de petróleo e tradicionais exportadores de matéria-prima, como o Brasil, sofreram, assim, um duplo efeito do aumento brutal do preço do óleo e seus derivados no mercado internacional. (FURTADO, 1998, p. 208)

Agrava-se ao cenário internacional provocado pelo choque do petróleo, a política monetária rígida do governo dos Estados Unidos para combater a inflação, elevando a taxa de juros, que de acordo com Furtado (1999, p.208) “em 1978 estava num patamar de 11,75% passou a

21,5% em 1980”. Tal elevação provocou profunda crise nos países em desenvolvimento que viram suas dívidas atingirem níveis insustentáveis. A década de 1980 seria de intensas crises nos países em desenvolvimento, entre eles o Brasil.

No Brasil um dos problemas a ser atacados era a dependência externa de Petróleo. Como parte do III Plano Nacional de Desenvolvimento (PND), a Petrobras foi reorientada a ampliar a produção interna por novas áreas e passou a destinar maiores recursos para a pesquisa e lavra de petróleo, na plataforma continental, sobretudo na Bacia de Campos. Em meados da década de 1980 surgiriam os primeiros resultados da reorientação da Petrobras, a descoberta dos campos gigantes de Albacora e Marlim, na Bacia de Campos.

A produção brasileira passou a ter um importante incremento, e em 1985 as importações representavam apenas 49,4% do consumo interno, antes 80% em 1981, como apontado na TABELA 6. A produção cresceu a uma taxa efetiva de 6,9% ao ano, enquanto as importações passaram a declinar. Como reflexo de uma economia estagnada, o consumo de petróleo na década de 1980 crescia a uma taxa efetiva de 0,6% ao ano. De fato houve uma redução expressiva da dependência externa, efetiva de 2,5% ao ano, e a busca pela autossuficiência tornou-se um desafio possível.

Tabela 6 - Produção, Importação e consumo de petróleo no Brasil (1978-1987). Em Barril

Ano	Produção	Importação (A)	Consumo(B)	(A)/(B) - %
<b>1978</b>	58.526.589	324.641.737	383.168.326	84,7
<b>1979</b>	60.765.758	363.883.799	424.649.557	85,7
<b>1980</b>	66.439.157	316.232.275	382.243.726	82,7
<b>1981</b>	77.899.173	306.212.623	379.715.226	80,6
<b>1982</b>	94.850.184	288.494.257	375.450.742	76,8
<b>1983</b>	120.393.062	264.448.351	384.482.894	68,8
<b>1984</b>	168.811.942	233.917.662	402.729.604	58,1
<b>1985</b>	199.443.268	194.411.428	393.854.696	49,4
<b>1986</b>	208.821.360	216.023.181	424.844.541	50,8
<b>1987</b>	206.487.844	224.501.831	430.989.676	52,1

Fonte: Anuário Estatístico do IBGE, 1990

Se por um lado a indústria petrolífera brasileira parecia ter encontrado o rumo para seu objetivo da autossuficiência, por outro significou a marginalização dos antigos campos de produção terrestres, muito embora, tenham-se descoberto na faixa terrestre da Bacia Potiguar reservatórios, passando então a ser a principal produtora em terra no Brasil. Quanto à Bacia do Recôncavo Baiano, que tinha atingido seu pico de produção no início da década de 1970, os anos seguintes seriam angustiantes. A produção declinava e no mesmo sentido seguiu a sua

importância para a indústria petrolífera nacional. A análise histórica e produtiva da Bacia do Recôncavo Baiano será objeto de estudo no próximo capítulo.

### 2.3 EXPORTADOR LÍQUIDO DE PETRÓLEO: O BRASIL ENTRE OS GRANDES PLAYERS INTERNACIONAIS (3ª FASE)

Foram mais de duas décadas entre a explícita iniciativa e adoção de políticas (no início da década de 1980) para busca pela autossuficiência e sua conquista, possibilitada pelo avanço da produção nos campos gigantes da plataforma continental, quase que exclusivamente na Bacia de Campos, no Estado do Rio de Janeiro. A segunda grande fase da indústria do petróleo no Brasil se esgota com alcance pelo país da autossuficiência, que veio a ocorrer no ano de 2006, momento em que a produção ultrapassou o consumo interno da *commodity*. Contudo, cabe ressaltar que alcançar a “autossuficiência” não significa dizer que o Brasil não tem mais a necessidade de importar petróleo. O Brasil continua a importar petróleo, sobretudo, o óleo leve, uma vez que o parque de refino brasileiro foi implantado para receber este tipo de petróleo e a produção interna é majoritariamente de óleo mais pesado. Dessa forma, o que passou a acontecer é que o Brasil se tornou um exportador líquido da *commodity*, isto é, o volume exportado é superior ao volume importado.

Conforme pode ser observado na TABELA 7, somente entre os anos de 2000 e 2012 a produção brasileira cresceu 67,4%, saindo de uma produção média diária de aproximadamente 1,2 milhões de barris para 2,1 milhões de barris. A produção brasileira tem crescido acima do consumo interno, fato que está possibilitando a ampliação do volume destinado ao mercado externo. Enquanto a produção registra um incremento médio anual de 4,4%, o consumo cresce em torno de 1% ao ano, possibilitando que as exportações chegassem a alcançar nos últimos anos até 30% da produção total. Por outro lado observa-se a diminuição do volume das importações. Pode-se verificar que foi exatamente no ano de 2006 que a produção interna superou pela primeira vez o consumo interno, estágio que se consolidaria a partir do ano de 2008.



Tabela 7 – Produção, Importação, Exportação e Consumo Interno de petróleo no Brasil, em barris (2000 -2012)

Ano	Produção	Importação	Exportação	Consumo interno Aparente
2000	450.626.116	145.300.794	6.818.662	589.108.248
2001	471.862.238	152.182.046	40.433.997	583.610.287
2002	530.854.512	138.725.789	85.760.604	583.819.697
2003	546.080.480	125.535.296	88.246.396	583.369.379
2004	540.717.037	169.275.492	84.251.682	625.740.848
2005	596.254.624	138.213.440	100.190.450	634.277.614
2006	628.797.408	131.508.359	134.336.184	625.969.583
2007	638.018.383	159.633.574	153.812.509	643.839.448
2008	663.275.425	149.207.982	158.110.477	654.372.930
2009	711.882.885	143.513.364	191.858.801	663.537.448
2010	749.953.844	123.648.637	230.492.050	643.110.431
2011	768.470.812	121.126.397	220.648.740	668.948.469
2012	754.408.649	113.801.213	200.652.674	667.557.188

Fonte: ANP

O Brasil alcançou sua autossuficiência no momento extremamente oportuno, pois foi exatamente dois anos depois, em 2008, que estourou a crise financeira internacional, levando o preço do petróleo a atingir o maior valor histórico, superando os 100 dólares por barril, nível de preço que se mantém nos últimos anos (Em 2012 o preço médio do petróleo importado pelo Brasil foi de US\$ 118 por barril, superior a média do ano de 2008 que foi de US\$ 111 por barril, segundo a ANP). Em função do diferencial de preço entre o óleo importado (de melhor qualidade) pelo Brasil e o óleo exportado (sem a mesma qualidade do óleo importado), em termos monetários a autossuficiência só viria a ocorrer em 2010, quando o país passa a ser superavitário neste comércio. A TABELA 8 mostra que a produção brasileira de Petróleo ultrapassou o valor de US\$ 76,3 bilhões em 2012<sup>1</sup>. Observa-se ainda que os valores das importações cresceram em média a 10% ao ano, enquanto os valores exportados a uma taxa anual de aproximadamente 50% nos últimos 12 anos.

<sup>1</sup> O valor da produção interna, e consequentemente do consumo interno, decorre de estimativas do autor. Isso porque que se utilizou o preço médio do petróleo exportado como base para cálculo do valor da produção interna. Desta forma, o autor tomou como pressuposto a homogeneidade na qualidade do petróleo produzido internamente, não levando em consideração os diversos tipos produzidos que correspondem a valores distintos. Desta maneira podem existir diferenças entre o valor real e o estimado, apesar da maior parte da produção brasileira ser de petróleo da Bacia de Campos, do qual corresponde a maior parte do óleo exportado. A ANP divulga os valores das importações e das exportações.

Tabela 8 – Valor da Produção, Importação, Exportação e Consumo Interno de petróleo do Brasil, em US\$ (2000-2012)

Ano	Produção	Importação	Exportação	Consumo interno Aparente
2000	10.480.433.117	4.305.615.384	158.584.973	14.627.463.528
2001	8.412.525.291	3.969.635.866	720.871.467	11.661.289.690
2002	10.469.519.519	3.418.001.940	1.691.371.736	12.196.149.723
2003	13.130.788.073	3.820.112.917	2.121.930.323	14.828.970.667
2004	16.222.415.398	6.743.555.013	2.527.691.352	20.438.279.059
2005	24.783.523.964	7.648.440.767	4.164.449.735	28.267.514.996
2006	32.270.611.996	9.088.006.220	6.894.288.712	34.464.329.504
2007	36.938.448.747	11.974.015.240	8.905.065.463	40.007.398.524
2008	57.399.338.492	16.572.554.581	13.682.757.519	60.289.135.554
2009	34.768.343.097	9.205.488.366	9.370.379.272	34.603.452.191
2010	53.013.446.670	10.096.538.553	16.293.240.040	46.816.745.183
2011	75.873.891.517	14.135.052.049	21.785.444.945	68.223.498.621
2012	76.394.906.619	13.433.636.473	20.319.017.140	69.509.525.952

Fonte: ANP

As expectativas para a produção de petróleo no Brasil foram enlanguescidas com a descoberta de petróleo na camada denominada de pré-sal, divulgada em 2007. De acordo com a ANP, as estimativas das reservas do Pré-sal indicam potencial de 70 a 100 bilhões de barris de óleo equivalente que, vindo a confirma-se, colocará o Brasil como a 6ª maior reserva de petróleo do mundo.

A produção no pré-sal demandará um alto volume de recursos financeiros e tecnológicos, fazendo com que a Petrobras dirija ainda mais as suas atenções para a nova fronteira produtiva. Serão diversas etapas para a consolidação da produção e a expectativa é que ela já comece a render frutos até o ano de 2016, quando se espera uma produção de aproximadamente 1 milhão de barris/dia de petróleo, somente do pré-sal.

A Petrobras prevê a “fase zero” de exploração do Pré-sal, ao priorizar a coleta geral de informações e mapeamento do pré-sal. Entre 2013 e 2016 está prevista a “fase 1ª”, com a meta de atingir 1 milhão de barris por dia. Após 2017, terá início a “fase 1b”, com incremento da produção e aceleração do processo de inovação. A empresa informa que, a partir deste momento, é projetado o uso massivo de novas tecnologias especialmente desenhadas para as condições específicas dos reservatórios do Pré-sal. A produção de petróleo e gás natural no Pré-sal em novembro aumentou 25,6% em relação ao mês anterior, estabelecendo um novo recorde. Foram produzidos 227,6 Mbbl/d de petróleo e 7,1 MMm<sup>3</sup>/d de gás natural, totalizando 272,1 Mboe/d. Dois novos poços iniciaram a produção nos campos de Jubarte e Marlim Leste, elevando o total de poços em reservatórios do Pré-sal para 15, sendo 2 em Jubarte, 4 em Lula, 2 em Marlim Leste, 1 em Barracuda, 4 em Baleia Azul, 1 em reservatório compartilhado pelos campos de Caratinga e

Barracuda e 1 em reservatório compartilhado pelos campos de Marlim e Voador (ANP, 2013).

Esta terceira fase tem representado ainda em maior grau a marginalização de áreas com menor rentabilidade, em especial aos antigos sistemas de produção terrestres, uma vez que as novas fronteiras produtivas exigem um volume elevado de recursos a serem investidos, e em função das expectativas tornam-se áreas estratégicas e prioritárias na aplicação dos recursos disponíveis.

Por outro lado, ao observar a concentração dos esforços da Petrobras e das grandes empresas internacionais nas grandes áreas produtoras, as empresas independentes enxergam a lacuna deixada nas áreas de menor produção e ampliam o coro de exigências para que se abram os espaços para atuação em tais áreas.

Essas empresas querem um novo modelo de contrato de concessão para as áreas terrestres; incentivos fiscais e econômicos, acesso a crédito e simplificação dos processos regulatórios, devolução de áreas pela Petrobras e novos leilões, além de regulamentação da infraestrutura de dutos terrestres para o escoamento da produção que na prática lhes dê acesso à estrutura da Petrobras [...] "Ele também poderia incentivar a Petrobras a vender campos menores para produtores independentes (SETOR, 2011)

Diante deste cenário, onde os campos de petróleo localizados em áreas menos rentáveis são marginalizados pelas grandes companhias, sobretudo a Petrobras, a inserção de empresas independentes, de pequeno e médio portes, torna-se fundamental para a manutenção dos investimentos e consequentemente do prolongamento da produção destes sítios, possibilitando assim que os impactos socioeconômicos sejam minimizados, ou até mesmo, uma melhora do quadro quando comparado ao atual apresentado.

### **3 BACIA DO RECÔNCAVO BAIANO: O MAIS ANTIGO SISTEMA DE PRODUÇÃO PETROLÍFERO NO BRASIL**

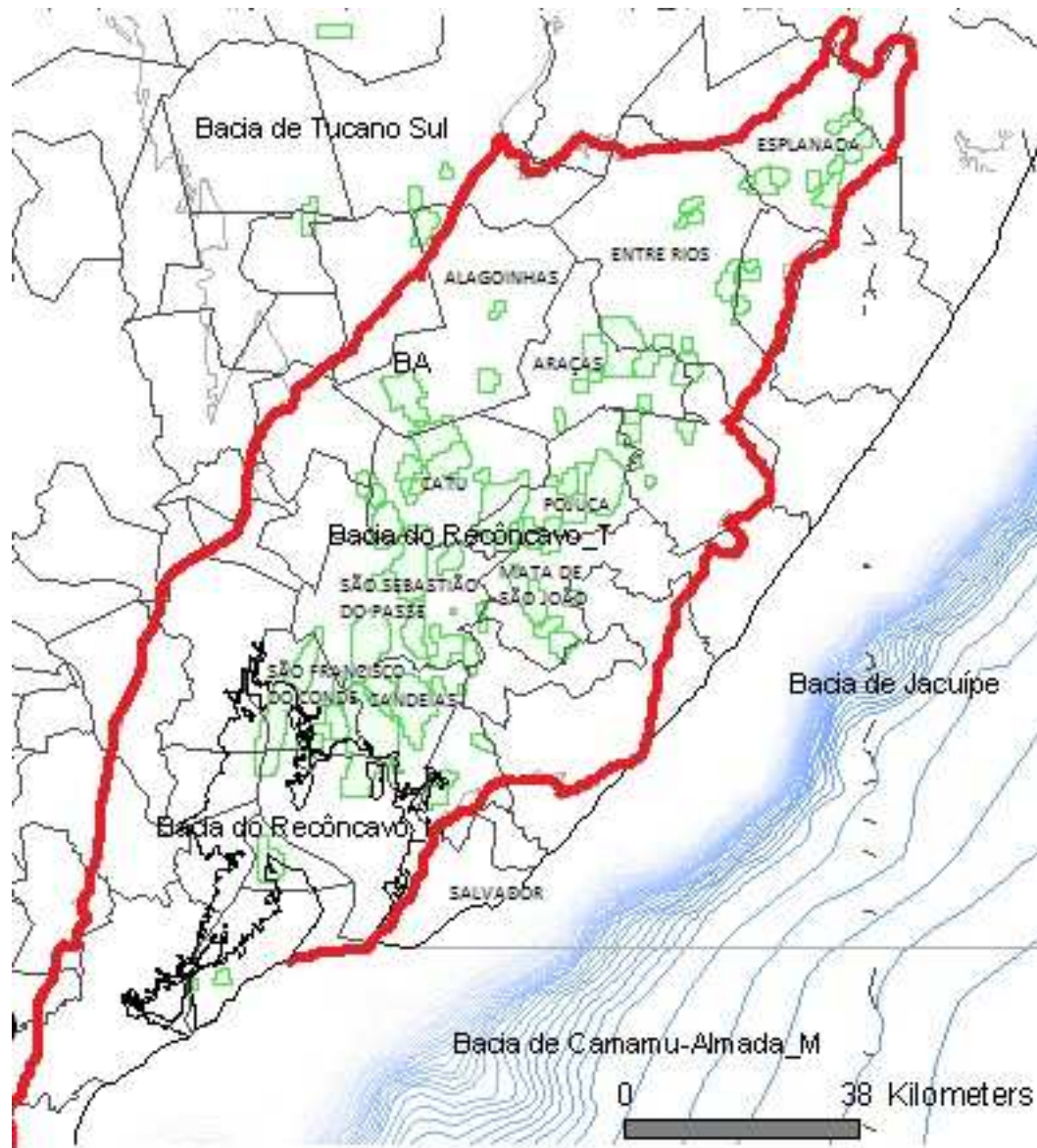
A história do petróleo na Bahia se confunde com a história do recurso no Brasil, afinal foi neste Estado que todos os esforços de descoberta de petróleo no país se iniciaram. Para Lucchesi (1998) os primeiros indícios de petróleo emergiram justamente na Bacia do Recôncavo Baiano, em Lobato, no subúrbio da cidade de Salvador, ainda em meados do século XIX, quando durante a construção da Estrada de Ferro Leste Brasileiro, o engenheiro inglês Samuel Allport observou gotejamento de óleo em cortes da estrada. A partir deste fato diversas incursões na tentativa de explorar petróleo foram feitas na região, contudo a primeira descoberta só se revelou em 1939, já sob a organização do CNP. A primeira descoberta de óleo foi considerada não comercial, mas serviu para acender as esperanças quanto à existência de petróleo no Brasil e colocar o Estado brasileiro como agente responsável pela empreitada.

De acordo com Lemos e Jardim (2003) a Bacia do Recôncavo é a mais antiga província petrolífera brasileira e ocupa uma área de aproximadamente 11.000 Km<sup>2</sup> do território do Estado da Bahia (ver abrangência da Bacia do Recôncavo na FIGURA 1). Apesar de o petróleo ter se mostrado em Lobato pela primeira vez, sem viabilidade comercial, a descoberta incentivou o CNP a realizar novas pesquisas na região. Em 1941, dois anos após a descoberta em Lobato, na cidade de Candeias o primeiro campo comercial iniciou a produção. Entre 1941 e 1953, além do campo de Candeias, foram descobertos os campos de Dom João, Aratu e Água Grande<sup>2</sup>, que atualmente ainda se encontram em atividade. Essas descobertas na Bacia do Recôncavo foram fundamentais como pontos de argumentação para justificar o investimento do Estado na produção de petróleo, num período marcado pelo intenso debate acerca do monopólio das atividades petrolíferas pela União, que culminaria na criação da Petrobrás em 1953.

---

<sup>2</sup> Mesmo depois de quase seis décadas de produção, o campo de Água Grande, localizado entre os municípios de Catu e Pojuca, tem produção superior a 3 mil barris por dia, sendo o sexto maior produtor do estado da Bahia. Segundo CEPA (1999) “O campo que mais produziu até hoje foi o de Água Grande, na Bahia, com um total acumulado de 42,9 milhões de m<sup>3</sup> (274 milhões de barris)”

**FIGURA 1 – Abrangência territorial da Bacia do Recôncavo Baiano**



Fonte: Elaboração do autor com base em mapeamento do WEB MAPS – BDEP

Para a economia do estado da Bahia, essas descobertas foram fundamentais, pois viabilizaram o primeiro grande investimento industrial no estado que foi a implantação da Refinaria Landulpho Alves de Mataripe<sup>3</sup>, instalada no município de São Francisco do Conde, ao mesmo passo as descobertas direcionaram para o Recôncavo os investimentos em pesquisa e extração de petróleo, revelando novos campos produtores. O aumento da produção induzia a ampliação da capacidade de produção da refinaria, integrada nacionalmente e que por mais de três décadas foi a principal fonte de abastecimento da indústria brasileira. A extração de petróleo

<sup>3</sup> Quando inaugurada em 1950 era intitulada apenas Refinaria de Mataripe. Com a criação da Petrobras em 1953 a refinaria foi incorporada pela empresa e passou a se chamar Refinaria Landulpho Alves de Mataripe. Landulpho Alves foi senador pelo estado da Bahia no período de 1951-1954, e um dos principais defensores do monopólio estatal e da criação da Petrobrás, sendo relator da lei que criava a Petrobras.

na Bacia do Recôncavo articulada com o refino do recurso possibilitou a introdução da indústria química-petroquímica no estado em meados dos anos de 1970, mediante a implantação do Polo Petroquímico de Camaçari, que iria mudar de uma vez por todas a base da estrutura produtiva do Estado.

“Durante os anos 60, a Bacia do Recôncavo Baiano continuou revelando novos campos de petróleo chegando, no dia 1º de janeiro de 1969, a somar seu maior volume histórico de produção: 171.702 barris em 45 campos de produção” (ISTO É, 2006). A partir da década de 1970 a produção nos campos da Bacia do Recôncavo começou a declinar, e a produção de petróleo não era mais exclusividade daquela região. Outras bacias desde a década de 1960 começaram a obter importância, como a Bacia Sergipe-Alagoas e mais adiante, na segunda metade dos anos de 1970, começaram as primeiras descobertas na Bacia de Campos. Ainda assim, ao final da década de 1970, segundo Anuário Estatístico do IBGE (1990), no ano de 1978 a produção baiana era responsável por 57,7% da produção nacional, como mostra a TABELA 9.

Tabela 9 - Distribuição da produção de petróleo no Brasil, segundo estados e campos de produção – Ano 1978, em barris/dia

Estado	Campos Terrestres		Campos Marítimos		Total	
	Produção	Part. (%)	Produção	Part. (%)	Produção	Part. (%)
Bahia	82.896	<b>71,2</b>	9.146	<b>21,2</b>	92.043	<b>57,7</b>
Sergipe	28.004	<b>24,0</b>	18.879	<b>43,8</b>	46.884	<b>29,4</b>
Rio de Janeiro	0	<b>0,0</b>	8.463	<b>19,6</b>	8.463	<b>5,3</b>
Rio Grande do Norte	0	<b>0,0</b>	4.459	<b>10,3</b>	4.459	<b>2,8</b>
Espírito Santo	3.254	<b>2,8</b>	2.172	<b>5,0</b>	5.427	<b>3,4</b>
Alagoas	2.303	<b>2,0</b>	0	<b>0,0</b>	2.303	<b>1,4</b>
<b>Brasil</b>	<b>116.459</b>	<b>100,0</b>	<b>43.121</b>	<b>100,0</b>	<b>159.581</b>	<b>100,0</b>

Fonte: Elaboração do autor com base em dados do Anuário Estatístico do Brasil - 1990

A década de 1980 foi marcada pela descoberta de campos gigantes na Bacia de Campos no Rio de Janeiro, ao mesmo tempo em que ocorria o declínio da participação dos campos terrestres no total da produção nacional. Se, ao final dos anos de 1970, os campos terrestres respondiam por 73% (como mostra o TABELA 9), ao final dos anos de 1980 representavam pouco mais de 30% da produção nacional (ver TABELA 10). A queda da participação se deu, sobretudo, pelas novas descobertas na plataforma continental, uma vez que a produção em terra aumentou por conta de novas descobertas, sendo a mais significativa na faixa terrestre da Bacia Potiguar, assim como o ganho de produção em outras bacias, sobretudo as do Espírito Santo e Sergipe-Alagoas.

Como apresenta a TABELA 10, a produção da Bacia do Recôncavo defrontou-se com significativa redução, superior a 13% entre 1978 e 1989, isto é, de uma produção diária próxima a 83 mil barris em 1978, declinou para quase 72 mil barris por dia no ano de 1989<sup>4</sup>.

Tabela 10 - Distribuição da Produção de petróleo em campos terrestres no Brasil, segundo estado (1978-1989), em barris/dia

Estado	Ano 1978		Ano 1989		Variação 1978-1989 (%)
	Produção	Part. (%)	Produção	Part. (%)	
Bahia	82.896	71,2	71.932	37,1	-13,2
Rio Grande do Norte	0,00	0,0	57.401	29,6	100,0
Sergipe	28.004	24,0	35.561	18,3	27,0
Espírito Santo	3.254	2,8	13.496	7,0	314,7
Alagoas	2.303	2,0	8.561	4,4	271,7
Ceará	0	0,0	3.961	2,0	100,0
Amazonas	0	0,0	3.180	1,6	100,0
<b>Brasil</b>	<b>116.459</b>	<b>100,0</b>	<b>194.094,87</b>	<b>100</b>	<b>66,7</b>

Fonte: Elaboração do autor com base em dados do Anuário Estatístico do Brasil – 1990

Na década de 1990 a tendência de retração produtiva nos campos da Bacia do Recôncavo Baiano se manteve. Como apresenta a TABELA 11, entre os anos de 1990 e 2000, a produção nos campos terrestres baianos declinou em 29,6%, enquanto que a produção nacional em campos terrestres elevou-se em 13,1%. Este movimento tirou da Bahia a posição que ocupava, no início da década de 1990, de maior produtor em terra e o segundo maior produtor de petróleo do país, atrás apenas do Rio de Janeiro. Além da queda de produção, novas descobertas e ampliação da produção na Bacia Potiguar, no Rio Grande do Norte e na Bacia de Urucum, no Estado do Amazonas, diminuíram a importância produtiva baiana. No ano 2000, o Rio Grande do Norte já era o maior produtor de petróleo em campos terrestres do Brasil, representando 35,7% da produção em terra e o segundo maior produtor nacional com 7% da produção. As descobertas realizadas na Bacia de Urucum na década de 1990, elevaram a produção de pouco mais de 3,7 mil barris/dia em 1990 para mais de 43,2 mil barris/dia no ano 2000.

<sup>4</sup> Os campos Candeias e Dom João, localizados na Bacia do Recôncavo possuem além da fatia terrestre, extensão marítima. A extensão marítima é computada de maneira desagregada. Em 1978, segundo o Anuário Estatístico do Brasil de 1990, a extensão marítima da Bacia do Recôncavo produziu em média 9.147 barris de petróleo por dia, representando 9,9% da produção. Para 1989 o anuário não apresentou informações sobre a extensão em mar da Bacia do Recôncavo. No Ano de 1991, segundo o Anuário Estatístico do Brasil de 1994, a extensão em mar foi responsável por 2,6% da produção da Bacia do Recôncavo, com produção de 2.186 barris por dia.

Tabela 11 - Evolução da produção de petróleo em campos terrestres no Brasil, segundo estado (1990-2000-2009), em barris/dia

Localização	Ano 1990		Ano 2000		Ano 2009		(b)/(a) %	(c)/(b) %
	Produção (a)	Part. (%)	Produção (b)	Part. (%)	Produção (C)	Part. (%)		
Rio Grande do Norte	59.219	31,9	74.905	35,7	50.122	27,9	26,5	-33,1
Bahia	66.756	36,0	47.024	22,4	40.116	22,4	-29,6	-14,7
Sergipe	33.358	18,0	24.393	11,6	34.474	19,2	-26,9	41,3
Amazonas	3.703	2,0	43.212	20,6	33.838	18,9	1.066,8	-21,7
Espirito Santo	10.774	5,8	12.515	6,0	12.566	7,0	16,2	0,4
Alagoas	7.589	4,1	5.574	2,7	6.153	3,4	-26,5	10,4
Ceará	4.286	2,3	2.325	1,1	2.084	1,2	-45,8	-10,4
<b>Brasil</b>	<b>185.689</b>	<b>100,0</b>	<b>209.951</b>	<b>100,0</b>	<b>179.355,03</b>	<b>100,0</b>	<b>13,1</b>	<b>-14,6</b>

Fonte: Elaboração do autor com base em informações do Anuário Estatístico Brasileiro e Agência Nacional do Petróleo

De fato, a década de 1990 foi marcada pela perda de importância dos campos baianos, implicando forte queda dos investimentos na região. Na TABELA 12, é possível perceber que as reservas totais durante os anos de 1992-1999 foram diminuídas em 37,3%, assim como as provadas que recuaram 34%. O mesmo sentido se verifica com os números de poços produtores que, em 1999, apresentaram uma redução de 13,5% do número de unidades em atividade quando comparado a 1992.

Tabela 12 - Evolução das Reservas, Poços produtores e produção de petróleo da Bacia do Recôncavo Baiano (1992-1999)

Bacia do Recôncavo	Ano								Var. (%) 1992-1999
	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	
Reservas totais (milhões de barris)	462,7	418,7	429,2	414,1	384,4	389,5	289,2	290,3	-37,3
Reservas provadas (milhões de barris)	287,3	255,1	224,3	217,6	206	206,6	192,8	189,7	-34
Poços produtores	1.818	2.188	2.260	1.841	1.675	1.548	1.378	1.573	-13,5
Produção (b/d)	62.521	57.523	56.208	53.184	54.107	50.285	49.405	47.025	-24,8

Fonte: Elaboração do autor com base em dados do Anuário Brasileiro

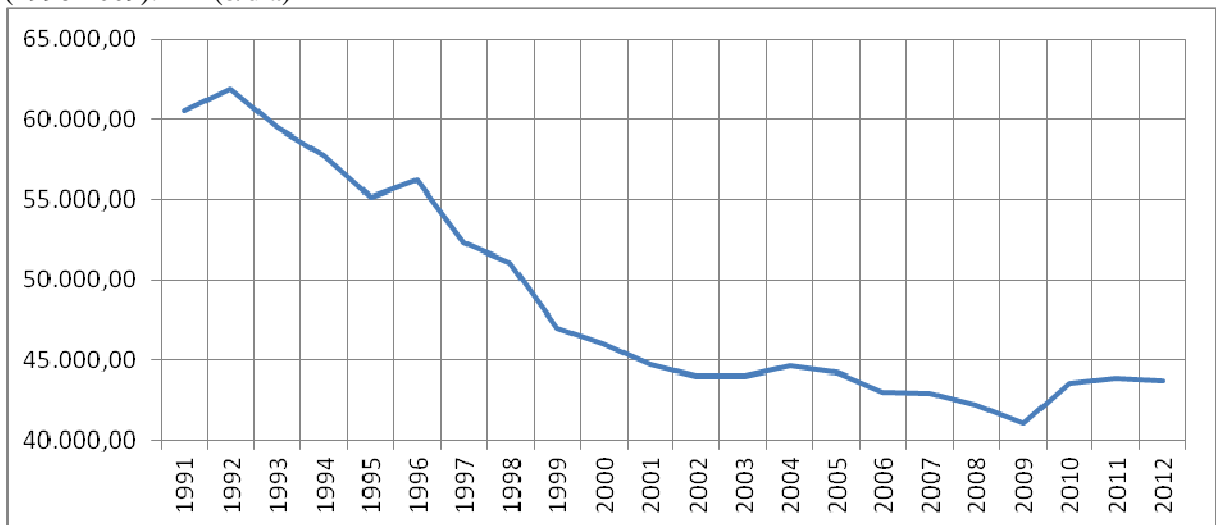
No final dos anos 1990, as esperanças de reverter o declínio da produção baiana foram realimentadas, a partir da promulgação da Lei do Petróleo em 1997. Para Sales, Sacramento e Alcoforado (2010), é justamente desta configuração regulatória, sobretudo com a possibilidade de presença de empresas de pequeno e médio portes, que se passou a ter a perspectiva de reestímulo à produção em campos *on-shore*, uma vez que estas empresas possuem estruturas de custos compatíveis com as expectativas de retorno destes campos, encarados como marginais para grandes empresas como a Petrobras.



Foram na Bacia do Recôncavo as primeiras experiências de produção através de empresas independentes. A introdução ocorreu pela primeira vez, por meio de contratos com cláusulas de risco entre a empresa Petrorecôncavo e a Petrobras em alguns campos de produção. Outra forma de inserção se deu também com a presença da Petrobras, através de leilão de campos de produção e tendo como vencedora a empresa W. Washington. Mais à frente as formas de inserção ficaram restritas às Rodadas de Licitação da ANP. A análise mais detalhada dessas inserções serão realizadas mais adiante, no capítulo 4 que trata da Lei do Petróleo e suas repercussões sobre a Bacia do Recôncavo. O importante a ser mencionado é que a quebra do monopólio gerou a possibilidade de uma nova valorização dos campos terrestres, mas agora sob uma perspectiva do investimento privado.

Nos primeiros anos do novo século a produção do Estado continuou a declinar, contudo com uma taxa de declínio bastante inferior a década passada, como mostra a GRÁFICO 1.

Gráfico 1 - Evolução da produção de petróleo dos campos terrestres da Bacia do Recôncavo Baiano – (1990-2009). Em (b/dia)



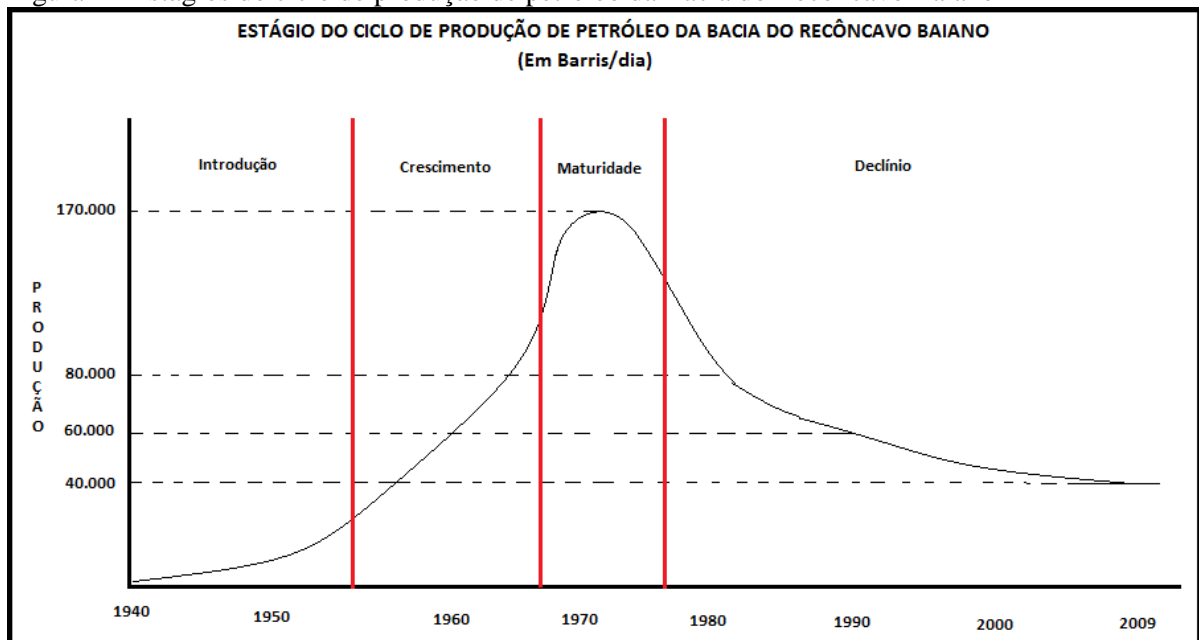
Fonte: ANP

Enquanto a taxa anual efetiva de declínio era de 3,44% na década de 1990, entre 2000 e 2009 a taxa recuou para 1,75%. A queda é resultante da ampliação dos métodos de recuperação de reservas adotados nos campos terrestres, assim como a reabertura de poços que se encontravam lacrados. A escala ascendente do preço do petróleo na nova década elevou a importância da produção nos campos terrestres, mesmo que de forma secundária, uma vez que, na maioria desses campos, o petróleo é de boa qualidade e possui elevado valor de mercado.

### 3.1 CARACTERÍSTICAS PRODUTIVAS

Percorrendo mais de 11 mil quilômetros quadrados do subsolo baiano e com mais de 70 anos de produção, a Bacia do Recôncavo é umas das mais de maior conteúdo petrolífero dentre todas as bacias do sistema de produção terrestre de petróleo brasileiro. Como já observado, o pico de produção ocorreu próximo aos 170 mil barris/dia, no período que corresponde ao final dos anos de 1960 e início dos anos de 1970. A produção atual corresponde a aproximadamente 25% do que era produzido no período de produção máxima do sistema. Como foi apresentado na primeira parte deste capítulo, a produção da Bacia do Recôncavo apresenta tendência declinante, desde que atingiu seu pico de produção (ver FIGURA 2), sendo então considerados seus campos de produção, pela literatura especializada, como maduros e/ou marginais.

Figura 2 - Estágios do ciclo de produção de petróleo da Bacia do Recôncavo Baiano



Fonte: Elaboração do autor.

Não existe legislação específica no Brasil caracterizando campos maduros ou marginais, o que existe são conceituações que variam com empresas, centros acadêmicos, técnicos, pesquisadores, dentre outros. Para Sales, Sacramento e Alcoforado (2010) a literatura chega a certo consenso a cerca da problemática, definindo campos maduros como aqueles que se encontram em estágios avançados de exploração. Os campos marginais foram sendo definidos como aqueles que apresentam baixa produtividade e custos operacionais elevados,

independentemente de ser maduros ou não, e cuja produção fosse considerada marginal para grandes empresas que atuam no mercado.

Para a literatura especializada existe a necessidade de se estabelecerem deterministicamente definições para os campos maduros e marginais, sendo que, desta forma, pode-se adotar políticas de incentivos a estes tipos de campos e principalmente reestimar a produção nos sistemas de produção mais antigos, sobretudo os terrestres.

Em geral, esses campos só se tornam economicamente viáveis sob determinadas condições, geralmente relacionadas ao aporte de algum tipo incentivo, combinada com novas soluções técnicas que possibilitem uma redução dos custos operacionais para os produtores. (LEMOS: JARDIM, 2003, p. 39-40)

CÂMARA (2004) defende a necessidade de elaborar definições para campos maduros e marginais e, a partir daí, se criar uma política regulatória específica. Contudo na sua reflexão, aponta que a necessidade existe para que os incentivos sejam realmente justos e não haja distorções, como por exemplo, beneficiar campos que não necessitem de incentivos.

Após classificar, os campos maduros e os campos marginais brasileiros devem possuir uma política regulatória específica. Os campos maduros, por exemplo, são campos que, apesar de menos rentáveis do que no início das suas vidas produtivas, ainda são lucrativos e, certamente, não tem necessidades de incentivos para continuar produzindo, porém, podem ser incentivados para um incremento na produção. Já os campos marginais precisam ser incentivados, pois as despesas do operador estão muito próximas ou são menores do que a receita proveniente do campo. (CÂMARA, 2004, p. 122-123)

Os campos baianos, certamente a maioria, podem ser considerados maduros, assim como maior parte produz na faixa marginal ao principal *player* da cadeia produtiva, a Petrobras. Ainda assim a indústria do petróleo baiana revelou-se um negócio de faturamento superior a R\$ 3 bilhões no ano de 2009, segundo a Pesquisa Industrial Anual (PIA) do IBGE. Segundo levantamento feito pelo autor, com base em dados da ANP, referentes à produção e preços de referência do petróleo e gás de setembro de 2010, naquele mês a receita bruta da produção<sup>5</sup>

---

<sup>5</sup> A receita bruta da produção foi obtida através da seguinte fórmula:

Valor da produção = [(P.petróleo x Q.petróleo) + (P.gás + Q.gás)]

Onde:

P.petróleo: Preço de referência do petróleo

P.gás: Preço de referência do gás

correspondeu a R\$ 202,4 milhões, sendo R\$ 172,2 milhões de petróleo e R\$ 30,2 milhões de gás. Diante destas magnitudes de valor, ressalta-se que o caráter marginal da atividade é relativo, neste caso a atual configuração produtiva da indústria petrolífera nacional que trabalha com faturamentos mensais bilionários. Contudo, se se compara com outros segmentos industriais, tomando-se como parâmetro o faturamento bruto, nota-se que é uma atividade de elevado valor de produção.

Acrescenta-se, ainda, que o petróleo da Bacia do Recôncavo é considerado do tipo leve ou de base parafínica, isto é, um óleo de melhor qualidade e valorizado pelo mercado, devido à possibilidade de maior aproveitamento de produtos mais nobres no refino<sup>6</sup>. Segundo a Portaria ANP nº 206/2000, revisada em 2010, o Baiano Mistura, principal tipo de petróleo da Bacia do Recôncavo possui Grau API correspondente a 36,5 sendo um dos maiores no Brasil. Ainda segundo essa portaria o teor de enxofre da corrente Baiano Mistura é de 0,06% e a sua composição quanto à fração de destilados está subdividida da seguinte forma: 20,22% fração leve, 49,58% fração média, 30,20% fração pesada (resíduos).

Além da corrente de óleo Baiano Mistura, segundo a Portaria ANP nº 206/2000, têm-se correntes menores na Bacia do Recôncavo como a corrente Canário (API de 30,7), Fazenda Santo Estevão (API de 35,2), Lagoa do Paulo (API de 38,06) e a Uirapuru (API de 38,4). Da corrente Baiano Mistura extrai-se quase que a totalidade do petróleo da Bacia do Recôncavo.

Apesar da maior qualidade do óleo da Bacia do Recôncavo quando comparada a média nacional, existem algumas desvantagens na produção desses campos em função da

---

Q.petróleo: Quantidade produzida de petróleo

Q.gás: Quantidade produzida de gás

O preço de referência, segundo a ANP, “Preço a ser aplicado a cada mês ao petróleo produzido em cada campo durante o referido mês, em reais por metro cúbico, na condição padrão de medição, será igual à média ponderada dos seus preços de venda praticados pelo concessionário, ou ao Preço Mínimo estabelecido pela ANP, aplicando-se o que for maior”. O preço de referência do petróleo e do gás é divulgado por campo mensalmente pela ANP, assim como a produção. O preço de referência do petróleo é comum a todos os campos de uma mesma corrente de petróleo, por exemplo, a todos os campos da corrente Baiano Mistura o preço em setembro de 2009 foi de R\$ 822,3335/m<sup>3</sup>. Já para a corrente Lagoa do Paulo correspondeu a R\$ 827,2886/m<sup>3</sup>. De outro lado o preço de referência do gás varia de campo para campo. Aqui neste trabalho o valor da produção total da Bacia do Recôncavo foi obtido a partir da soma do valor de produção de cada campo.

<sup>6</sup> A qualidade do óleo é medida pela sua densidade relativa, e o parâmetro mais utilizado é o grau API, uma escala hidrométrica, idealizado pela American Petroleum Institute (API). Para ONIP (2010), a partir desta escala se pode classificar o petróleo nas seguintes formas: Leve (API maior que 31,1); médio (API entre 22,3 a 31,1); Pesado (API entre 10 e 22,3); e extra-pesado (API abaixo de 10).

característica parafínica do óleo e da elevada profundidade dos poços, o que leva a ampliação dos custos de produção.

O petróleo do Recôncavo é de boa qualidade, em termos de aproveitamento de produtos mais nobres no refino, mas o perfil parafínico do óleo demanda serviços específicos de manutenção dos poços. Os poços são de grande profundidade para e média de campos em terra. Devido a uma profundidade de poço em média superior a 1000 metros, complexidade operacional e o custo de produção são mais elevados aos comparados com campos on-shore rasos, a exemplo dos campos do Texas. (LEMOS; JARDIM, 2003, p.29-30)

Ainda para Lemos e Jardim (2003), apesar das dificuldades apresentadas acima, existem características produtivas e conjunturais que favorecem à produção nos campos maduros, a destacar: a) o potencial de incorporar reservas a esses campos por meio de métodos de recuperação (térmico, gasosos, químicos); b) tendência ao aumento do consumo e da participação do petróleo na matriz energética mundial; c) propriedades do óleo e das jazidas já são conhecidas, minimizando o risco exploratório.

## **4 OS AVANÇOS NA INDÚSTRIA DA BACIA DO RECÔNCAVO**

Este capítulo avalia as transformações na indústria petrolífera na região da Bacia do Recôncavo a partir da abertura do mercado, observando as formas de inserções de novos agentes produtores, assim como a evolução dos indicadores econômicos.

### **4.1 A INSERÇÃO DE NOVOS AGENTES**

Desde a abertura do setor de petróleo e gás no Brasil, basicamente, ocorreram a inserção de novos agentes nas atividades de produção a partir de três formas contratuais: a concessão com cláusulas de riscos estabelecida entre a Petrobras e empresas independentes para operação de campos em estágio declinante de produção; os leilões de campos marginais da Petrobras; e, por fim, a forma mais ampliada, que se dá por meio das rodadas de licitação de novos blocos realizadas pela ANP.

#### **4.1.1 Contratos com cláusulas de risco – O caso Petrorecôncavo**

A partir de fevereiro do ano 2000, a empresa Petrorecôncavo passou a operar 12 campos da Petrobras por meio de contratos baseados em cláusulas de riscos. Os campos estabelecidos em contrato foram: Brejinho, Canabrava, Cassarongongo, Fazenda Belém, Gomo, Mata de São João, Norte Fazenda Curuaçu, Remanso, Rio dos Ovos, Rio Subaúma, São Pedro e Sesmaria. Segundo Lemos e Jardim (2003), o contrato assinado entre a Petrorecôncavo e a Petrobras, para um período de 24 anos, envolve a produção em 12 campos que equivalem a 3,73% das reservas totais”.

O contrato com cláusulas de riscos representa nada mais do que a terceirização da produção, onde a Petrorecôncavo passou a operar campos que já estavam em fase de produção da Petrobras, muito embora apresentando taxas de declínio, com metas pré-estabelecidas de produção. Existem dois aspectos que caracterizam esta forma de contrato. A primeira é que a empresa passa a ser paga pela prestação de serviços com base nos custos estimados pela Petrobras para manutenção das atividades. A segunda e mais importante é que a Petrorecôncavo, para obter ganhos em cima da produção, precisa ampliar a produção dos campos. Isso porque a Petrobras estabeleceu uma estimativa de produção para a Petrorecôncavo baseada nas taxas de declínio da produção de cada campo.

Neste contrato a Petrobras possui a produção base dos campos; a Petrobras possui 15% da produção incremental dos campos (produção derivada da operação e dos investimentos feitos pelo contratado); os custos e investimentos do contratado só serão recuperados a partir da parcela da produção incremental (LEMOS; JARDIM, 2003, p.62).

O contrato estabelece ainda que, obrigatoriamente, a Petroreôncavo deve destinar a produção desses campos, mesmo a produção excedente, para a Petrobras prioritariamente. Somente no caso de a Petrobras não demonstrar interesse pela produção a Petroreôncavo poderá vender a produção excedente a outra empresa.

De acordo com Lemos e Jardim, 2003, a Petroreôncavo é formada por uma associação de empresas que já possuíam *know-how* no setor de petróleo, o que levou a diminuir as dificuldades encontradas para a produção em um curto espaço de tempo. A Petroreôncavo é formada pelas empresas Perbras e Petrosantander, atuantes do setor e pelo Banco Opportunity que possibilitou acesso a capital.

[...] a Perbras e a Petrosantander já contavam com alguma tradição no setor de petróleo, a primeira como fornecedora de serviços de sondas *workover* na região e a segunda como operadora de exploração de campos nos Estados Unidos. Tal histórico constituiu, sem dúvida, uma importante vantagem inicial da Petroreôncavo para sua capacitação nas atividades de exploração de petróleo (LEMOS; JARDIM, 2003; p.58).

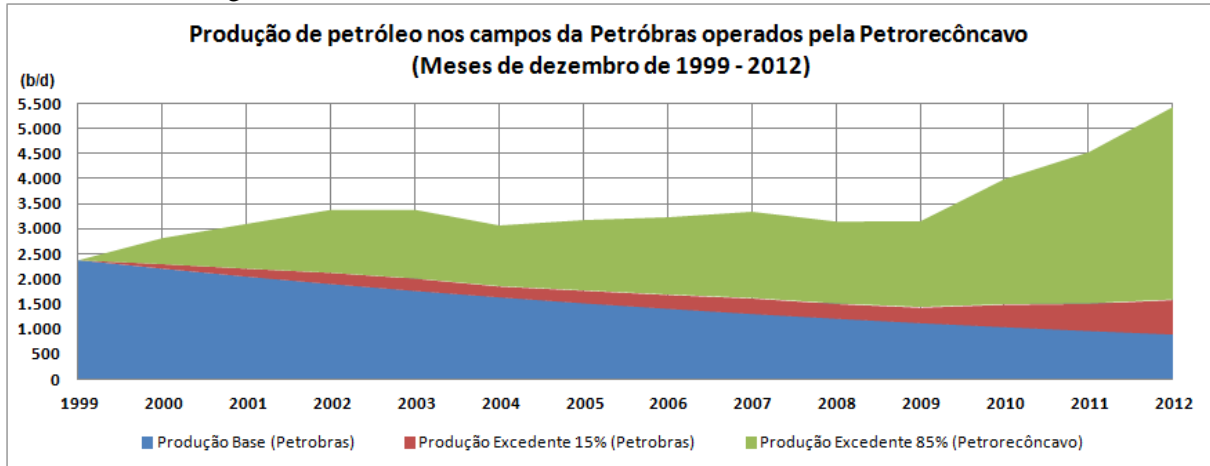
Entre as modalidades de inserção de empresas independentes, o caso da Petroreôncavo é considerado o mais exitoso no país. Os campos que a empresa opera da Petrobras produzem atualmente mais de 5,2 mil barris/dia de petróleo, expressivamente superior à produção aproximada de 2,2 mil barris/dia registrada pelos campos antes da operação da empresa. Atualmente a Petroreôncavo é a maior produtora independente do país, sendo responsável por 12,5% da produção baiana.

Em maio de 2011, a Petroreôncavo entrou com pedido de oferta pública de ações junto a Comissão de Valores Mobiliários (CVM).

A oferta consistirá na distribuição primária (emissão de novas ações por parte da própria empresa) e secundária de ações ordinárias em mercado de balcão não-organizado no Brasil, com esforços de colocação no exterior exclusivamente a investidores institucionais qualificados. No âmbito da oferta secundária, a empresa revelou a PetroSantander Luxembourg

Holdings como sendo o principal acionista vendedor (PETRORECOCAVO, 2011)

Gráfico 2 - Evolução da produção de petróleo nos campos da Petrobras operados pela Petrorecôncavo, segundo o mês de dezembro de 1999 a 2012, em barris/dia



Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANP

Através do GRÁFICO 2 é possível observar a elevação da produção da Petrorecôncavo nos campos operados pela empresa e que são de concessão da Petrobras. Em dezembro de 1999, antes da empresa operar os campos a produção era de aproximadamente 2.500 barris/dia chegando em dezembro de 2012 com produção de cerca de 5.500 barris/dia. O aumento da produção reflete a vantagem dos contratos sob cláusulas de risco, pois para obter ganhos a empresa operadora precisa ultrapassar a produção base (representada no gráfico pela faixa azul), que é de propriedade da Petrobras, com produção esperada baseada em projeções com taxas de declínio histórico da produção nos campos. Observa-se que a ampliação da produção beneficia a Petrobras, que obtém 15% da produção acima da produção base (representada pela faixa marrom). O esforço da Petrorecôncavo é para ultrapassar estes limites (representados pela faixa verde no gráfico), que representaram nos últimos anos a maior parcela da produção dos campos, que se reflete como uma compensação ao esforço ampliado pela empresa. Observa-se que toda a cadeia se beneficia com o aumento da produção, tanto a Petrobras quanto a Petrorecôncavo, além das participações governamentais diretamente com os royalties e indiretamente com os demais tributos sobre a produção. A ampliação do emprego para satisfazer o aumento da produção é outro ganho que se verifica na dinâmica produtiva.



#### 4.1.2 Leilões da Petrobras – O caso W. Washington

Em 2001, um ano após terceirizar 12 campos na Bahia à empresa Petrorecôncavo, a Petrobras realizou leilões de 73 campos espalhados pelo país com acumulação marginal direcionado à iniciativa privada.

Foi através desse leilão que se apresentou a segunda forma de inserção de empresas independentes na produção de petróleo na Bacia do Recôncavo Baiano, quando a empresa W. Washington adquiriu 4 campos (Fazenda Rio Branco, Fazenda Santo Estevão, Santana e Sauípe) com 82 poços de produção. A empresa pagou o equivalente a US\$ 8,1 milhões pelos campos, um ágio de 37% sobre o preço mínimo estipulado pela Petrobras, que foi de US\$ 5,9 milhões. Pelos campos baianos leiloados pela Petrobras a W. Washington enfrentou apenas a concorrência do consórcio anglo-brasileiro Rainier/Marítima, que priorizou 9 campos no Estado de Alagoas, pagando cerca de US\$ 6,6 milhões (W. WASHINGTON, 2002).

A W. Washington foi mais uma das empresas que vislumbraram oportunidades no propagado rentável mercado do petróleo. Contudo, ao contrário da Petrorecôncavo que possuía um acúmulo de conhecimento das atividades de petróleo, a W. Washington não possuía um histórico ligado as atividades, o que levou a empresa a se defrontar com uma série de dificuldades.

A W.Washington é uma empresa que se especializou em licitações e concessões públicas. A empresa opera os Terminais Rodoviários de São Paulo, os ônibus elétricos, multimídias das Estações de metrô, ônibus do corredor ABCD (METRA), a garagem subterrânea com 700 vagas em São Paulo. Na Bahia participa da COMAB – Transporte marítimo (Ferry Boat), que faz o trecho Salvador-Itaparica. É importante ressaltar que é somente no ramo de petróleo que a empresa participa integralmente dos negócios, sem parceiros na operação dos campos (LEMOS; JARDIM, 2003, p.59).

Sem experiência nas atividades de petróleo, a W.Washington conta com o suporte técnico da empresa Conterp, localizada no município de Catu (BA), formada por uma equipe de engenheiros e consultores do antigo quadro da Petrobras. Ainda assim, as dificuldades enfrentadas pela empresa são enormes, sobretudo na sua relação com a Petrobras.

Por razões que se refletem no seu próprio modelo de inserção no arranjo, que é pautado pelas regras estabelecidas no decorrer do processo de licitação feito pela Petrobras, a W. Washington vem enfrentando uma série de

dificuldades em sua trajetória recente de atuação nas atividades de produção de petróleo na região do Recôncavo (LEMOS; JARDIM, 2003, p.59) .

Os principais pontos críticos apontados a Lemos e Jardim (2003) pela W.Washington em relação a Petrobras são:

- 1- Tratamento do petróleo e eliminação de água emulsionada (BSW) que, de acordo com os parâmetros estabelecidos no contrato com a Petrobras, deve ser inferior a 1%, parâmetro mais rigoroso que o realizado pela própria Petrobras, sob a penalidade de perda de 15,85% de sua receita bruta<sup>7</sup>.
- 2- Pagamento de royalties que representam aproximadamente 11% da receita bruta da empresa, pois são calculados por um valor de referência da Petrobras e não pelo faturamento específico da empresa.
- 3- Repasse de informações sobre dados sísmicos e históricos dos poços licitados. Pastas dos poços: foram conseguidas com dificuldades e, muitas delas estão incompletas. Como contém todos os registros e operações efetuadas durante a existência dos poços, os estudos e intervenções nos mesmos tornam-se prejudicadas.
- 4- Problema de contabilidade dos ativos. Equipamentos dos poços: em muitos casos diferem do relacionado em contrato e das visitas ocorridas por ocasião da licitação.

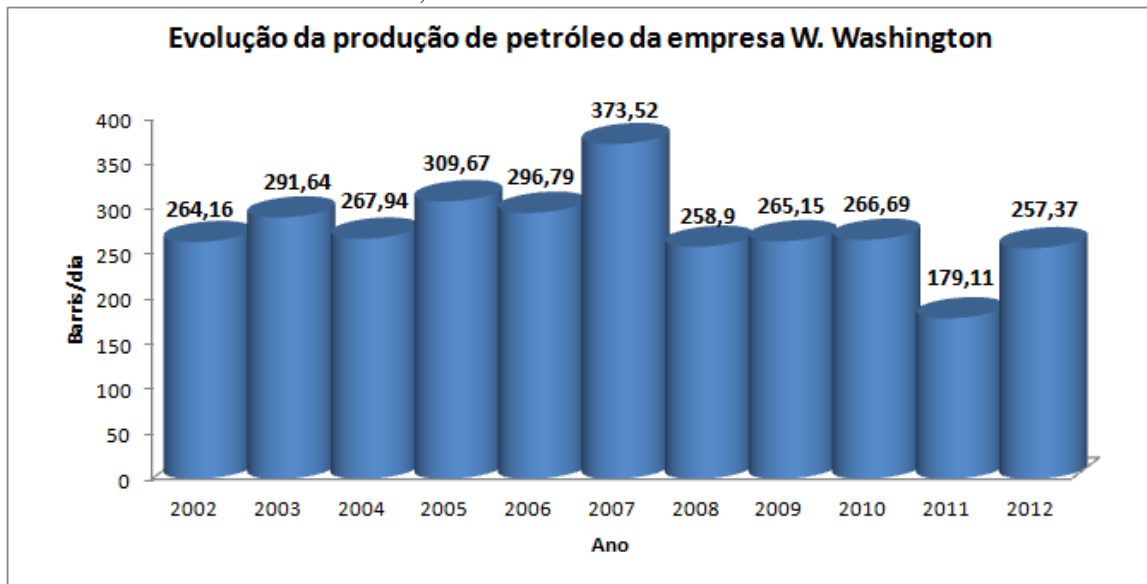
Para Lemos e Jardim (2003) a W. Washington considera que a Petrobras, especialmente na Bahia, não havia se preparado para a venda dos campos. Acrescenta-se às dificuldades da empresa a captação de recursos físicos e humanos, sobretudo mão de obra especializada, que está concentrada na Petrobras.

Quando a W. Washington adquiriu os campos não havia produção registrada pela ANP. Após reativar a produção, em 2002, a empresa já registrava a produção de aproximadamente 260 barris/dia. De acordo com W. Washington (2002), a empresa esperava alcançar uma produção de 1,3 mil barris/dia em 2003. Contudo, conforme pode ser visto no GRÁFICO 3, a produção da empresa se manteve praticamente estável, com pequenas variações, entre 2002 e 2012:

---

<sup>7</sup> De acordo com Lemos e Jardim (2003, p.60): “Nova metodologia está em fase de implementação, que consiste no pagamento, por parte da W. Washington, de R\$ 2,00/m<sup>3</sup> de óleo, com BSW superior a 1% - seria o preço pago para o tratamento do óleo. A empresa tem como prioridade, no próximo ano, a instalação de Estação de Tratamento de Óleo”.

Gráfico 3 - Evolução da produção de petróleo nos campos da W. Washington, no mês de dezembro dos anos de 2002 a 2012, em barris/dia



Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANP

Apesar de a produção dos campos sob concessão da W. Washington representar apenas 0,5% da produção total da Bacia do Recôncavo, a realização do leilão da Petrobras e manutenção das atividades pela W. Washington podem ser encaradas como um fator positivo, por dois aspectos. Primeiro que esses campos estariam sem produção alguma, estágio em que se encontravam quando foram adquiridos pela W. Washington. Segundo, que apesar de não se verificarem grandes incrementos ao longo dos anos, a estabilidade da produção, vai no sentido contrário do verificado pela produção da Petrobras na região, que continua a declinar.

#### 4.1.3 Rodadas de licitações da ANP

A terceira forma e mais ampla de inserção de novos agentes produtores nas atividades de petróleo na Bacia do Recôncavo ocorre por meio das rodadas de licitações da ANP. Já foram realizadas 10 rodadas de licitações de blocos com riscos exploratórios e 2 rodadas de áreas com acumulações marginais que, pertenciam a Petrobras antes da Lei do Petróleo e não interessaram a empresa e campos que foram devolvidos à ANP após a Lei do Petróleo<sup>8</sup>.

<sup>8</sup> “Conforme previsto na Lei do Petróleo de 1997, a Petrobras teve ratificados seus direitos sobre cada um dos campos de seu interesse que estavam em efetiva produção na data de início da lei vigente. Neste sentido, em 6 de agosto de 1998, a chamada Rodada Zero celebrou, sem processo licitatório, os contratos de concessão referentes a 282 campos em produção ou desenvolvimento, além de outros 115 em fase de exploração. Entretanto, a Petrobras não reivindicou, no prazo previsto pela Lei do Petróleo, os direitos sobre outros 62 campos que já havia sido produzidos ou que se encontravam na etapa de desenvolvimento, por não julgá-los

As duas rodadas de campos com produção marginal, ocorreram simultaneamente à 7ª e 8ª rodada, sendo que 7 campos localizados na Bacia do Recôncavo foram ofertados na 7ª rodada, todos arrematados. A licitação de campos com acumulação marginal é uma forma de atrair pequenas e médias empresas para atuar no setor, uma vez que esses campos já possuem estrutura pronta e não estão caracterizados como de risco exploratórios, diferentemente dos blocos postos em licitação.

A divisão separou os blocos em Parte A, blocos com risco exploratórios, e Parte B, blocos ofertados pela primeira vez, contendo áreas inativas com acumulações marginais. O objetivo explícito na parte B era a criação e fixação de pequenas e médias empresas nas atividades de exploração e produção em áreas terrestres que foram devolvidas a ANP [...] Serviu para essas empresas entrarem no mercado, adquirirem experiência e explorarem áreas antes inativas, reativando a produção de tais recursos (VASQUES, 2010, p.43-44)

Em 2012, dois dos sete campos da Bacia do Recôncavo com acumulação marginal ofertados na 7ª rodada estavam em produção segundo a ANP, sendo o campo Araçás Leste, operado pela empresa EGESA, com produção média de 6,7 barris/dia e o campo Bom Lugar, operado pela empresa ALVOPETRO, com produção média de 42,7 barris/dia<sup>9</sup>. Os demais campos ofertados não apresentaram produção em 2012, são eles: Rio Una, Jacarandá, Fazenda São Paulo, Pitanga e Gamboa.

Ainda assim, considerando a importância dos leilões de campos marginais e a necessidade de dar continuidade com a oferta desses tipos de áreas, os leilões de blocos exploratórios possuem mais relevância quanto a inserção de novos agentes e incremento de produção. Em oito das dez rodadas de licitações realizadas pela ANP foram incluídos e arrematados blocos exploratórios da Bacia do Recôncavo, ficando de fora apenas na 1ª rodada, destinada às áreas *offshore*, e na 8ª rodada, suspensa por decisão judicial.

---

economicamente atrativos para a empresa, em referência ao porte de seus projetos e negócios. Essas áreas ficaram desde então à disposição da ANP. Somados a esses, encontram-se outros 15 campos devolvidos de 1998 (rodada zero) a 2005 (antes da sétima rodada). Esses campos ficaram conhecidos como “campos devolvidos” ou “campos marginais da ANP” (VASQUES, 2010, p.48)

<sup>9</sup> De acordo com as informações publicadas pela ANP sobre os campos antes da licitação, Bom Lugar e Araçás Leste, tinham a seguinte características produtivas quando foram abandonados pela Petrobras: Bom Lugar foi abandonado em 1998, com produção média de 6 barris/dia, iniciou sua produção em setembro de 1968 e desde então havia produzido mais de 205 mil barris de petróleo; já o campo Araçás Leste iniciou a produção em maio de 1980, sendo abandonado em julho de 1982, com produção média de 11 barris/dia, produzindo ao longo de sua atividade 7.264 barris de óleo.

Conforme revela a TABELA 13, somam-se 97 blocos arrematados ao longo das rodadas de licitação da ANP realizadas entre os anos de 2002 e 2009, com bônus de assinatura<sup>10</sup> totalizando aproximadamente R\$ 85,3 milhões e valor médio de R\$ 879,871 por bloco arrematado. A 9ª Rodada foi a mais promissora, pois, apesar de se ter se arrematado 7 blocos a menos que a rodada antecedente, foi nessa rodada que áreas mais promissoras foram colocadas à disposição das empresas participantes. A 9ª rodada responde por cerca de 65% de todo o valor arrecadado nas licitações feitas pela ANP com bônus de assinatura. Esse resultado foi consequência dos maiores lances oferecidos pelas empresas em função das expectativas positivas sobre as áreas.

Tabela 13 - Quantidade de Blocos Arrematados na Bacia do Recôncavo e Valor dos Bônus de Assinaturas das Rodadas de Licitação da ANP

<b>Rodadas ANP</b>	<b>Ano</b>	<b>Blocos Arrematados</b>	<b>Bônus de Assinatura (R\$)</b>	<b>Bônus Médio por bloco (R\$)</b>
2ª Rodada	2002	3	3.223.332	1.074.444
3ª Rodada	2003	2	1.121.031	560.515
4ª Rodada	2004	4	3.010.700	752.675
5ª Rodada	2005	1	340.830	340.830
6ª Rodada	2006	19	7.169.079	377.319
7ª Rodada	2007	36	11.418.618	317.183
9ª Rodada	2008	29	54.734.696	1.887.403
10ª Rodada	2009	3	4.329.207	1.443.069
<b>TOTAL</b>		<b>97</b>	<b>85.347.493</b>	<b>879.871</b>

Fonte: ANP

Fica comprovado na TABELA 14 que, mesmo registrando em 2008, na 9ª rodada, o maior valor médio de bônus assinatura dos blocos, essa foi a rodada mais atrativa até então, com poucos blocos devolvidos à ANP pelas empresas vencedoras quando comparado às demais rodadas. Dos 25 blocos exploratórios com bônus de assinatura mais elevados arrematados nos leilões da ANP, 17 são oriundos da 9ª rodada.

<sup>10</sup> Corresponde ao valor pago pela concessionária vencedora de licitação de campos exploratórios, no ato da assinatura do contrato, com a finalidade de obter permissão para realizar suas atividades de pesquisa e exploração em determinada área (terrestre ou marítima). Seu valor mínimo é fixado pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) no edital de licitação.

Tabela 14 - 25 Blocos com maiores Bônus de Assinatura, segundo empresa vencedora e Rodada de Licitação da ANP, em R\$

<b>Bloco</b>	<b>Rodada</b>	<b>Empresa Vencedora</b>	<b>Bônus de Assinatura</b>
REC-T-129	9ª Rodada	Alvorada Petróleo	4.000.177
REC-T-144	9ª Rodada	Alvorada Petróleo	4.000.177
REC-T-155	9ª Rodada	Alvorada Petróleo	4.000.177
REC-T-157	9ª Rodada	Alvorada Petróleo	4.000.177
REC-T-182	9ª Rodada	Alvorada Petróleo	4.000.177
REC-T-42	6ª Rodada	Petrobras	4.000.004
REC-T-181	9ª Rodada	Petrobras	3.587.000
REC-T-265	7ª Rodada	Petrobras	3.450.000
REC-T-168	9ª Rodada	Petrobras	3.275.000
REC-T-210	9ª Rodada	COMP E&P	3.100.000
REC-T-131	9ª Rodada	Alvorada Petróleo	3.000.177
REC-T-142	9ª Rodada	Alvorada Petróleo	3.000.177
REC-T-196	9ª Rodada	Alvorada Petróleo	3.000.177
REC-T-163	10ª Rodada	COMP E&P	2.501.115
REC-T-195	9ª Rodada	Petrobras	2.326.000
BT-REC-1	2ª Rodada	Queiroz Galvão	2.220.000
REC-T-209	9ª Rodada	Petrobras	2.135.000
REC-T-132	9ª Rodada	Alvorada Petróleo	2.000.177
REC-T-197	9ª Rodada	Alvorada Petróleo	2.000.177
REC-T-224	9ª Rodada	Alvorada Petróleo	2.000.177
REC-T-103	7ª Rodada	Petrobras	1.830.000
REC-T-130	9ª Rodada	Starfish	1.442.343
REC-T-250	7ª Rodada	Petrobras	1.280.000
REC-T-220	10ª Rodada	Petrobras	1.250.948
BT-REC-10	4ª Rodada	Petroreconcavo	1.128.000

Fonte: ANP

Corroborar a afirmação que houve a disponibilidade de áreas mais atrativas na 9ª rodada os dados apresentados na TABELA 15, que mostram que essa rodada apresentou o maior número de blocos com atual situação de atividade.

Tabela 15- Blocos Arrematados, Devolvidos e Ativos segundo Rodadas da ANP

<b>Rodadas ANP</b>	<b>Ano</b>	<b>Blocos Arrematados</b>	<b>Blocos Devolvidos</b>	<b>Blocos Ativos</b>
2ª Rodada	2002	3	2	1
3ª Rodada	2003	2	2	0
4ª Rodada	2003	4	2	2
5ª Rodada	2004	1	0	1
6ª Rodada	2005	19	8	11
7ª Rodada	2006	36	33	3
9ª Rodada	2007	29	6	23
10ª Rodada	2008	3	0	3
<b>TOTAL</b>		<b>97</b>	<b>53</b>	<b>44</b>

Fonte: ANP

Isto é, dos blocos arrematados durante a 9ª Rodada, apenas 6 blocos foram devolvidos ao longo dos últimos anos à ANP, diferentemente das rodadas anteriores onde 72,3% dos blocos arrematados foram devolvidos à agência.

A TABELA 16 mostra a quantidade de blocos arrematados pelas empresas operadoras, assim como os bônus pagos esses blocos. Chama a atenção para o fato de a empresa Alvorada Petróleo destacar-se com o maior bônus de assinatura de blocos total, inclusive à frente da Petrobras. Este fato se deu justamente em função da 9ª rodada, quando a empresa passou a participar e disputar lances com a própria Petrobras pelas áreas consideradas mais promissoras. Os lances médios oferecidos pela empresa alcançaram aproximadamente R\$ 3,2 milhões por bloco.

Tabela 16 - Blocos Arrematados e Bônus de Assinatura segundo empresa

<b>Empresa</b>	<b>Blocos Arrematados</b>	<b>Bônus de Assinatura Total (R\$)</b>	<b>Bônus Médio por bloco (R\$)</b>
Alvorada Petróleo	11	35.001.947	3.181.995
Petrobras	18	28.885.373	1.604.743
Comp E&P	3	6.076.115	2.025.372
Queiroz Galvão	3	3.981.000	1.327.000
Starfish	8	2.749.722	343.715
Petrosynergy	9	2.313.093	257.010
Petrorecôncavo	4	1.594.000	398.500
Marítima	2	1.003.332	501.666
W. Petróleo	25	987.200	39.488
Samson	1	970.000	970.000
Cowan	2	615.000	307.500
Severo Vilares	1	577.144	577.144
Silver Marlin	5	252.000	50.400
Petroserv	1	151.031	151.031
Brasoil	1	150.000	150.000
W. Washington	3	40.536	13.512
<b>TOTAL</b>	<b>97</b>	<b>85.347.493</b>	<b>879.871</b>

Fonte: ANP

Destaca-se também o retorno da Petrobras na exploração de novas áreas na Bacia do Recôncavo. A empresa adquiriu novos blocos exploratórios da região a partir da 5ª rodada, quando arrematou um bloco. Nas rodadas seguintes a empresa adquiriu mais 17 blocos, em média, as áreas com características mais promissoras, o que justifica o bônus médio de assinatura dos blocos arrematados pela empresa bastante superior a média dos demais blocos.

É possível observar na TABELA 17, que menos da metade dos blocos exploratórios arrematados nos leilões continuam com atividades sendo desenvolvidos, isto é, 55% dos blocos foram devolvidos à ANP.

Tabela 17 - Blocos Arrematados, Devolvidos e Ativos segundo empresa

<b>Empresa</b>	<b>Blocos arrematados</b>	<b>Blocos devolvidos</b>	<b>Blocos ativos</b>
Alvorada Petróleo	11	0	11
Petrobras	18	8	10
Starfish	8	2	6
W. Petróleo	25	20	5
Petrosynergy	9	6	3
Comp E&P	3	0	3
Petrorecôncavo	4	2	2
Queiroz Galvão	3	2	1
Cowan	2	1	1
Marítima	2	1	1
Severo Vilarés	1	0	1
Silver Marlin	5	5	0
W. Washington	3	3	0
Brasoil	1	1	0
Petroserv	1	1	0
Samson	1	1	0
<b>TOTAL</b>	<b>97</b>	<b>53</b>	<b>44</b>

**Fonte: ANP**

Quase metade dos blocos ativos estão sob a responsabilidade da Petrobras e da Alvorada Petróleo. Esse quadro mostra que a maior parte das empresas encontrou dificuldades, sejam técnicas ou financeiras, para poder explorar as áreas arrematadas ou então, de fato, as áreas postas em leilão não eram promissoras. Ainda assim, os leilões têm se mostrado um importante mecanismo de inserção de novos agentes, sendo o meio usado por maior parte dos atuais operadores na Bacia do Recôncavo. Talvez, o alto índice de devolução de blocos, sugira a criação de novos mecanismos de dinamização e estímulo a produção aos pequenos produtores.



## 4.2 EVOLUÇÃO NOS INDICADORES

Nesta seção serão apresentados indicadores econômicos relacionados a indústria do petróleo e gás na Bahia, com o objetivo de avaliar sua evolução após a promulgação da Lei do Petróleo. Entre estes indicadores evidenciam-se como objeto de análise a evolução das reservas de petróleo e gás, a produção, os empregos ligado as atividades e as rendas geradas, em especial, as participações governamentais.

### 4.2.1 Reservas provadas e totais

De acordo com a ANP as reservas de petróleo em terra no Estado da Bahia, representada quase que exclusivamente pela Bacia do Recôncavo, atingiram 597,2 milhões de barris no ano de 2011, sendo 138,4% superior as reservas registradas no ano 2000, conforme pode se observar na TABELA 18. Segundo a ANP são consideradas reservas totais o somatório das reservas provadas e reservas não provadas, estas últimas que são identificadas como reservas prováveis e reservas possíveis.

Tabela 18 - Evolução das Reservas Provadas, Não Provadas e Totais de Petróleo da Bacia do Recôncavo, 2000 -2011

Reservas de Petróleo	Ano de referência (em milhões de barris)											
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Provadas (a)	190,9	208,1	212,3	211,6	214,8	228,6	241,1	216,1	228,6	241,9	241,1	255,9
Não Provadas (b)	59,6	66,7	130,6	158,7	187,7	195,8	270,8	256,9	247	263,8	260,1	341,3
Totais (c)	250,5	274,8	342,9	370,4	402,5	424,4	511,9	473,1	475,6	505,6	501,3	597,2
(a)/(c) em (%)	76,2	75,73	61,9	57,1	53,4	53,9	47,1	45,7	48,1	47,8	48,1	42,9

Fonte: ANP

As reservas provadas são aquelas de reservatórios descobertos e avaliados, que com base na análise de dados geológicos e de engenharia, se estima recuperar comercialmente com elevado grau de certeza e cuja estimativa considere as condições econômicas vigentes e os métodos operacionais usuais viáveis. Já as reservas prováveis e possíveis, guardam um maior grau de incerteza na recuperação do óleo e/ou gás quando comparadas as provadas com base nos dados geológicos e de engenharia. Nas reservas possíveis o grau de incerteza é ainda maior do que nas reservas prováveis (ANP).

O crescimento das reservas no período de 2000 a 2011 foi expressivo. Como poucas descobertas de grande volume ocorreram neste período, sugere afirmar que a variação nas

reservas estejam relacionadas com o cenário econômico, mas especificamente a evolução do preço do petróleo no período. Na última década o preço internacional do petróleo experimentou uma ascensão jamais vista na história da indústria petrolífera, ultrapassando em 2008 o patamar dos US\$ 100,00 por barril, mantendo-se nos últimos anos, inclusive, fechando 2011 com preço médio de US\$ 111,00 o barril. A elevação do preço do petróleo passou a tornar viável economicamente parcela das descobertas que eram até então subcomercial.

A ampliação das reservas injeta uma expectativa de ampliação da vida útil da produção na Bacia do Recôncavo. Observando os limites das atuais reservas temos dois cenários. O primeiro, mantidas as reservas prováveis constantes em 255,9 milhões de barris de petróleo e a produção registrada no ano de 2012, em aproximadamente 16 milhões de barris, as atividades estariam garantidas com o atual ritmo de produção na região pelo menos pelos próximos 16 anos. O segundo, imaginando que as reservas totais se efetivem, estas atualmente em 597,2 milhões de barris, com a atual produção, as atividades estariam garantidas pelos próximos 37 anos com o atual ritmo de produção. Trata-se de cenários difíceis de confirmação, uma vez que as reservas continuarão variando, assim como a produção, que também dependem de outros fatores.

Cabe ressaltar que as reservas provadas que representavam 76,2% das reservas totais, recuou para 42,9%, isso porque enquanto as reservas totais foram incrementadas em 346,7 milhões de barris, o incremento nas reservas provadas no período foi de 65 milhões de barris.

A atual reserva provada da Bacia do Recôncavo é a maior desde 1992, quando foram registradas 287,3 milhões de barris (ver TABELA 12) e desde então se seguiu em forte queda, voltando a crescer nos anos 2000. Já as reservas provadas são as maiores da série histórica 1992-2011.

No caminho inverso às reservas de petróleo estão as de gás. Em 2011 as reservas provadas de gás em terra na Bahia, mensurada em 6,8 trilhões de metros cúbicos, representaram um terço das reservas registradas no ano 2000 e as reservas totais recuaram em quase 60%, conforme revela a TABELA 19.

Tabela 19 - Evolução das Reservas Provadas, Não Provadas e Totais de Gás Natural da Bacia do Recôncavo, 2000-2011

Reservas de Gás Natural	Ano de referência (em bilhões de metros cúbicos)											
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Provadas (a)	20,8	19,8	17,2	17,0	15,6	12,4	11,5	8,5	7,4	7,2	7,4	6,8
Não Provadas (b)	10,2	8,6	6,6	7,0	6,3	7,4	8,5	7,8	7,4	7,9	6,0	5,7
Totais (c)	30,9	28,4	23,8	24,0	21,9	19,8	19,9	16,2	14,9	15,1	13,4	12,5
(a)/(c) em (%)	67,2	69,6	72,3	70,7	71,3	62,7	57,5	52,2	50,2	47,5	55	54,7

Fonte: ANP

Por se tratar do produto principal, a ampliação das reservas de petróleo é um importante indicador de avanço para as atividades na Bacia do Recôncavo. A queda das reservas de gás não chega a ser um fator de elevada preocupação, uma vez que a produção de gás do estado hoje é suprida pela produção do campo de Manati, na Bacia de Camamu, que entrou em produção no ano de 2007 e é atualmente o maior produtor de gás do país.

Diante, inclusive deste cenário, onde a demanda baiana passou a ser suprida pela produção de Manati, parte significativa do gás produzido na Bacia do Recôncavo é destinado a reinjeção nos campos com o objetivo de aumentar a produção de petróleo. De acordo com a ANP, em 2012, da produção total de gás apenas 69% foi destinado ao mercado, sendo que 21,1% foram reinjetados nos campos, 6,7% foram consumidos nas próprias unidades produtoras e 3,4% foi descartada por meio da queima.

#### 4.2.2 Produção

De acordo com a ANP, em 2011, existiam 1.722 poços em produção na Bahia, número, inclusive, superior aos 1.621 em operação no ano 2000, conforme se observa na TABELA 20. No período de 2000 e 2011, foi em 2003 que se registrou a maior quantidade de poços em produção, quando existiam 1.947.

Tabela 20 - Evolução do número de Poços produtores de Petróleo e Gás na Bacia do Recôncavo, 2000-2011

Ano	Número de poços produtores de petróleo e gás natural em terra na Bahia											
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Poços Produtores	1.621	1.737	1.853	1.947	1.842	1.823	1.783	1.779	1.735	1.734	1.684	1.722

Fonte: ANP

A manutenção do número de poços em atividades nos últimos anos contrasta com o período de fechamento das atividades nos poços da segunda metade da década de 1990, quando em 1998 foram registrados apenas 1.378 poços em atividades (Ver Tabela 12). De acordo com Zamith (2007), já foram perfurados cerca de 5.700 poços na Bacia do Recôncavo Baiano.

Após se defrontar com uma forte tendência de queda na produção, com redução de quase 30% somente na década de 1990 (ver TABELA 11), a produção de petróleo nos campos terrestres na Bahia passa por um período de estabilidade, inclusive, registrando um leve crescimento nos últimos anos. O menor patamar histórico de produção da região foi observado no ano de 2009, quando a produção de óleo naquele ano marcava uma média pouco superior a 41 mil barris/dia, conforme pode se verificar na TABELA 21. Desde então a produção voltou a crescer e em 2012 foi registrada uma produção média de aproximadamente 43,1 mil barris/dia, um pouco abaixo da produção dos dois anos anteriores.

Tabela 21- Evolução da produção de petróleo e gás na Bacia do Recôncavo 1997-2012

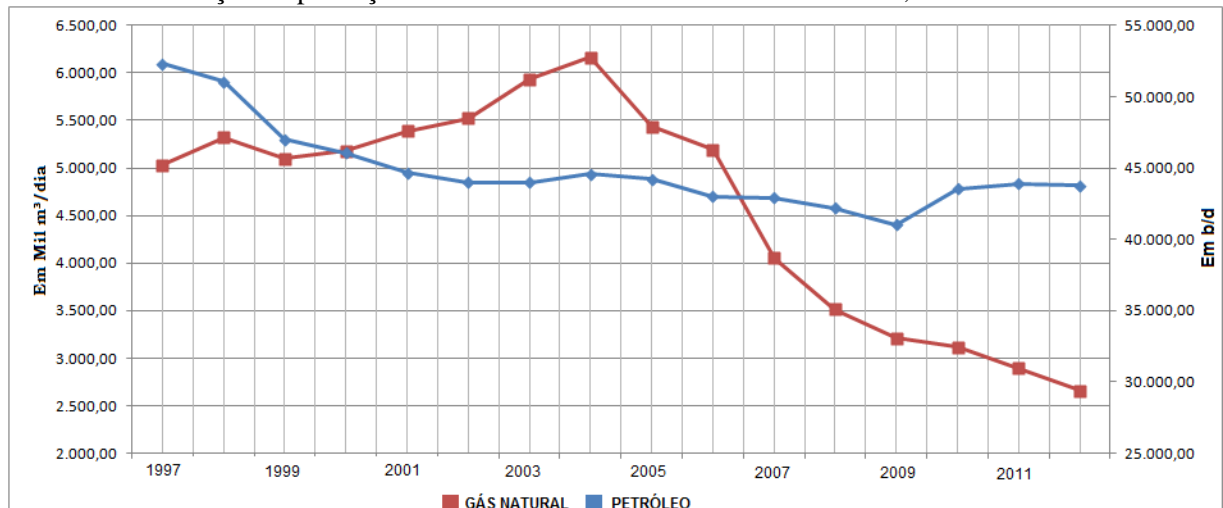
Ano	Petróleo (b/d)	Gás (m <sup>3</sup> /d)
1997	52.300,14	5.029.764,38
1998	51.072,72	5.321.109,59
1999	47.025,16	5.096.643,84
2000	45.812,00	5.180.101,09
2001	44.683,85	5.387.810,77
2002	44.003,95	5.525.534,82
2003	44.011,92	5.933.897,92
2004	44.601,22	6.165.595,96
2005	44.229,46	5.436.403,51
2006	43.022,26	5.190.207,98
2007	42.900,70	4.054.757,36
2008	42.185,58	3.512.065,31
2009	41.043,36	3.211.747,28
2010	43.544,63	3.118.712,05
2011	43.898,47	2.897.310,63
2012	43.113,00	2.659.810,40

Fonte: ANP

O GRAFICO 4 mostra justamente um período de estabilidade na produção entre os anos 2000 a 2012, em contraste com a curva descendente entre os anos de 1997 a 1999. Ainda assim, o que chama atenção no GRÁFICO 4 é a queda abrupta da produção de gás nos campos da Bacia do Recôncavo a partir da segunda metade da década de 2000, após um período de

ascensão nos anos anteriores. É possível observar que a queda se acentua a partir de 2007, quando a produção despensa quando comparada ao ano anterior. É justamente no ano de 2007 que entra em operação o campo de Manati, na Bacia de Camamu, na costa marítima baiana, segundo Especial (2008). Manati é hoje o campo com maior produção de gás natural do país, com média de 200 milhões de metros cúbicos por mês, segundo a ANP. Coincidência ou não, desde que o campo de Manati entrou em operação a produção dos campos do Recôncavo declinou bruscamente, inclusive, registrando uma maior parcela do gás produzido destinada a reinjeção nos campos.

Gráfico 4 - Evolução da produção de Petróleo e Gás na Bacia do Recôncavo, 1997-2012



Fonte: ANP

O crescimento verificado nos últimos anos está relacionado a descoberta de novos reservatórios, mas, sobretudo, ao reestímulo da produção nos campos maduros. Entre as recentes descobertas destaca-se um novo reservatório no antigo campo de Fazenda Panelas, da Petrobras, que passou a incrementar no ano de 2010 aproximadamente 1.600 barris/dia na produção baiana, assim como a descoberta do campo Tiê pela empresa Gran Tierra com incremento de quase 1.000 barris/dia a partir do último trimestre de 2012. Em 2004 a Petrobras colocava em produção o campo de Jandaia, incrementando cerca de 1.300 barris/dia a produção. Entre os anos 2000 e 2012, a Petrobras passou a produzir óleo em 7 áreas que não constavam produção no ano 2000, incluindo Jandaia, foram: Tangará, Rio da Serra, Itaparica, Pedrinhas, Rio Sauípe e Leodório. Em parceria com a empresa Guanambi, a Petrobrás, detendo 80% dos direitos, descobriu óleo no campo que dá nome a empresa parceira e registrou produção média de 85 barris/dia em 2012.

As descobertas relacionadas a Petrobras, descritas acima, assim como a recuperação de produção em alguns importantes campos produtores maduros da empresa foram fundamentais para diminuir a perda de produção que a empresa acumula no período de 2000 a 2012. Neste período a produção dos campos operados pela Petrobras caiu de 43.257 barris/dia para 37.116 barris/dia, uma redução de 6.141 barris, conforme revela a TABELA 22, que também apresenta a produção segundo empresas operadoras de campos de petróleo na Bacia do Recôncavo.

Tabela 22 - Produção de petróleo na Bacia do Recôncavo nos anos 2000 e 2012, Segundo empresa produtoras. Em barris/dia

Empresa	Ano		Variação
	2000	2012	
Petrobras	43.257	37.116	-6.141
Petrorecôncavo/Petrobras	2.555	4.926	2.372
Gran Tierra	0	361	361
Petrosynergy	0	223	223
W.Petróleo	0	187	187
Petrorecôncavo	0	152	152
Petrobras/Guanambi	0	77	77
Alvopetro	0	43	43
Santana	0	21	21
Egesa	0	7	7
<b>Total</b>	<b>45.812</b>	<b>43.113</b>	<b>-2.699</b>

**Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANP**

No ano 2000 a Petrobras possuía 60 campos em fase de produção, dos quais os 21 principais eram responsáveis por 96,7% da produção total, conforme se observa na TABELA 23. A produção nos principais campos produtores da empresa naquele período, quando comparado com as suas produções no ano de 2012, registrou queda de 10.152 barris/dia, ou aproximadamente 1/4 da produção total, fato que comprova a importância das recentes descobertas e recuperação em alguns campos, como forma de aliviar a redução abrupta de produção da empresa no Recôncavo. Dos 21 principais campos da empresa, apenas 5 registraram crescimento na produção no período, entre eles, com destaque para a campo de Araças, que na época era o 4º maior produtor da região e em 2012 já se localiza como maior produtor. Dentre estes campos os que mais incrementaram produção foram os de Fazenda Boa Esperança (1.097 barris/dia) e o antigo campo de Dom João (922 barris/dia). Por outro lado, a insistente perda de produção em importantes campos operados pela empresa sinaliza como fator preocupante. Os campos que mais perderam produção foram: Fazenda Balsamo (-2.217

barris/dia), Candeias (-2.194 barris/dia), Água Grande (-1.836 barris/dia), Buracica (-1.820) e Miranga (-1.309 barris/dia).

Tabela 23 - Produção de petróleo de acordo com os principais campos de produção sob operação da Petrobras nos anos 2000 e 2012, em barris/dia

Principais Campos	Produção média em Barris/dia		
	2000	2012	Varição
Buracica	6.003	4.183	-1.820
Fazenda Bálamo	5.427	3.210	-2.217
Água Grande	4.437	2.601	-1.836
Araçás	3.855	4.285	430
Miranga	3.453	2.144	-1.309
Candeias	3.037	843	-2.194
Taquipe	2.786	2.509	-277
Rio do Bu	2.464	2.012	-452
Cidade de Entre Rios	1.734	1.008	-726
Riacho da Barra	1.633	913	-720
Fazenda Alvorada	1.226	855	-371
Fazenda Boa Esperança	1.027	2.124	1.097
Rio Pojuca	918	632	-286
Cexis	914	804	-110
Fazenda Imbé	637	899	262
Rio Itariri	466	363	-103
Candeias-mar	461	50	-411
Bom Sucesso	430	92	-338
Riacho Ouricuri	407	293	-114
Malombê	288	709	421
Dom João	254	1.176	922
<b>Total principais campos</b>	<b>41.857</b>	<b>31.705</b>	<b>-10.152</b>

Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANP

Diante da queda da produção da Petrobras na região, a operação de campos por empresas independentes foi determinante para fazer com que a tendência de queda da produção no Recôncavo atinge-se seu menor valor das últimas décadas. Conforme revelou a TABELA 22, as empresas independentes foram responsáveis por injetar na produção baiana cerca de 3.440 barris/dia de petróleo. Destaque para a ampliação da produção dos campos da Petrobras operados pela empresa Petrorecôncavo, onde a produção entre o ano 2000 (quando a empresa iniciou a operação dos campos) e 2012 cresceu 92,8%, com um incremento de 2.372 barris/dia na produção. Além de reverter a queda da produção na maior parte dos campos a empresa ainda conseguiu ampliar de forma expressiva, como no caso do campo de

Cassarongongo, Mata de São João e Fazenda Belém (que estava desativado no ano 2000), conforme mostra a TABELA 24.

Tabela 24 - Produção de petróleo segundo campo produtor da Petrobras, Sob operação da Petrorecôncavo no ano 2000 e 2012

Campos	Produção média em Barris/dia		
	2000	2012	Varição
Cassarongongo	683	1.826	1.143
Remanso	618	706	88
Sesmaria	373	193	-180
Mata de São João	273	873	600
Rio dos Ovos	155	260	106
Norte Fazenda			
Curuaçu	141	141	0
Rio Subaúma	95	23	-72
Brejinho	63	83	20
Gomo	60	75	15
Canabrava	49	32	-18
São Pedro	45	27	-18
Fazenda Belém	0	693	693
<b>Total</b>	<b>2.555</b>	<b>4.932</b>	<b>2.377</b>

Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANP

Apesar de perder produção, no acumulado, a Bacia do Recôncavo volta a passar por um período de expectativas positivas em função da inserção das empresas independentes, que podem ampliar a sobrevida da produção na região. Ressalta-se também, apesar da queda de produção registrada nos últimos 12 anos, o esforço realizado pela Petrobras, especialmente na segunda metade dos anos 2000, para estabilizar a produção.

#### 4.2.3 Emprego

Outro indicador positivo dos avanços das atividades produção de petróleo e gás na Bahia são os empregos formais diretamente ligados à produção. De acordo com a Relação Anual de Informações Sociais (RAIS), em 2011 a indústria do petróleo e gás possuía 4.199 postos de trabalho nas atividades de extração e nos serviços de apoio a extração. Uma quantidade bastante superior aos 780 postos de trabalho registrados em 1997, ano da promulgação da Lei do Petróleo. Entre os anos de 1997 e 2009 houve um crescimento expressivo do número de



trabalhadores atuando na indústria do petróleo, evidenciando-se uma queda nos anos seguintes, mas ainda bastante superior ao patamar do final da década de 1990. Estes resultados podem ser creditados ao reestímulo das atividades nos últimos anos.

Tabela 25 - Evolução do número de trabalhadores com vínculos Ativos Na extração de petróleo e gás e nos serviços de apoio a extração, 1997-2011

Ano	Vínculos Ativos		
	Total	Extração de P&G	Serviços de apoio
1997	780	633	147
1998	794	638	156
1999	653	540	113
2000	1.352	1.229	123
2001	3.374	2.878	496
2002	3.566	2.768	798
2003	2.669	1.738	931
2004	2.197	1.242	955
2005	2.278	1.088	1.190
2006	6.337	3.591	2.746
2007	6.559	3.401	3.158
2008	7.709	3.591	4.118
2009	7.776	3.522	4.254
2010	3.585	1.524	2.061
2011	4.199	2.022	2.177

Fonte: RAIS

Três municípios concentravam 87% dos empregos desta indústria em 2011, segundo a RAIS. Do total dos postos de trabalho 54% estavam localizados no Município de Catu, 23% em São Sebastião do Passé e outros 9,5% em Salvador. No Município de Catu estão localizadas as grandes empresas de prestação de serviços especializados, como Halliburton, Schlumberger, Baker Huges, BJ Services, M-I Swaco, San Antonio Internacional, Flupetrol, Perbras, além de outras empresas menores, que juntas respondem por 85% dos empregos do segmento.

Ainda em Catu estão 21% dos empregos ligados a extração de petróleo e gás. Neste segmento, extração de petróleo e gás, 47% dos empregos estão localizados no município de São Sebastião do Passé, que abriga a base administrativa da Petrobras, em Taquipe.

A remuneração média do trabalhador da indústria do petróleo também registrou ganhos importantes entre os anos de 1997 e 2011, conforme pode se observar na TABELA 26. Em média um trabalhador na indústria do petróleo recebia 13,15 salários mínimos no ano de 2011, ou aproximadamente R\$ 7.168, bastante superior aos 8,04 salários mínimos médios

recebidos pelos trabalhadores em 1997. No ano de 2009 o salário médio dos trabalhadores deste setor chegou a 20,04 salários mínimos.

Tabela 26 - Evolução da remuneração média dos trabalhadores na Extração de petróleo e gás e nos serviços de apoio a extração, 1997-2011

Ano	Remuneração média (salários mínimos)		
	Total	Extração de P&G	Serviços de Apoio
1997	8,04	6,97	12,65
1998	7,4	6,7	10,28
1999	7,89	7,06	11,84
2000	6,78	6,23	12,28
2001	14,02	15,16	7,45
2002	14,33	16,37	7,27
2003	11,36	12,9	8,5
2004	12,91	16,5	8,25
2005	12,05	17	7,51
2006	16,93	19,06	14,14
2007	17,38	20,89	13,61
2008	16,7	20,24	13,61
2009	20,04	25,42	15,58
2010	11,45	18,32	6,36
2011	13,15	19,37	7,38

Fonte: RAIS

O salário pago pela indústria do petróleo e gás é um dos maiores de todo o Estado da Bahia e representa um valor significativo na massa salarial da indústria do Estado, em 2011 foram pagos R\$ 361,2 milhões em salários pela indústria do petróleo na Bahia. Ressaltando nestes valores somente estão inseridos os trabalhadores do segmento *upstream* da indústria do petróleo, não sendo contabilizados os trabalhadores das atividades de refino, petroquímica e distribuição de derivados.

No segmento de extração de petróleo e gás o salário médio do trabalhador chegou a alcançar a média de 19,37 salários mínimos, o equivalente a R\$ 10.555. Em 1997 os trabalhadores deste segmento recebiam em média 6,97 salários mínimos. Contudo, observa-se que o salário médio dos trabalhadores do segmento de serviços de apoio a extração de petróleo e gás registrou queda real de 41%. Em 1997 estes últimos trabalhadores recebiam em média 12,65 salários mínimos e em 2011 foram pagos em média 7,38 salários mínimos, apesar de que durante os anos de 2006 e 2009, este segmento registrou patamar de salários acima do período que corresponde ao final da década de 1990. Ainda assim, este é um dado preocupante, uma vez que foi exatamente neste setor que se registrou um maior incremento de trabalhadores, conforme revelou a TABELA 26.

#### 4.2.4 Participações governamentais e proprietários de terra

A importância na dinâmica econômica regional da indústria do petróleo vai além da geração dos empregos e renda dos salários e seus efeitos multiplicadores nos setores de comércio e serviços, assim como da importância da rede de fornecedores que gravitam em torno das atividades, ela propicia aos governos, sobretudo os municipais, uma importante fonte de renda, os royalties. Os royalties<sup>11</sup> são tributos que incidem sobre a produção em alíquota que pode chegar a 10% do valor bruto da produção.

Conforme se observa na TABELA 27, no ano de 2012, foram distribuídos R\$ 410,1 milhões em royalties na Bahia, dos quais R\$ 223 milhões ao Estado e R\$ R\$ 187,1 aos municípios produtores e impactados com instalações de embarque e desembarque de petróleo.

Tabela 27 - Evolução da distribuição dos royalties do petróleo ao Estado e Municípios da Bahia, 2000-2012

Distribuição de Royalties, Bahia (2000-2012) em R\$1.000			
Ano	Municípios	Estado	Total
2000	31.334	58.857	90.191
2001	39.032	70.989	110.021
2002	54.192	77.689	131.881
2003	79.644	114.993	194.637
2004	87.800	129.686	217.486
2005	106.102	148.111	254.213
2006	112.748	166.610	279.358
2007	106.775	152.094	258.869
2008	149.171	203.620	352.791
2009	106.823	138.991	245.814
2010	134.438	158.380	292.818
2011	159.418	195.641	355.059
2012	187.115	222.986	410.101

Fonte: ANP

<sup>11</sup> Os royalties do petróleo arrecadados são distribuídos entre União, Estados e Municípios, em alíquotas diferenciadas na lavra em terra e no mar, assim como nas parcelas de até 5% e acima de 5%. O valor arrecadado com royalties depende da produção e do preço de referência do petróleo, onde cada tipo de petróleo, baseado em suas propriedades, tem seu preço estabelecido pela ANP, calculado a partir do preço internacional do petróleo, logo a taxa de câmbio também interfere no preço de referência do petróleo.

O valor é 4,5 vezes maior do que o total de royalties pagos no ano 2000, quando foram distribuídos cerca de R\$ 90,2 milhões. O expressivo crescimento dos royalties está relacionado à escalada do preço do petróleo nos últimos anos, uma vez que a produção manteve-se em declínio, embora em taxas pequenas de queda, conforme se observou na TABELA 21, a produção média no ano 2000 foi de 45.812 barris/dia chegando no ano de 2012 com 43.113 barris/dia.

Os royalties do petróleo na Bahia estão concentrados em 23 municípios que juntos responderam por 97% da distribuição do tributo, conforme mostra a TABELA 28.

Tabela 28 - Distribuição dos royalties do petróleo segundo Principais municípios do Estado da Bahia, 2012

<b>Distribuição dos Royalties entre os municípios da Bahia - 2012</b>		
<b>Municípios</b>	<b>Valor em R\$</b>	<b>(%) do total</b>
São Francisco Do Conde	39.068.386,01	20,9
Madre de Deus	36.750.945,90	19,6
Esplanada	13.451.735,83	7,2
Pojuca	12.170.531,32	6,5
Alagoinhas	8.962.871,86	4,8
São Sebastião do Passé	8.006.543,81	4,3
Entre Rios	7.972.025,98	4,3
Candeias	7.597.140,04	4,1
Araças	6.464.619,56	3,5
Cairu	5.204.878,70	2,8
Catu	5.151.151,19	2,8
Itaparica	4.490.657,65	2,4
Mata de São João	3.898.452,52	2,1
Salvador	3.681.059,78	2,0
Santo Amaro	3.551.628,92	1,9
Salinas da Margarida	3.348.237,57	1,8
Saubara	3.329.747,43	1,8
Cardeal da Silva	2.609.957,59	1,4
Itanagra	1.429.183,39	0,8
Vera Cruz	1.113.350,57	0,6
Simões Filho	1.105.855,23	0,6
Teodoro Sampaio	1.087.561,12	0,6
Sátiro Dias	998.630,22	0,5
<b>Total principais municípios</b>	<b>181.445.152,19</b>	<b>97,0</b>
<b>Demais Municípios</b>	<b>5.670.353,00</b>	<b>3,0</b>
<b>Total Municípios Bahia</b>	<b>187.115.505,19</b>	<b>100,0</b>

**Fonte: ANP**

Esses municípios são produtores e/ou impactados por instalações de embarque e desembarque de petróleo. Os demais 3% estão distribuídos entre os demais municípios do Estado. Os principais beneficiados são os municípios de São Francisco do Conde e Madre de Deus, seguidos por Esplanada e Pojuca. Juntos, estes quatro municípios receberam 54% dos royalties destinados aos municípios baianos. Os municípios de São Francisco do Conde e Madre de Deus possuem ampla participação por abrigarem importantes unidades industriais de embarque e desembarque de petróleo, já Esplanada e Pojuca são dois grandes produtores, sendo que Pojuca ainda abriga importantes unidades da Petrobras na área industrial de Santiago. O Município de São Francisco do Conde abriga a refinaria Landulpho Alves, a segunda maior do país e o município vizinho Madre de Deus abriga o Terminal de Embarque de Petróleo da Petrobrás (TEMADRE). Em Esplanada se registra a maior produção de petróleo da Bahia. Segundo divulgação da ANP da produção por campo em outubro de 2011, o Município responde por 21,1% da produção de petróleo do estado da Bahia, com 329 poços de produção (12,9% dos 1.722 poços ativos em 2011). Já o município de Pojuca além de ter sob o seu território unidades da Petrobras na área industrial de Santiago<sup>12</sup>, registra 12,1% da produção de petróleo do Estado e 45,5% da produção de gás em terra.

Embora tenha um benefício mais restrito a um segmento da sociedade, a produção de petróleo também tem beneficiado um maior número de proprietários de terras nos últimos anos. Os proprietários de áreas produtoras recebem de 0,5% a 1% de toda a produção dos poços em suas propriedades. A TABELA 29 apresenta a evolução do número de proprietários de terra beneficiados com a produção de petróleo na Bahia.

---

<sup>12</sup> A área industrial de Santiago fica localizada na divisa entre os municípios de Catu e Pojuca, que disputam a área há muitos anos, mas desde 1999 que o município de Pojuca passou a ter o direito sobre a área. Contudo, o litígio entre os municípios voltou a ser discutido e tratado como uma dos casos prioritários pela Comissão de Divisas Territoriais da Assembleia Legislativa, desde quando foi assinado pelo governador o projeto de lei que autoriza a atualização das divisas dos municípios da Bahia. A área de Santiago abriga importantes unidades da Petrobras, como Unidades de Processamento de Gás, além de conter maior parte dos poços de petróleo do campo de Água Grande um dos maiores produtores do Estado.

Tabela 29 - Distribuição dos pagamentos aos proprietários de terra na Bahia  
Entre o ano 2000 e 2012

<b>Distribuição dos pagamentos aos proprietários de terra</b>			
<b>Ano</b>	<b>Proprietários</b>	<b>Pagamentos (R\$)</b>	<b>Valor Médio (R\$)</b>
2000	177	5.889.801	33.276
2001	213	7.278.652	34.172
2002	253	8.215.688	32.473
2003	307	8.215.688	26.761
2004	309	14.791.295	47.868
2005	306	14.975.998	48.941
2006	374	17.399.743	46.523
2007	373	16.173.909	43.362
2008	404	20.778.964	51.433
2009	410	14.022.390	34.201
2010	443	15.736.811	35.523
2011	446	22.279.100	49.953
2012	460	23.887.189,86	51.929

**Fonte: ANP**

No ano de 2012 foram 460 proprietários beneficiado que receberam em média R\$ 51.929 pela retenção de suas terras, num acumulado de pagamentos aproximado de R\$ 23,9 milhões na Bahia. São 2,6 vezes mais beneficiados em 2012 do que o registrado no ano 2000.

## **5 BARREIRAS AO DESENVOLVIMENTO DA PRODUÇÃO NOS CAMPOS MADUROS DA BACIA DO RECÔNCAVO**

Apesar da inserção de independentes na produção na Bacia do Recôncavo tenha se dado de formas distintas, existem problemas comuns que atingem estas empresas, mesmo com intensidades diferentes. São problemas que vão além do cenário presente, mas que demarcam significativas barreiras ao desenvolvimento da produção e dinamização das atividades na região em suas perspectivas sem alteração do cenário. Entre estes problemas, dois são considerados determinantes pela literatura especializada: a) Os problemas regulatórios, em especial a falta de caracterização legal dos campos maduros e marginais, gerando consequentes dificuldades de incentivo aos pequenos produtores; b) O problema da baixa escala de produção que deixa as empresas independentes em situação vulnerável na obtenção de serviços especializados, fundamentais para manutenção e avanço da produção, ofertados por grandes multinacionais que mantêm a postura de atuação baseada num mercado monopolista, com suas atenções em torno da Petrobras.

### **5.1 PROBLEMAS REGULATÓRIOS E POLÍTICAS DE INCENTIVOS**

A abertura do mercado possibilitou a inserção de empresas privadas na produção de petróleo no Brasil, desde grandes companhias a pequenas e médias empresas. Normalmente as pequenas e médias empresas, que aqui denominamos de independentes, atuam nas áreas que ao longo do tempo foi perdendo importância para a Petrobras, em especial nas antigas províncias terrestres, como é o caso da Bacia do Recôncavo. O fato de se tratar de empresas menores e atuantes em áreas com produção declinante e/ou menos rentáveis, sugere um tratamento regulatório e tributário específico, onde as exigências na atuação sejam menos rígidas e a tributação seja menos onerosa.

O atual arcabouço regulatório é considerado um limitante à atuação das empresas independentes e conseqüentemente se obtém resultados abaixo dos potenciais na produção das áreas maduras, que apesar de relativamente, ao atual estágio da indústria petrolífera nacional, ser encarada como áreas fora do rol das estratégicas, constituem-se um importante segmento produtivo nas regiões onde a produção é realizada. Constantemente a literatura especializada sugere a criação de regulações específicas para as áreas de produção menos rentáveis.

Uma das sugestões mais frequentes é a necessidade de se definir legalmente campos maduros e campos marginais, para que se possa a partir daí elaborar uma regulação específica e políticas de incentivos. Atualmente o que existe são conceitos definidos pelo mercado. Alguns estudiosos se debruçaram sobre a temática com o objetivo de estabelecer parâmetros para uma definição do que caracterizam cada campo. Entre estes estudiosos destaca-se CÂMARA (2004), com o trabalho Campos Maduros e Campos Marginais – Definições para Efeitos Regulatórios, onde o autor afirma que:

Não existem definições objetivas de campos maduros e campos marginais na indústria do petróleo. No atual cenário regulatório brasileiro estas definições se fazem necessárias, tendo em vista que as atividades nesses campos devem ser incrementadas seja por uma conjuntura econômica mais favorável, seja por meio de incentivos fiscais e regulatórios, voltados em especial à aplicação de novas tecnologias [...] A criação dessas definições de forma clara e concisa permitirá que se incentive quem de fato necessita, evitando critérios subjetivos e aleatórios. (CÂMARA, 2004, p.40)

A definição torna-se fundamental para possibilitar um tratamento diferenciado as empresas atuantes nestes tipos de campo. Lemos e Jardim (2003), aponta a necessidade de tratamento diferenciado por meio de incentivos aos produtores dos campos da Bacia do Recôncavo como mecanismo para ampliar a dinamização das atividades de exploração e produção nestes campos.

[...] a questão dos campos maduros do Recôncavo aponta para a necessidade de tratamento diferenciado das atividades de exploração de campos de baixa produção, marginalmente econômicos ou que já alcançaram estágio avançado de exploração [...] uma questão primordial no sentido de promover a equalização no tratamento dos agentes que operam em campos maduros no Brasil refere-se a adoção, por parte das agências de regulação, de uma conceituação adequada sobre este tipo de campo. De fato, o quadro regulatório atual não conta com critérios claros que permitam a diferenciação de campos maduros, pequenos e marginais de modo a estabelecer incentivos diferenciados às empresas que venham a atuar na operação destes campos. Estes critérios se mostram também importantes para possibilitar o enquadramento de produtores independentes com vistas a tornar atrativa a operação de *sites* de produção na região do Recôncavo. (LEMOS; JARDIM, 2003, p.29-30)

Em seu relatório, encomendado pela ANP, a Lemos e Jardim (2003), identificou os principais problemas para a expansão das atividades e pontuou sugestões de medidas necessárias para



viabilizar a produção por empresas independentes na Bacia do Recôncavo. As sugestões foram as seguintes:

- a) Seleção e oferta pública de um portfólio de campos marginais economicamente atrativos;
- b) Realização de ajustamentos nas cláusulas de direitos e obrigações, bem como nas condições financeiras dos contratos de concessão das áreas licitadas;
- c) Concessão de incentivos e realização de ajustamentos na estrutura de taxas e tributos visando facilitar a entrada de empresas de médio e pequeno porte no segmento
- d) Criação de incentivos ao fortalecimento de articulações entre agentes (empresas de médio e pequeno porte, prestadores de serviços especializados, instituições de pesquisas, etc) para a montagem de arranjos inter-organizacionais (consórcios de prospecção e exploração, por exemplo) que facilitem a exploração do segmento;
- e) Avaliação de mudanças nos modelos de cessão de campos de exploração que permitam e incentivem a cooperação da Petrobras
- f) Definição de um elenco de prioridades em termos de áreas estratégicas que orientem o esforço de capacitação tecnológica local, o qual deve ser condizente com as especificidades de produção de óleo e gás na região;
- g) Criação de estímulos ao fortalecimento de novos modelos institucionais de interação Universidade-Indústria, baseados na concepção de “redes tecnológicas”.

## 5.2 PROBLEMA DE ESCALA: CONCENTRAÇÃO DO MERCADO EM TORNO DA PETROBRAS E DIFICULDADE DE ACESSO AOS SERVIÇOS ESPECIALIZADOS

Após a Lei do Petróleo de 1997, novas empresas passaram a atuar na produção na Bacia do Recôncavo Baiano, antes monopólio estatal. Contudo apesar da abertura do setor, na Bacia do Recôncavo, observa-se a nítida concentração na Petrobras que responde pela quase totalidade da produção na região. Como mostra a TABELA 30, dos 79 campos em fase de produção no

mês de setembro de 2010, 52 estavam sob concessão e operação da Petrobras, além de mais 12 que a empresa tem concessão e é operado pela Petrorecôncavo a partir de um contrato sob cláusula de risco firmado no ano 2000. Participa ainda com 80% da concessão de mais um campo em conjunto com a empresa Guanambi, ou seja, 82,3% dos campos estão diretamente ligados à Petrobras. Os 14 campos restantes estão distribuídos com as empresas Alvorada (3), W.Washington (3), Petrorecôncavo (5), Petrosynergy (2) e Egesa (1). Estes campos de certa maneira estão sob influência da Petrobras, uma vez que a estrutura montada na região acaba tornando as empresas ‘independentes’ reféns da Petrobras, à medida que acaba sendo praticamente a única alternativa de escoamento da produção, embora tenham-se tentado novas alternativas<sup>13</sup>.

Tabela 30 - Distribuição das empresas operadoras na Bacia do Recôncavo Baiano, segundo número de campos em fase de produção, produção e receita bruta da produção de petróleo e gás – mês de setembro de 2010

EMPRESA	Nº de campos	Produção Média		Receita bruta da produção (em R\$ 1000)			
		Petróleo (b/dia)	Gás (m³/dia)	Petróleo	Gás	Total	Part. (%)
Petrobras	52	39.632	2.196.263	155.446	28.530	183.976	90,9
Petrorecôncavo/ Petrobras	12	3.366	134.517	13.202	1.484	14.686	7,26
Alvorada	3	239	2.067	952	38	991	0,49
W. Washington	3	220	692	821	27	848	0,42
Petrosynergy	2	197	6.649	741	74	815	0,4
Petrorecôncavo	5	144	542	567	11	579	0,29
Petrobras/ Guanambi	1	113	1.713	442	30	471	0,23
Egesa	1	7	12	29	0,463	29	0,01
<b>Total</b>	<b>79</b>	<b>43.917</b>	<b>2.342.454</b>	<b>172.200</b>	<b>30.196</b>	<b>202.397</b>	<b>100</b>

**Fonte: Elaboração do autor com base em dados da ANP – setembro de 2010**

A TABELA 30 aponta ainda que as áreas sob influência da Petrobras são responsáveis por 98,4% do valor da produção na região, que se traduz pela concentração de 98,2% da produção de petróleo e 99,6% da produção de gás. Em síntese, deixou de se ter um monopólio institucional com amparo legal, para o monopólio de mercado, que tem fortes repercussões na

<sup>13</sup> Em outubro de 2010 entrou em operação a primeira refinaria implantada por capital privado na Bahia pela empresa Dax-oil, no município de Camaçari. Segundo BAHIA (2010), a capacidade de refino diário é de 2,5 mil barris e irá receber o petróleo de campos maduros da Bahia, Sergipe e Espírito Santo. O empreendimento foi incentivado pelo governo do estado por meio de redução das alíquotas de ICMS.

capacidade de ação dos demais agentes, uma vez que num mercado concentrado e viciado pelo monopólio, ter acesso a serviços especializados, informações técnicas, recursos humanos qualificados e equipamentos torna-se dificultado, escasso e com custos elevados.

A concentração do mercado em torno da Petrobras é um problema consenso na literatura. Para Sales, Sacramento e Alcoforado (2010, p.3), “[...] o baixo nível de competitividade em consequência da permanência da estrutura característica do monopólio estatal, todo o setor está subjacente a Petrobras. Metamorfoseou-se de um monopólio institucional para um monopólio de mercado”.

Além de deter a maioria dos campos da região e possuir incontestavelmente capacitação nas atividades de produção e exploração de petróleo, a Petrobras ainda desempenha com exclusividade algumas atividades, como a pescaria de materiais em poços, que exigem técnicos com um nível de capacitação que somente estão presentes nos quadros desta empresa. Desta forma, novos operadores dependem da aquisição de certos serviços junto a Petrobras. (LEMOS; JARDIM, 2003, p.47)

Num primeiro aspecto as independentes estão submetidas ao modelo e padrão da Petrobras, uma vez que toda a produção é escoada para suas unidades, com imensas dificuldades de atender as exigências feitas pela Petrobras para o grau de pureza do óleo que deve chegar ate suas unidades, sendo inclusive mais exigente do que ao óleo da sua própria produção<sup>14</sup>. Um segundo aspecto quase que intransponível para as empresas independentes está relacionado ao suprimento de equipamentos e serviços especializados. A prestação de serviços especializados esta normalmente sob a tutela de grandes empresas multinacionais, que atuam com formas de contratos inflexíveis, típicas de monopólio, onde estas últimas se defrontam com uma grande empresa (a Petrobras) e ambas se beneficiam com a forma contratual. Desta forma, por exemplo, algumas independentes chegam a ficar mais de três meses à espera de uma sonda para iniciar a exploração de um poço, uma vez que estão todas disponibilizadas à Petrobras.

No segmento de serviços especializados está a maior dificuldade das empresas independentes, isto porque é um segmento extremamente concentrado em grandes empresas. Operando na Bacia do Recôncavo, localizadas no Município de Catu, estão à francesa *Schlumberger* e as

---

<sup>14</sup> Para Lemos e Jardim (2003), dentre as principais dificuldades encontradas, as independentes defrontam-se com contratos estabelecidos pela Petrobras onde exige o tratamento do óleo e eliminação da água emulsionada (BSW) inferior a 1%(parâmetro mais rigoroso que o exigido para o óleo da própria Petrobras), sob penalidade de perda de 15,85% de sua receita bruta.

americanas *Halliburton*, *BJ Services*, *M-I Swaco* e *Baker Hughes*, a argentina *San Antonio Internacional* e *Flupetrol*, e dentre as grandes nacionais a Perbras. O segmento de serviços especializados vem sendo fortemente caracterizado pelo processo de concentração de mercado.

Segundo SIMÃO (2001), a concentração deste mercado se acelerou a partir dos anos de 1960, num processo onde diversas empresas pequenas e detentoras de diversas tecnologias foram sendo absorvidas por aquisições, fusões e *joint ventures*. Como resultado desta estruturação, ao final da década de 1990, restaram apenas cinco grandes conglomerados (*Halliburton*, *Schlumberger*, *Baker & Hughes*, *Litton e Dresser*) que controlavam praticamente a maioria dos mercados de equipamento e serviços ligados a produção e exploração de petróleo e gás.

Para Lemos e Jardim (2003) é necessário que se estimule a entrada de empresas de menor porte na prestação de serviços especializados, para atuar na Bacia do Recôncavo, devido ao elevado custo que as empresas independentes acabam se defrontando com a demanda destes serviços.

Na medida em que empresas como *Halliburton* e *Schlumberger* são grandes prestadoras de serviços, preparadas para as mais diversas operações, e sendo trabalhos requeridos relativamente simples, as operações tornam-se geralmente muito caras. (LEMOS; JARDIM, 2003, p.52)

O problema identificado na oferta de serviços especializados também se verifica no segmento de equipamentos, conforme constatou, Lemos e Jardim (2003):

[...] pequenas operadoras não podem adotar o modelo da Petrobras de estocar grandes quantidades de equipamentos. As empresas que estão aparecendo no mercado requerem fórmulas novas de atendimento, o que precisa ser compreendido pelos fornecedores. Assim, amplia-se a discussão do perfil contratual da prestação de serviços, também para os fornecedores de equipamentos (LEMOS; JARDIM, 2003, p.36).

Uma das alternativas para resolver o problema de escala, no suprimento de serviços e equipamentos, seria uma associação para cooperação entre os produtores independentes, através da aquisição conjunta dos serviços e equipamentos.

## 6 CAMINHOS PARA A EXPANSÃO

Este capítulo abordará caminhos que podem possibilitar a expansão das atividades petrolíferas na Bacia do Recôncavo Baiano, nos seus campos maduros, com ênfase ao estímulo a inserção de empresas independentes na produção. As empresas independentes podem ser consideradas, segundo a *Independent Producers Association of American* (IPAA), as companhias atuantes no segmento *upstream*, sem atuação no refino (*midstream*) e distribuição (*downstream*), cujo rendimentos são obtidos majoritariamente da produção de boca de poço, além de possuir atuação mais localizada, excluindo companhias com operações globais. Inicialmente será apresentada a importância de empresas independentes na produção de países com produção em áreas terrestres consolidadas, como é o caso dos Estados Unidos e Canadá. Em seguida discute-se as alternativas de expansão da produção na Bacia do Recôncavo por meio da ampliação da oferta de áreas produtoras pelos mecanismos já utilizados na região, a saber: os leilões de blocos pela ANP e a cessão para independentes de campos em estágio de produção declinante ou incompatíveis com a estrutura da Petrobras.

### 6.1 EXEMPLOS INTERNACIONAIS DE PRODUÇÃO EM CAMPOS MADUROS POR EMPRESAS INDEPENDENTES

Dois países são referências na literatura quando o assunto é a inserção de empresas independentes na produção de petróleo, são eles: Estados Unidos e Canadá. São países com atividades terrestres consolidadas, onde as independentes marcam forte presença no mercado e são importantes para a manutenção das atividades em campos caracterizadas pelo elevado grau de exploração e/ou com escala de produção com níveis não atrativos para as grandes companhias. Nestes países as empresas independentes são responsáveis por um quantitativo significativo da produção e geração de emprego do setor.

O modelo americano de inserção de empresas independentes é considerado o maior exemplo de sucesso. Os Estados Unidos são os maiores consumidores e importadores de petróleo no mundo, situação que coloca o estímulo a produção interna de petróleo como fundamental para diminuir as instabilidades relacionadas aos conflitos internacionais e as oscilações do mercado. Neste contexto, as independentes marcam posição estratégica, representam parte

expressiva do mercado americano, garantido uma produção representativa e a geração de milhares de empregos.

Em 2000, os EUA possuíam aproximadamente 457.000 poços marginais, que produziam cerca de 1,2 milhões de b/d. Esta produção representava 20% do total de óleo produzido internamente e era equivalente ao total de óleo importado da Arábia Saudita pelo país. Desta forma, a preservação de campos marginais é central para a segurança energética dos EUA. Neste país, os campos marginais com produção menor que 15 b/d, representam 75% da produção de petróleo das independentes menores, entre 30% a 60% das médias e 20% da produção das independentes maiores [...] produtores norte-americanos investiram em E&P cerca de US\$ 52,9 bilhões em 2004. Neste mesmo ano foram perfurados 36.321 poços, dos quais, como mostrado acima, a maioria de autoria de empresas independentes. Para um exercício de comparação, Prates (2004) aponta que na história da exploração brasileira foram perfurados cerca de 20 mil poços, ressaltando o fato de atividade offshore ser predominante. (RODRIGUES, 2007, p.29-30)

No Canadá a presença das empresas independentes na indústria do petróleo também registra importância na dinâmica produtiva do setor dos países, embora sem a mesma expressividade do caso norte americano. O Canadá se apresenta como o maior fornecedor de petróleo e produtos derivados aos Estados Unidos. Entre 2000 e 2005, a indústria petrolífera canadense, distribuída geograficamente em 12 das 13 províncias do país, perfuraram em média de 20.500 poços por ano, Rodrigues (2007). Cerca de 95% do petróleo e gás natural produzido no país tem origem nas atividades das 150 companhias representadas pela associação de produtores do Canadá, conforme revela a *Canadian Association Of Petroleum Producers* (CAPP).

Conforme se deu o desenvolvimento da produção de petróleo nos países acima citados, a literatura especializada no Brasil converge na recomendação a inserção de empresas independentes em substituição, sobretudo, a participação da Petrobras na produção de campos maduros e nos campos com características que induzem afirmar que são economicamente marginais. Contudo é preciso se criar um cenário favorável que possibilite a inserção de novos agentes, sobretudo no que se relacionam ao arcabouço regulatório, políticas de incentivo e sintonia entre produtores e prestadores de serviços especializados, estes últimos que na Bacia do Recôncavo, como em maior parte do mundo, estão restritos as grandes multinacionais, como Schlumberger, Halliburton e Baker Hughes, que estão acostumadas a lidar com contratos inflexíveis, devido as relações que sustentam com a Petrobras, num cenário típico de mercado monopolizado.

[...] a experiência internacional tem demonstrado que a exploração de campos maduros ou marginalmente econômicos tende a se dar, preferencialmente, através de empresas independentes de médio e pequeno porte, que substituem as grandes empresas petrolíferas quando estes campos deixam de ser economicamente viáveis para as mesmas. Nesse sentido a possibilidade de dinamização dos investimentos nos campos maduros e/ou marginais na região do Recôncavo encontra-se efetivamente associada à entrada de empresas de médio e pequeno porte no segmento. Da mesma forma, a inserção destes novos atores no arranjo de maneira eficiente requer um elevado grau de articulação com os demais segmentos dos arranjos, em particular com as empresas prestadoras de serviços especializados. (LEMOS; JARDIM, 2003, p. 63)

## 6.2 MAIOR PARTICIPAÇÃO DAS *INDEPENDENTS* ATRÁVES DA AMPLIAÇÃO DA OFERTA DE ÁREAS PRODUTORAS

Como foi possível observar no capítulo 4, na seção sobre a produção, ficou perceptível a importância das empresas independentes na operação de campos de petróleo da Bacia do Recôncavo. Por outro lado, verificou-se a queda significativa da produção nos campos da Petrobras.

As empresas independentes por serem menores, possuem uma estrutura de custo mais próxima da realidade de retorno dos campos maduros da Bacia do Recôncavo, assim como, por não atuarem em muitos projetos, como as grandes empresas, como a Petrobras, podem canalizar as atenções, sobretudo os investimentos, para os poucos negócios que operam, possibilitando maior nível de eficiência.

[...] tendência refere-se à possibilidade de consolidação de novos players em termos de empresas direcionadas para a atividade de exploração e produção na região, basicamente empresas de médio e pequeno porte que apresentam um perfil mais adequado a uma atuação em um site de produção com características semelhantes às do Recôncavo (LEMOS; JARDIM, 2003, p.31)

Existem três formas distintas de inserção de novas empresas nas atividades de produção de petróleo e gás na Bacia do Recôncavo, conforme se observou no capítulo 4. As formas de inserção que mostraram melhores resultados foram por meio dos contratos de cláusulas e risco entre a Petrobras para operação dos seus campos (O caso Petrorecôncavo), uma espécie de terceirização da produção, e, com resultados não tão expressivos, mas positivos, por meio dos

leilões da ANP. Já os leilões da Petrobras (O caso W. Washington) não se mostrou próspero. Ainda assim existe um grande problema de ampliação da oferta de áreas para empresas independentes na região. Primeiro que os contratos com cláusulas de risco somente ocorreram uma vez, no ano 2000, com a Petrorecôncavo. Já os leilões da Petrobras, da mesma forma, uma única vez, no ano de 2001, que teve a W. Washington vencedora. Já as licitações da ANP, desde a 10ª rodada no ano de 2008 que não ocorre. Está prevista para 2013 a 11ª rodada e a partir deste ano ocorrer rodadas anuais voltadas para empresas de pequeno e médio porte em áreas com acumulações marginais

A ANP fará rodadas de licitações anuais específicas para blocos em bacias maduras e de áreas inativas com acumulações marginais, voltadas para empresas de pequeno e médio porte nas atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural. Isto é o que determina a Resolução no. 1, de 7/2/2013, do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), publicada hoje (18/2) no Diário Oficial da União (ANP, 2013)

As formas de inserção destacadas acima apresentaram distintos resultados, em função de suas características distintas. Médias e pequenas empresas são mais vulneráveis aos riscos, logo um cenário que possibilite estímulo e maior flexibilidade e garanta segurança do investimento são necessários para atração de novas empresas. As licitações da ANP e os Leilões da Petrobras apresentam a desvantagem do desembolso inicial representativo para o porte das empresas, acrescenta-se ainda, que na aquisição de blocos da ANP adiciona-se os riscos exploratórios, pois mesmo se tratando de uma região com ampla exploração, as possibilidades de insucesso na descoberta de óleo estão presentes.

Diferentemente, os contratos de contratação para operação de campos, conforme a Petrobras e a Petrorecôncavo assinaram, não possuem riscos exploratórios, a estrutura logística está montada, cabendo a empresa operadora investir para ampliar a produção, estágio onde passa a poder capturar o investimento feito e obter ganhos. Neste modelo todos ganham, além da empresa operadora, a Petrobras que garante a produção base mais um percentual sobre a produção excedente a produção base e, sobretudo, a economia da região, uma vez que a empresa produtora precisará contratar para ampliar a produção dos campos, gerando emprego e renda para a população local, além de garantir os ganhos governamentais mediante os royalties.



Os leilões realizados pela Petrobras, de seus campos, também pode ser uma alternativa viável, desde que sejam revistas as principais falhas que levaram a W. Washington a se defrontar com dificuldades na exploração dos campos adquiridos.

Os campos terrestres da Petrobras sempre acabam sendo alvo de propostas de ampliação da oferta de áreas para outras empresas. Estas propostas se asseguram na premissa de que a Petrobras possui objetivos e estrutura de custos que não comportam a produção nestes campos, com produção marginal ao tamanho da empresa. A proposta da Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Petróleo (ABPIP) é que a Petrobras destine ao mercado seus campos maduros com produção média de até 100 barris/dia.

O governo tem condições de induzir a Petrobras a criar novas modalidades que permitam, digamos assim, abrir espaço e adotar contratos de serviços com cláusulas de risco e recompensa [...] Ele também poderia incentivar a Petrobras a vender campos menores para produtores independentes. Não faz sentido a Petrobras ter campos com reservas inferiores a 1 milhão de barris e produção inferior a 100 barris por dia. Isso poderia ser cedido por meio de leilões ou para a ANP", diz o presidente da Abpip.(SEGMENTO, 2010)

Em caso desta proposta ser levada adiante a possibilidade de ampliação de áreas na Bacia do Recôncavo seria significativa. Dos atuais 60 campos em fase de produção que a Petrobras opera, 33 produziram em média menos de 100 barris/dia, conforme mostra a TABELA 31, que apresenta 40 campos da Petrobras com produção inferior a 500 barris/dia.

Juntos, os 30 campos operados pela Petrobras no Recôncavo com produção média abaixo de 100 barris/dia, totalizam 709 barris/dia de produção, com média de 22,2 barris/dia por campo. Dos campos listados acima, 9 não registraram produção alguma em 2012 de petróleo, sendo 4 deles produtores apenas de gás, são eles: Aratu, Ilha de Binbarra, Riacho São Pedro e Rio Joanes. Se devolvidos a ANP, estes campos se juntariam a outros campos marginais e passariam por rodadas de licitações de blocos com acumulações marginais, conforme ocorreu na 7ª Rodada, descrita neste trabalho no capítulo 4.

Ainda assim, a proposta de abertura pela Petrobras de campos terrestres sob sua operação, pode ir mais além e atingir os campos com produção inferior a 500 barris/dia, que são os campos considerados marginais pela Portaria Nª 279 de 2003 da ANP. Caminhando para esta

margem, outros 7 campos seriam incluídos na lista da Petrobras, totalizando 40 campos marginais com produção média total de 2.455 barris/dia, conforme revelou a TABELA 31 .

[...] a Portaria Nº 279 de 2003 da ANP define que, campos marginais de petróleo são aqueles campos que produzem predominantemente óleo, cuja produção à época do termo de cessão não ultrapasse 500 barris diários (GOMES, 2010, p.17)

Apesar da produção destes 40 campos considerados marginais se mostrar quase que irrelevante no total da produção da região, e mesmo causar pouco impacto no volume produzido pela Petrobras no Recôncavo, eles poderiam criar um enorme dinamismo no segmento produtivo e estimular a entrada de diversas empresas independentes. O valor bruto da produção destes campos podem ultrapassar R\$ 200 milhões anualmente. Conforme revela a TABELA 32, somente no mês de dezembro de 2012, a produção de petróleo e gás destes campos superou R\$ 18,1 milhões, sendo 13,9 milhões da produção de petróleo e R\$ 4,2 milhões da produção de gás.

Tabela 31 - Produção média de petróleo dos campos operados pela Petrobras com Média de produção abaixo de 500 barris/dia, 2012

Campo	Produção Média Trimestral 2012 (em b/dia)				Média Anual
	1º Trimestres	2º Trimestre	3º Trimestre	4º Trimestre	
RIO ITARIRI	402,9	364,8	340,6	343,4	362,8
TANGARÁ	205,7	340,9	385,5	454,1	347,0
RIACHO OURICURI	191,0	495,4	253,4	231,6	292,5
SOCORRO	283,1	237,2	208,2	238,8	241,7
DOM JOÃO MAR	142,2	141,6	261,4	212,6	189,7
MASSUÍ	256,0	150,3	99,4	140,4	161,3
CANDEIAS - Mar	165,4	162,6	102,8	170,5	150,2
BONSUCESSO	100,4	84,5	79,5	102,1	91,6
FAZENDA ONÇA	108,8	81,0	83,0	74,1	86,7
RIO DA SERRA	50,5	50,6	54,4	177,9	83,6
PARAMIRIM DO VENCIMENTO*	0,0	0,0	0,0	310,8	78,1
APRAIÚS	56,7	53,1	63,9	68,3	60,5
FAZENDA AZEVEDO	44,5	54,9	51,9	45,3	49,1
ITAPARICA	34,8	45,6	39,8	30,5	37,7
MIRANGA NORTE	0,0	10,1	54,9	66,7	33,1
POJUCA	37,5	27,6	42,2	23,9	32,8
PEDRINHAS	0,0	0,1	81,2	35,5	29,3
SOCORRO EXTENSÃO	26,8	20,0	25,6	31,1	25,9
MANDACARU	40,1	4,3	26,2	21,1	22,9
RIO SAUÍPE	13,8	18,6	15,4	8,9	14,2
LEODÓRIO	11,1	16,0	15,0	14,2	14,1
LAMARÃO	15,7	10,3	11,5	9,6	11,8
CANTAGALO	8,0	8,8	7,9	10,2	8,8
BIRIBA	10,3	7,2	7,2	5,4	7,5
SÃO DOMINGOS	12,1	9,4	4,5	2,7	7,1
SUSSUARANA	4,0	7,2	3,3	5,8	5,1
FAZENDA ALTO DAS PEDRAS	3,7	3,6	4,2	0,1	2,9
JACUÍPE	2,4	2,1	0,9	5,3	2,7
MAPELE	6,0	1,0	1,2	1,1	2,3
RIO PIPIRI	2,1	2,0	1,4	1,4	1,7
ARATU	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
CAMAÇARI	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
FAZENDA SORI*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ILHA DE BIMBARRA	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
LAGOA VERDE*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
POJUCA NORTE	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
RIACHO SÃO PEDRO	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
RIO JOANES	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
TAPIRANGA	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Total</b>	<b>2.236</b>	<b>2.411</b>	<b>2.326</b>	<b>2.843</b>	<b>2.455</b>

Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANP

Tabela 32 - Produção, Preço de Referência e Valor da Produção do óleo e gás produzidos pelos campos operados pela Petrobras com produção abaixo de 500 barris/dia de petróleo, dezembro de 2012

Campo	Produção (m <sup>3</sup> )		P. Referência (R\$/m <sup>3</sup> )		Valor da Produção (em R\$ 1.000)		
	Óleo	Gás	Óleo	Gás	Óleo	Gás	Total
Rio Itariri	1.654,07	15.717,55	1.397,28	0,66	2.311,19	10,40	2.321,59
Socorro	1.356,51	114.384,58	1.397,28	0,57	1.895,42	65,09	1.960,51
Riacho Ouricuri	1.112,45	34.997,74	1.397,28	0,80	1.554,40	28,03	1.582,43
Candeias - mar	869,19	342.047,95	1.397,28	0,45	1.214,50	152,56	1.367,06
Dom João mar	790,86	6.326,61	1.397,28	0,54	1.105,05	3,42	1.108,47
Rio da Serra	771,10	4.115,69	1.397,28	0,82	1.077,44	3,36	1.080,80
Massuí	687,31	66.719,57	1.397,28	0,55	960,36	36,43	996,80
Cantagalo	45,89	1.692.020,26	1.397,28	0,45	64,12	760,04	824,16
Bonsucesso	562,08	20.234,51	1.397,28	0,88	785,38	17,80	803,18
Lamarão	31,85	1.782.279,88	1.397,28	0,38	44,50	681,29	725,80
Fazenda Onça	408,53	7.688,64	1.397,28	0,76	570,83	5,83	576,66
Miranga Norte	315,17	157.607,69	1.397,28	0,48	440,38	75,97	516,35
Biriba	10,06	1.226.166,00	1.397,28	0,41	14,06	500,67	514,72
Apraiús	348,13	13.423,40	1.397,28	0,63	486,43	8,41	494,85
Socorro extensão	160,73	541.793,34	1.397,28	0,43	224,58	235,54	460,12
Mandacaru	63,67	578.191,78	1.397,28	0,51	88,96	294,43	383,40
Fazenda Azevedo	240,87	72.260,10	1.397,28	0,61	336,56	43,99	380,55
Jacuípe	24,36	944.781,54	1.397,28	0,36	34,04	344,65	378,68
Rio Joanes	0,00	759.074,16	1.397,28	0,49	0,00	371,21	371,21
Itaparica	227,23	1.817,36	1.397,28	0,63	317,50	1,15	318,65
Aratu	0,00	715.020,64	0,00	0,32	0,00	230,35	230,35
Sussuarana	35,18	245.447,87	1.397,28	0,46	49,16	112,61	161,76
Pojuca	77,83	7.028,05	1.397,28	0,42	108,75	2,93	111,68
Reodório	62,55	4.691,03	1.397,28	0,68	87,40	3,17	90,57
Rio Sauípe	57,59	5.183,28	1.397,28	0,75	80,47	3,87	84,34
Rio Pipiri	9,32	156.650,31	1.397,28	0,44	13,02	68,40	81,43
Ilha de Bimbarra	0,00	180.650,99	1.397,28	0,42	0,00	76,08	76,08
Mapele	6,86	134.504,51	1.397,28	0,40	9,59	54,47	64,05
Riacho São Pedro	0,00	211.746,63	1.397,28	0,25	0,00	52,77	52,77
Pedrinhas	15,29	654,28	1.397,28	0,45	21,36	0,29	21,66
São Domingos	12,82	102,45	1.397,28	0,61	17,91	0,06	17,98
Camaçari	0,00	0,00			0,00	0,00	0,00
Fazenda Alto das Pedras	0,00	0,00			0,00	0,00	0,00
Fazenda Sori*	0,00	0,00			0,00	0,00	0,00
Lagoa Verde*	0,00	0,00			0,00	0,00	0,00
Paramirim do Vencimento*	0,00	0,00			0,00	0,00	0,00
Pojuca Norte	0,00	0,00			0,00	0,00	0,00
Tapiranga	0,00	0,00			0,00	0,00	0,00
<b>Total</b>	<b>9.957,50</b>	<b>10.043.328,39</b>			<b>13.913,39</b>	<b>4.245,27</b>	<b>18.158,66</b>

Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANP

## 7 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A importância da produção de petróleo dos campos maduros da Bacia do Recôncavo Baiano foi perdendo espaço no cenário nacional desde a década de 1970, quando a região alcançou seu pico de produção e desde então passou a declinar de forma brusca, ao mesmo passo que as necessidades de consumo e equilíbrio das contas brasileiras induziram à exploração de áreas de maiores riscos, contudo mais rentáveis, e que foram possibilitadas pela escalada histórica do preço do petróleo, viabilizando projetos mais custosos. Ainda assim, a produção de petróleo na Bacia do Recôncavo constitui atividade de extrema importância para a dinâmica econômica regional.

Com a promulgação da Lei do Petróleo em 1997, quebrando o monopólio das atividades de exploração e produção da Petrobras, abriu-se a possibilidade de inserção de novos agentes, gerando uma expectativa de reestímulo à produção em campos maduros e marginais a partir, sobretudo, de médias e pequenas empresas. Desde 1997 alguns avanços são percebidos, mas ainda são verificados obstáculos ao desenvolvimento das atividades e à expansão da produção ou mesmo a sua manutenção.

Os principais avanços estão relacionados à estabilidade da produção observada ao longo da década de 2000, após uma queda brusca nos anos antecessores. Essa estabilidade foi possibilitada pela produção de empresas independentes, em especial, pela Petrorecôncavo operando 12 campos da Petrobras, desde o ano 2000, quando assinaram contratos sob cláusulas de riscos. Outras empresas independentes também marcam incremento na produção ao longo dos últimos anos. No sentido inverso verificou-se que os principais campos da Petrobras registraram uma queda expressiva no nível de produção, em torno de 25% entre os anos 2000 e 2012. A queda da produção da Petrobras na região não foi ainda maior devido a algumas descobertas realizadas pela empresa e, sobretudo, pela recuperação da produção em alguns campos. A escalada do preço do petróleo nos últimos anos apresenta-se como fator decisivo para a manutenção do nível da produção. O aumento do preço do petróleo também sugere ser o responsável pelo crescimento significativo das reservas da região, que praticamente dobraram em 10 anos. Outro indicador positivo da indústria local neste período foi a elevação do número de trabalhadores ocupados e dos níveis salariais. Da mesma forma mostrou-se vigoroso o crescimento das receitas governamentais oriundas dos *royalties* do petróleo.

Ainda assim, apesar dos indicadores promissores, alguns obstáculos são encontrados para expansão das atividades na Bacia do Recôncavo, sobretudo com as médias e pequenas empresas. Destacam-se dois fatores essenciais: as limitações dos marcos regulatórios e das políticas de incentivos; e a concentração do mercado em torno da Petrobras. Sugere-se que se criem marcos regulatórios específicos, definam-se as particularidades dos campos com produção madura e marginal e, a partir daí, possibilitar-se-ão as políticas de incentivos à produção.

Em relação à concentração de mercado em torno da Petrobras existem problemas consideráveis que se relacionam com a prestação de serviços e aquisição de equipamentos, além da pouca oferta de áreas de exploração e produção. A Petrobras continua a exercer um monopólio na região, o que mantém as formas contratuais rígidas, que estão fora do alcance e estrutura das médias e pequenas empresas.

Entre os caminhos apontados para a expansão das atividades destaca-se a ampliação das áreas ofertadas às médias e pequenas empresas, que possuem estruturas de custos e retornos mais próximos dos campos maduros e marginais. Observou-se que existem atualmente três formas de inserção de empresas independentes na produção da região: por meio de contratos com a Petrobras; via leilões de campos da Petrobras; e Rodadas de Licitação da ANP. Das três modalidades de inserção os contratos com cláusulas de riscos se mostraram mais promissores em seus resultados, com foi o caso da empresa Petrorecôncavo. Os leilões da ANP demarcam pontos positivos, mas com resultados inferiores. Já os leilões da Petrobras, verificado pelo caso da empresa W.Washington apresentaram resultados negativos, devido à forma como que foram realizados.

Verificou-se que a Petrobras possui 40 campos em fase produção que são considerados marginais pela ANP, isto é, com produção inferior a 500 barris/dia. Esses campos representam pouco mais de 7% da produção total de Petróleo do Recôncavo, mas com faturamento anual em torno de R\$ 200 milhões em 2012. É uma produção com pouca relevância para a Petrobras, quando comparada à produção total da região, mas podem ser utilizados para ampliar a dinâmica produtiva se operados por médias e pequenas empresas. Esses campos poderiam ser ofertados ao mercado através das modalidades anteriormente abordadas, contudo sugere-se os contratos com cláusulas de riscos, em função dos ganhos observados, das obrigações assumidas pela empresa operadora e, sobretudo, a garantia que a produção se manterá estável ou mesmo será ampliada.

Desta forma, torna-se fundamental a adoção de marcos regulatórios apropriados à nova realidade produtiva de campos maduros e, sobretudo, que seja revisto o próprio papel desempenhado pela Petrobras nessas regiões. A expectativa é um maior dinamismo nas áreas de produção madura, contudo o nível da dinâmica adquirida dependerá fundamentalmente de transformações que possibilitem a participação eficiente das médias e pequenas empresas.

## REFERÊNCIAS

AGENCIA NACIONAL DO PETROLEO, GAS NATURAL E BIOCOMBUSTIVEIS (ANP). **Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis 2011**. Rio de Janeiro, 2012. Disponível em: <[http://www.anp.gov.br/conheca/anuario\\_2010.asp](http://www.anp.gov.br/conheca/anuario_2010.asp)>. Acesso em: 10 Jul. 2012.

\_\_\_\_\_. **As Rodadas de Licitações da ANP**. Rio de Janeiro, [20-?]. Disponível em: <[http://www.anp.gov.br/petro/rodadas\\_de\\_licitacoes.asp](http://www.anp.gov.br/petro/rodadas_de_licitacoes.asp)>. Acesso em: 12 dez. 2011.

\_\_\_\_\_. **Blocos exploratórios sob concessão**. Rio de Janeiro, 2013. Disponível em: <[http://www.anp.gov.br/doc/dados\\_estatisticos/Blocos\\_Exp\\_Sob\\_Concessao\\_24\\_03\\_13.pdf](http://www.anp.gov.br/doc/dados_estatisticos/Blocos_Exp_Sob_Concessao_24_03_13.pdf)>. Acesso em: 20 mar. 2013.

\_\_\_\_\_. **Conteúdo local**. Rio de Janeiro, [20-?]. Disponível em: <[http://www.anp.gov.br/petro/conteudo\\_local.asp](http://www.anp.gov.br/petro/conteudo_local.asp)>. Acesso em: 20 out. 2008.

\_\_\_\_\_. **Décima rodada de licitações da bacia do recôncavo**. In: SEMINÁRIO TECNICO-AMBIENTAL DA DÉCIMA RODADA. Rio de Janeiro, p. 62, 15 out. 2008. Disponível em: <[http://www.brasilrounds.gov.br/arquivos/seminarios/STA\\_9Bacia%20do%20Recôncavo%20\(portugues\).pdf](http://www.brasilrounds.gov.br/arquivos/seminarios/STA_9Bacia%20do%20Recôncavo%20(portugues).pdf)>. Acesso em: 26 dez. 2011.

\_\_\_\_\_. **Glossário ANP**. Rio de Janeiro, [20-?]. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/glossario/index.asp?strAlpha=R>>. Acesso em: 10 Jul. 2008.

\_\_\_\_\_. **Lista de concessões**. Rio de Janeiro, [1998-2008]. Disponível em: <[http://www.anp.gov.br/petro/lista\\_concessoes.asp](http://www.anp.gov.br/petro/lista_concessoes.asp)>. Acesso em: 10 jul. 2011.

\_\_\_\_\_. **Produção dos campos produtores terrestres para apuração dos royalties**: mês de crédito: dezembro de 2012. Rio de Janeiro, 2012. Disponível em: <[http://www.anp.gov.br/doc/participacoes\\_governamentais/calculo/2012/dezembro/Producao\\_campos\\_terra\\_dez12.pdf](http://www.anp.gov.br/doc/participacoes_governamentais/calculo/2012/dezembro/Producao_campos_terra_dez12.pdf)>. Acesso em: 10 jan. 2013.

\_\_\_\_\_. **Produção nacional de gás natural (10<sup>3</sup> m<sup>3</sup>)**. Rio de Janeiro, [2000-2012]. Disponível em: <[http://www.anp.gov.br/doc/dados\\_estatisticos/Producao\\_de\\_Gas\\_Natural\\_m3.xls](http://www.anp.gov.br/doc/dados_estatisticos/Producao_de_Gas_Natural_m3.xls)>. Acesso em: 03 jan. 2013.

\_\_\_\_\_. **Produção nacional de petróleo e LGN (barris)**. Rio de Janeiro, [2000-2012]. Disponível em: <[http://www.anp.gov.br/doc/dados\\_estatisticos/Producao\\_de\\_Petroleo-b.xls](http://www.anp.gov.br/doc/dados_estatisticos/Producao_de_Petroleo-b.xls)>. Acesso em: 10 jan. 2013.

\_\_\_\_\_. **Resumo das rodadas realizadas**. Rio de Janeiro, [20-?]. Disponível em: <[http://www.brasil-rounds.gov.br/portugues\\_topo/resumo\\_geral.asp#](http://www.brasil-rounds.gov.br/portugues_topo/resumo_geral.asp#)>. Acesso em: 12 dez. 2012.

ALVES, Landulpho. **O Problema Brasileiro do Petróleo**. Rio de Janeiro: A Noite, 1954, 304 p.



BAHIA. Assessoria Geral de Comunicação Social. **Nova refinaria de petróleo começa a funcionar no Polo de Camaçari**. Disponível em:  
<<http://www.comunicacao.ba.gov.br/noticias/2010/10/07/nova-refinaria-de-petroleo-comeca-a-funcionar-no-polo-de-camacari>> Acesso em: 15 Nov 2010.

BAHIA: berço de ouro. **ISTO É Online**, São Paulo, n. 2, 03 de março de 2006b. Disponível em:<[http://www.terra.com.br/istoe/especiais/petrobras2/bahia\\_berco\\_de\\_ouro.htm](http://www.terra.com.br/istoe/especiais/petrobras2/bahia_berco_de_ouro.htm)>. Acesso em: 18 jul. 2008.

CANADIAN ASSOCIATION OF PETROLEUM PRODUCERS (CAPP): **Canada's Oil and Natural Gas Industry: Contributing to a Strong National Economy**. Calgary, Alberta, Canada, 2006.

CAMARA, Roberto José Batista. **Campos Maduros e Marinais** – Definições Para Efeitos Regulatórios. 2004. 215 f. Dissertação (Mestrado em Regulação) - UNIFACS, Salvador, 2004.

CENTRO DE ENSINO E PESQUISA APLICADA (CEPA). **Programa de Pró-energia**. Universidade de São Paulo, 1999. Disponível em:  
<<http://www.cepa.if.usp.br/energia/energia1999/Grupo1A/producao.html>>. Acesso em: 20 Nov. 2010.

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

ESPECIAL manati. **A Tarde**, Salvador, [2006]. Disponível em:  
<<http://www3.atarde.com.br/especiais/manati/index.html>>. Acesso em: 18 jul. 2008.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA (IBGE). **Anuário estatístico do Brasil**, 1990. Disponível em: <http://biblioteca.ibge.gov.br/visualizacao/GEBIS%20-%20RJ/AEB/AEB2010.pdf> . Acessado em: 12 de outubro de 2011

INDEPENDENT PETROLEUM ASSOCIATION OF AMERICA (IPAA): **Reports and Statistics: Frequently Asked Questions**. Disponível em:  
<<http://www.ipaa.org/reports/faq.php>>. Acesso em: 28 jun. 2011.

FURTADO, Milton Braga. **Síntese da Economia Brasileira**. Rio de Janeiro: Livros Técnicos e Científicos, 1999, 320p.

LEMONS, Cristina; JARDIM, Roberto (Coord.). **Sistemas Produtivos e Inovativos Locais na Indústria de O&G – Análise da Experiência dos Campos Marginais do Recôncavo Baiano**. In: **TENDÊNCIAS tecnológicas para o setor de petróleo e gás natural – coletânea de resumos executivos**. Resumo executivo – Nota Técnica 06. Abril, 2003. Disponível em:  
<<http://www.redetec.org.br/publique/media/resumostendencias.pdf>>. Acesso em: 30 ago. 2010.

LUCCHESI, Celso Fernando. **Petróleo**. *Instituto de Estudos Avançados da Universidade de São Paulo*. v. 12, n. 33, p.17-40, 1998.

ORGANIZAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO (ONIP): **Situação da Sísmica Terrestre no Brasil**: Projeto ONIPGEO. Ctpetro, Rio de Janeiro, 2003.

PETRORECONCAVO entra com pedido de oferta pública de ações junto à CVM.

**INFOMONEY**. Disponível em:

PetroRecôncavo%20entra%20com%20pedido%20de%20oferta%20pública%20de%20ações%20junto%20à%20CVM%20-%20InfoMoney.htm. Acesso em: 20 de janeiro de 2012

RODRIGUES, Felipe Rachid. **Desenvolvimento das Companhias de Petróleo Independentes no Brasil**: Obstáculos e Oportunidades. 2007. 78 f. Monografia (Graduação em Economia). Instituto de Economia, UFRJ, Rio de Janeiro, 2007.

SALES, Rafael; SACRAMENTO, Magnum Seixas; ALCOFORADO; Ihering Guedes. Gestão Ambiental no Setor Petrolífero e o Instituto da Responsabilidade: Uma Análise sobre os campos marginais da Bacia do Recôncavo Baiano. In: ENCONTRO INTERNACIONAL DE ENGENHARIA EMPRESARIAL E SOBRE MEIO AMBIENTE, 12, Universidade de São Paulo – São Paulo, 2010. **Anais...** São Paulo: USP, 2010

SEGMENTO quer novo modelo de concessão em terra. **Valor Econômico**. São Paulo, 08 de setembro de 2011.

SIMÃO, Newton Brito. **A reestruturação do setor petrolífero no Brasil**: A questão da tributação. 2001. 140f. Tese (Doutorado em Economia). Instituto de Economia, UFRJ, Rio de Janeiro, 2001.

VASQUES, Felipe Alvite. **Análise Crítica das Ofertas de Licitações da ANP, com Foco Nas Variáveis do Julgamento do Processo Licitatório**: Conteúdo Local, Bônus de Assinatura e Programa Exploratório Mínimo. 2010. 110 f. Monografia (Graduação em Engenharia). Escola Politécnica, UFRJ, 2010.

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

W.WASHINGTON prepara o primeiro salto de produção. **Gazeta Mercantil**. São Paulo, 18 de junho de 2002.

## APÊNDICE A

Produção, Preço de Referência e Valor da produção do petróleo e gás, segundo campo de produção da Bacia do Recôncavo Baiano em Dezembro de 2012

Campo	Empresa	Produção (m <sup>3</sup> )		P. Referência (R\$/m <sup>3</sup> )		Valor da Produção (em R\$ 1.000)		
		Óleo	Gás	Óleo	Gás	Óleo	Gás	Total
ARAÇÁS	Petrobras <sup>1</sup>	22.522,66	2.668.377,96	1.397,28	0,61	31.470,4	1.615,1	33.085,5
BURACICA	Petrobras <sup>1</sup>	19.503,69	116.857,24	1.397,28	0,96	27.252,1	112,5	27.364,6
MIRANGA	Petrobras <sup>1</sup>	10.947,17	30.085.492,06	1.397,28	0,34	15.296,2	10.117,1	25.413,4
FAZENDA BÁLSAMO	Petrobras <sup>1</sup>	15.908,29	189.304,44	1.397,28	0,78	22.228,3	148,2	22.376,5
TAQUIPE	Petrobras <sup>1</sup>	13.219,20	1.060.654,12	1.397,28	0,47	18.470,9	502,0	18.972,8
FAZENDA BOA ESPERANÇA	Petrobras <sup>1</sup>	12.690,77	669.907,38	1.397,28	0,75	17.732,5	503,2	18.235,8
ÁGUA GRANDE	Petrobras <sup>1</sup>	12.753,16	0	1.397,28		17.819,7	0,0	17.819,7
FAZENDA PANELAS	Petrobras <sup>1</sup>	8.396,26	6.916.297,58	1.397,28	0,54	11.731,9	3.717,2	15.449,1
RIO DO BU	Petrobras <sup>1</sup>	9.634,19	165.227,16	1.397,28	0,65	13.461,6	107,8	13.569,5
CASSARONGONGO	Petrorecôncavo /Petrobras	9.550,53	287.670,61	1.397,28	0,37	13.344,7	106,4	13.451,1
DOM JOÃO	Petrobras <sup>1</sup>	7.019,24	56.140,16	1.397,28	0,44	9.807,8	24,6	9.832,4
JANDAIA	Petrobras <sup>1</sup>	6.083,65	335.156,68	1.397,28	0,5	8.500,5	166,0	8.666,6
CANDEIAS	Petrobras <sup>1</sup>	5.002,52	2.241.045,67	1.397,28	0,45	6.989,9	999,6	7.989,5
MATA DE SÃO JOÃO	Petrorecôncavo /Petrobras	5.488,17	593.123,51	1.397,28	0,34	7.668,5	199,5	7.867,9
CIDADE DE ENTRE RIOS	Petrobras <sup>1</sup>	5.502,76	95.823,15	1.397,28	0,62	7.688,9	59,6	7.748,5
MASSAPÊ	Petrobras <sup>1</sup>	3.502,01	5.869.955,56	1.397,28	0,44	4.893,3	2.611,4	7.504,6
CEXIS	Petrobras <sup>1</sup>	3.373,15	4.260.805,30	1.397,28	0,57	4.713,2	2.419,4	7.132,6
TIÊ	Gran Tierra <sup>1</sup>	4.691,95	525.029,10	1.423,10	0,6	6.677,1	313,7	6.990,9
FAZENDA ALVORADA	Petrobras <sup>1</sup>	4.733,93	49.892,32	1.397,28	0,28	6.614,6	14,1	6.628,7
RIACHO DA BARRA	Petrobras <sup>1</sup>	4.013,67	396.857,36	1.397,28	0,6	5.608,2	237,2	5.845,4
FAZENDA BELÉM	Petrorecôncavo /Petrobras	4.065,80	138.968,00	1.397,28	0,51	5.681,0	70,3	5.751,3
FAZENDA IMBÉ	Petrobras <sup>1</sup>	3.610,88	806.850,75	1.397,28	0,67	5.045,4	540,1	5.585,5
MALOMBÊ	Petrobras <sup>1</sup>	3.905,35	46.049,44	1.397,28	1,58	5.456,9	72,9	5.529,7
REMANSO	Petrorecôncavo /Petrobras	3.108,99	998.121,41	1.397,28	0,5	4.344,1	499,4	4.843,5
RIO POJUCA	Petrobras <sup>1</sup>	2.896,62	211.842,88	1.397,28	0,44	4.047,4	94,0	4.141,4
TANGARÁ	Petrobras <sup>1</sup>	1.932,80	148.323,80	1.397,28	0,41	2.700,7	61,5	2.762,1
RIO ITARIRI	Petrobras <sup>1</sup>	1.654,07	15.717,55	1.397,28	0,66	2.311,2	10,4	2.321,6
SOCORRO	Petrobras <sup>1</sup>	1.356,51	114.384,58	1.397,28	0,57	1.895,4	65,1	1.960,5
SESMARIA	Petrorecôncavo /Petrobras	1.209,53	372.792,91	1.397,28	0,49	1.690,0	181,0	1.871,1
RIO DOS OVOS	Petrorecôncavo /Petrobras	1.203,27	43.805,82	1.397,28	0,48	1.681,3	21,1	1.702,4
RIACHO OURICURI	Petrobras <sup>1</sup>	1.112,45	34.997,74	1.397,28	0,8	1.554,4	28,0	1.582,4
CANDEIAS - Mar	Petrobras <sup>1</sup>	869,19	342.047,95	1.397,28	0,45	1.214,5	152,6	1.367,1
NORTE DE FAZENDA CARUAÇU	Petrorecôncavo /Petrobras	728,93	869.111,00	1.397,28	0,32	1.018,5	274,0	1.292,5
CANÁRIO	Petrosynergy	859,84	60.188,94	1.316,21	0,37	1.131,7	22,4	1.154,2
DOM JOÃO MAR	Petrobras <sup>1</sup>	790,86	6.326,61	1.397,28	0,54	1.105,1	3,4	1.108,5
RIO DA SERRA	Petrobras <sup>1</sup>	771,1	4.115,69	1.397,28	0,82	1.077,4	3,4	1.080,8
MASSUÍ	Petrobras <sup>1</sup>	687,31	66.719,57	1.397,28	0,55	960,4	36,4	996,8
FAZENDA SANTO ESTEVÃO	W. Petróleo	696,3	11.140,78	1.337,66	1,72	931,4	19,2	950,6
CANTAGALO	Petrobras <sup>1</sup>	45,89	1.692.020,26	1.397,28	0,45	64,1	760,0	824,2

BONSUCESSO	Petrobras <sup>1</sup>	562,08	20.234,51	1.397,28	0,88	785,4	17,8	803,2
GOMO	Petrorecôncavo /Petrobras	558,51	13.493,25	1.397,28	0,47	780,4	6,4	786,8
LAMARÃO	Petrobras <sup>1</sup>	31,85	1.782.279,88	1.397,28	0,38	44,5	681,3	725,8
BREJINHO	Petrorecôncavo /Petrobras	465,92	15.611,84	1.397,28	0,84	651,0	13,1	664,1
GUANAMBI	Petrobras/ Guanambi	424,64	58.600,41	1.397,28	0,67	593,3	39,4	632,8
FAZENDA RIO BRANCO	W. Petróleo	424,34	26.689,96	1.337,66	1,72	567,6	46,0	613,6
FAZENDA ONÇA	Petrobras <sup>1</sup>	408,53	7.688,64	1.397,28	0,76	570,8	5,8	576,7
TROVOADA	Petrosynergy <sup>1</sup>	358,3	31.530,40	1.423,10	0,88	509,9	27,6	537,5
MIRANGA NORTE	Petrobras <sup>1</sup>	315,17	157.607,69	1.397,28	0,48	440,4	76,0	516,4
BIRIBA	Petrobras <sup>1</sup>	10,06	1.226.166,00	1.397,28	0,41	14,1	500,7	514,7
APRAIÚS	Petrobras <sup>1</sup>	348,13	13.423,40	1.397,28	0,63	486,4	8,4	494,8
SOCORRO EXTENSÃO	Petrobras <sup>1</sup>	160,73	541.793,34	1.397,28	0,43	224,6	235,5	460,1
LAGOA DO PAULO NORTE	Petrorecôncavo	309,71	10.362,28	1.406,10	0,87	435,5	9,0	444,5
LAGOA DO PAULO	Petrorecôncavo	288,11	3.362,00	1.406,10	0,7	405,1	2,4	407,5
MANDACARU	Petrobras <sup>1</sup>	63,67	578.191,78	1.397,28	0,51	89,0	294,4	383,4
FAZENDA AZEVEDO	Petrobras <sup>1</sup>	240,87	72.260,10	1.397,28	0,61	336,6	44,0	380,6
JACUÍPE	Petrobras <sup>1</sup>	24,36	944.781,54	1.397,28	0,36	34,0	344,6	378,7
RIO JOANES	Petrobras <sup>1</sup>	0	759.074,16	1.397,28	0,49	0,0	371,2	371,2
ITAPARICA	Petrobras <sup>1</sup>	227,23	1.817,36	1.397,28	0,63	317,5	1,2	318,7
RIO SUBAÚMA	Petrorecôncavo /Petrobras	177,21	1.434,79	1.397,28	1,02	247,6	1,5	249,1
BOM LUGAR <sup>2</sup>	Alvopetro	173,01	14.359,83	1.341,92	0,72	232,2	10,4	242,6
ARATU	Petrobras <sup>1</sup>	0	715.020,64		0,32	0,0	230,4	230,4
SANTANA	Santana <sup>1</sup>	147,82	11.825,00	1.343,88	1,72	198,7	20,4	219,0
SÃO PEDRO	Petrorecôncavo /Petrobras	130,33	28.402,61	1.397,28	0,81	182,1	23,0	205,1
CANABRAVA	Petrorecôncavo /Petrobras	127,89	6.803,59	1.397,28	0,67	178,7	4,6	183,3
SUSSUARANA	Petrobras <sup>1</sup>	35,18	245.447,87	1.397,28	0,46	49,2	112,6	161,8
POJUCA	Petrobras <sup>1</sup>	77,83	7.028,05	1.397,28	0,42	108,8	2,9	111,7
LEODÓRIO	Petrobras <sup>1</sup>	62,55	4.691,03	1.397,28	0,68	87,4	3,2	90,6
UIRAPURU	Petrosynergy <sup>1</sup>	57,69	16.393,88	1.423,10	0,34	82,1	5,6	87,7
RIO SAUÍPE	Petrobras <sup>1</sup>	57,59	5.183,28	1.397,28	0,75	80,5	3,9	84,3
RIO PIPIRI	Petrobras <sup>1</sup>	9,32	156.650,31	1.397,28	0,44	13,0	68,4	81,4
ILHA DE BIMBARRA	Petrobras <sup>1</sup>	0	180.650,99	1.397,28	0,42	0,0	76,1	76,1
MAPELE	Petrobras <sup>1</sup>	6,86	134.504,51	1.397,28	0,4	9,6	54,5	64,1
RIACHO SÃO PEDRO	Petrobras <sup>1</sup>	0	211.746,63	1.397,28	0,25	0,0	52,8	52,8
ARAÇÁS LESTE <sup>2</sup>	Egesa <sup>1</sup> )	28,25	282,5	1.360,03	1,72	38,4	0,5	38,9
ACAJÁ- BURIZINHO	Petrorecôncavo	22,12	231,85	1.406,10	0,31	31,1	0,1	31,2
JURITI	Petrorecôncavo	18,98	887,48	1.423,10	0,8	27,0	0,7	27,7
PEDRINHAS	Petrobras <sup>1</sup>	15,29	654,28	1.397,28	0,45	21,4	0,3	21,7
SÃO DOMINGOS	Petrobras <sup>1</sup>	12,82	102,45	1.397,28	0,61	17,9	0,1	18,0
LAGOA DO PAULO SUL	Petrorecôncavo	8,82	295,56	1.406,10	0,64	12,4	0,2	12,6
<b>TOTAL</b>		<b>222.425,61</b>	<b>70.574.413,15</b>			<b>310.773,02</b>	<b>30.286,33</b>	<b>341.059,34</b>