

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO

USP

Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia

PIPGE

(EP/FEA/IEE/IF)

**CURVA DE HUBBERT: UMA ANÁLISE DAS
RESERVAS BRASILEIRAS DE PETRÓLEO**

Denilson Ferreira

São Paulo

2005

Denilson Ferreira

CURVA DE HUBBERT: UMA ANÁLISE DAS RESERVAS BRASILEIRAS DE PETRÓLEO

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

Orientação: Prof. Dr. Carlos A. M. de Andrade

São Paulo

2005

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

FICHA CATALOGRÁFICA

Ferreira, Denilson.

Curva de Hubbert: uma análise das reservas brasileiras de Petróleo / Denilson Ferreira; orientador Carlos Américo Morato de Andrade. – São Paulo, 2005.
101 p. : il.; 30cm.

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

1.Curva de Hubbert 2.Reservas de petróleo 3.Pico de Produção 4.Estimação de Reservas I.Título.

À minha amada Anna Carolina
Pela compreensão
Pela fé
Pelo apoio.

AGRADECIMENTOS

Foi uma longa jornada, difícil, árida e adversa. Este trabalho representa o fruto de todo o esforço investido durante esse tempo de dedicação e angustia. Ele também simboliza uma etapa que foi completada e quando olho para trás, vejo claramente o caminho percorrido.

Nesse mesmo caminho também reconheço todas as minhas dificuldades e fraquezas, e em cada obstáculo encontrado, vejo aquelas pessoas com as quais pude me fortalecer e avançar.

Aproveito este espaço para lembrar as pessoas e instituições que contribuíram para que esse singelo trabalho fosse uma realidade.

Agradecimentos especiais:

- Ao professor Américo que me resgatou do abismo;
- Ao professor Edmilson pela constante confiança;
- Ao Alexandre, amigo de todas as horas;
- A todos os colegas alunos do IEE;
- A todos os professores do PIPGE;
- À Rosa e ao Julio, sempre solidários;
- A todos funcionários do IEE;
- Ao IEE que nos acolhe com a estrutura adequada;
- À Agência Nacional de Petróleo pelo apoio financeiro.

*“Sob o familiar, descubram o insólito,
sob o cotidiano desvelem o inexplicável
que tudo que é considerado habitual,
provoque inquietação;
na regra, descubram o abuso
e sempre que o abuso for encontrado
encontrem o remédio.”*

Bertold Brecht

FERREIRA, D. Curva de Hubbert: uma análise das reservas brasileiras de petróleo. 2003. 98 p. Dissertação de Mestrado - Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia. Universidade de São Paulo.

Resumo

Este trabalho constitui uma análise sobre o ciclo de vida produtivo das reservas de petróleo no Brasil. Considerando dados históricos sobre a demanda, produção e reservas publicados pelo Ministério de Minas e Energia, Agência Nacional do Petróleo e Petrobras, e baseando-se na teoria da “Curva de Hubbert” foram elaboradas curvas para a produção e reservas de petróleo no país. Para isso, foram descritas as definições e classificações de recursos e reserva; os principais métodos e procedimentos usados no processo de estimação de reserva, bem como as incertezas envolvidas. O resultado obtido demonstrou que o Brasil, com um EUR de 24 bilhões de barris de petróleo atingirá seu pico de produção em 2011 e através da análise de diferentes cenários para de crescimento anual da demanda, pode-se verificar que a duração da auto-suficiência poderá variar entre 8 e 13 anos.

Palavras-chave: curva de Hubbert, reservas de petróleo, pico de produção, estimação de reservas.

FERREIRA, D. Hubbert curve: an analysis of Brazilian petroleum reservations. 2003. 98 p. Dissertation of Master's degree – Energy Program. University of São Paulo.

Abstract

This work constitutes an analysis on the oil reserves productive life cycle in Brazil. Considering data reports on the demand, production and reservations published by the Ministry of Minas and Energy, Petroleum National Agency and Petrobras, and basing on the theory of the “Hubbert Curves” were elaborated curves for the production and oil reserves in the country. For that, resources and reservation definitions and classifications were described; the main methods and procedures used in the process of reservation estimate, as well as, the involved uncertainties. The result demonstrated that Brazil, with an EUR of 24 billion barrels of petroleum will reach the production pick in 2011 and through the analysis of different sceneries for the demand annual growth, it verified that the auto-sufficiency duration can vary between 8 and 13 years.

Keywords: Hubbert curves, oil reserves, production pick, estimate of reservations.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figuras

Figura 1 – Classificação de recursos e reservas.....	1	Erro! Indicador não definido.
Figura 2 – Sistema de classificação de recursos.....		Erro! Indicador não definido.
Figura 4 – Métodos estimativos adequados ao estágio do campo		Erro! Indicador não definido.
Figura 5 – Principais diferenças entre procedimentos determinísticos e probabilísticos		Erro! Indicador não definido.
Figura 3 – Curva de Hubbert - original de 1956.....	30.	
Figura 6 – Produção de Óleo e LGN no Brasil – 1954 – 2004 (bbl/d).....		Erro! Indicador não definido.
Figura 7 – Proporções da Produção Nacional de Petróleo.....		Erro! Indicador não definido.
Figura 8 – Produção e Consumo de Petróleo no Brasil – 1970 a 2003 (Mbbl/d)		Erro! Indicador não definido.
Figura 9 - Reservas Provadas Brasileiras (MMbbl) – 1953 – 2003.....		Erro! Indicador não definido.
Figura 10 – Descobertas Teóricas Anuais de Petróleo – 1954 – 2003 (Mbbl/a)	40.	
Figura 11– Produção Brasileira de Petróleo - Bacias terrestres – 1954 a 2004 (Mbbl/d).....		Erro! Indicador não definido.
Figura 12- Curva de Hubbert - Produção Bacias terrestres Brasileiras – 1954 a 2025 (Mbbl/d) ...		Erro! Indicador não definido.
Figura 13– Produção Bacias Marítimas no Brasil – 1954 a 2003 (Mbbl/d)		Erro! Indicador não definido.
Figura 14- Curva de Hubbert - Produção Bacias Marítimas Brasileiras – 1954 a 2025 (Mbbl/d)..		Erro! Indicador não definido.
Figura 15 – Curva de Hubbert para a Produção de LGN no Brasil – 1982 a 2020 (Mbbl/d) ..		Erro! Indicador não definido.
Figura 16– Curva de Hubbert para a Produção de Petróleo no Brasil – 1954 a 2030 (Mbbl/d)		Erro! Indicador não definido.
Figura 17 – Produção e Descobertas Acumuladas no Brasil – 1954 a 2030 (Mbbl/a)		Erro! Indicador não definido.
Figura 18 – Curva Logística para Produção e Descobertas no Brasil – 1954 a 2040 (Mbbl)..		Erro! Indicador não definido.
Figura 19 - Produção e Descobertas anuais no Brasil – 1954 a 2050 (Mbbl/a).....		Erro! Indicador não definido.
Figura 20 – Curva de Hubbert Teórica para as Reservas Provadas de Petróleo no Brasil – 1953 a 2035 (MMbbl/d).....		Erro! Indicador não definido.
Figura 21 – Curva de Hubbert Teórica para as Reservas Provadas de Petróleo no Brasil – EUR 24 Bbbl – 1953 a 2035 (MMbbl/d)		Erro! Indicador não definido.
Figura 22 – Curva de Hubbert para a Produção de Petróleo no Brasil – 1954 a 2035 (Mbbl/d)		Erro! Indicador não definido.

Figura 23 – Previsão de Importação com Diferentes Taxas de Crescimento da Demanda– 2003 a 2022

(Mbbl/d) **Erro! Indicador não definido.**

Tabelas

Tabela 1. Parâmetros obtidos para exploração em terra no Brasil..... **Erro! Indicador não definido.**

Tabela 2. Parâmetros obtidos para exploração em mar no Brasil..... 37.

Tabela 3. Parâmetros obtidos para exploração no Brasil..... **Erro! Indicador não definido.**

LISTA DE ABREVIATURAS

ANP – Agência Nacional de Petróleo

BEN – Balanço Energético Nacional

CNP - Conselho Nacional do Petróleo

CVM – Comissão de Valores Mobiliários

DNPM – Departamento Nacional da Produção Mineral

E&P – Exploração e Produção

EIA – *Energy Information Administration*

EUR – Expected Ultimate Recovery

IEE – Instituto de Eletrotécnica e Energia

LGN – Líquido de Gás Natural

MME – Ministério de Minas e Energia

PIB – Produto Interno Bruto

PIPGE – Programa Interunidades de Pós-graduação em Energia

PROCAP – Programa de Capacitação em Águas Profunda e Ultra Profunda

US/SEC – United States Securities and Exchange Commission

SGMB – Serviço Geológico e Mineralógico do Brasil

SPE – *Society Petroleum Engineer*

tEP - tonelada equivalente de petróleo

UDN – União Democrática Nacional

USGS – *United States Geological Survey*

WPC – World Petroleum Congress

USP – Universidade de São Paulo

Página de aprovação

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	11.
2. REFERENCIAL TEÓRICO.....	17.
2.1 Recursos, reservas e seus diferentes tipos	17.
2.2 Métodos de estimação de reservas.....	Erro! Indicador não definido.
2.3 A curva de Hubbert	Erro! Indicador não definido.
3. O CASO BRASILEIRO	ERRO! INDICADOR NÃO DEFINIDO.
3.1 Os números nacionais do setor de petróleo	34.
3.2 A curva brasileira	Erro! Indicador não definido.
3.2.1 Bacias terrestres.....	Erro! Indicador não definido.
3.2.2 Bacias marítimas	Erro! Indicador não definido.
3.2.3 O LGN.....	Erro! Indicador não definido.
3.2.4 O Brasil	Erro! Indicador não definido.
3.3 Descobertas e reservas.....	Erro! Indicador não definido.
4. CONCLUSÃO.....	57ERRO! INDICADOR NÃO DEFINIDO.
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	ERRO! INDICADOR NÃO DEFINIDO.
ANEXO.....	67.

1. Introdução

A história da indústria do petróleo no Brasil sempre caminhou de mãos dadas com o desejo nacional de obter a auto-suficiência do recurso. É possível encontrar referências históricas dessa busca. Em 1957, apenas três anos após a constituição da Petrobras, o conteúdo programático de uma das mais importantes organizações políticas na metade do século passado, a UDN (União Democrática Nacional), abordava com destaque a questão. O item XIII do programa do partido, intitulado *Petróleo e Minérios*, dizia¹:

*"A UDN continua a defender o monopólio estatal do petróleo e bem assim a consolidação da Petrobrás, que deve ficar a salvo do facciosismo político e superar os entraves da burocracia. Entende, ainda, que a Petrobrás deve ser distribuidora exclusiva de derivados no território nacional, quando atingir no refino, a nossa capacidade de consumo, sem prejuízo de todos os esforços para que alcancemos a **auto-suficiência** da produção do petróleo. Preconiza, ainda, intensa participação da Petrobrás na indústria petroquímica".*

Atualmente, o novo arranjo do setor e o crescimento da importância do acúmulo de divisas na economia do país têm contribuído para a manutenção do tema na pauta nacional. No dia 05 de setembro de 2002, o editorial da Agência Estado² trazia o título: “Petrobras bate recorde de produção”, fazendo referência ao rompimento da marca de 1,6 milhão de barris de petróleo por dia. A marca foi comemorada pelo editorial não como um recorde da companhia, mas como uma aproximação dos 1,8 milhão de barris que correspondia à demanda interna no mesmo período. Na abertura do 17º World Petroleum Congress, no Rio de Janeiro, o então presidente Fernando Henrique Cardoso, através de vídeo-conferência³, afirmou que o país busca sua auto-suficiência até o ano de 2005. Em fevereiro de 2004, na edição 279 da revista “Brasil Energia⁴”, o Gerente de Estratégia e Gestão de E&P da Petrobras, José Luiz Marcusso, confirmou as metas de produção, prevendo a obtenção da auto-suficiência para meados de 2006.

¹ BONAVIDES, Paulo; AMARAL, Roberto. *Textos políticos da história do Brasil*. Disponível em: <http://www.cebela.org.br/txtpolit/socio/vol7/g_239.html>. Acesso em 21 de out. de 2002.

² AGENCIA ESTADO. Disponível em: <<http://www.estado.estadao.com.br/editoriais/>>. Acesso em 21 de out. de 2002.

³ CORREIO BRAILIENSE. Disponível em: <http://www2.correioweb.com.br/cw/EDIÇÃO_20020902>. Acesso em 10 de abril de 2004.

⁴ BRASIL ENERGIA, fevereiro de 2004, edição 279, p.26.

No plano estratégico da Petrobras⁵, elaborado em 2000, atualizado em outubro de 2001 e que possui como horizonte o ano de 2010, há como meta uma produção média de 2,27 milhões de barris de óleo equivalente por dia prevista para 2005, ano este apontado para a auto-suficiência. A produção média da empresa no Brasil em 2004, até o mês de agosto, considerando a produção de óleo, condensado, LGN e gás natural, correspondeu a 1,9 milhões de barris equivalentes de petróleo. Ou seja, para a auto-suficiência, em termos de barris de óleo equivalente, seria necessário um acréscimo médio de produção da ordem de 20%, ou uma alteração em relação à demanda.

A principal motivação para esse fabuloso esforço em direção a auto-suficiência é a posição de importância que o petróleo exerce na moderna economia mundial. Entre os povos mais antigos, o petróleo já tinha sua importância em situações em que era utilizado para fins medicinais, vedantes de embarcações, calefação e até para mumificações. Mas a “indústria”, tal qual se conhece atualmente, começa de fato a organizar-se a partir do desenvolvimento da utilização do produto como substituto ao óleo de baleia, com fins de iluminação, em países da Europa, além da Rússia, e sobretudo nos Estados Unidos.

Daniel Yergin⁶ relata que as alternativas de iluminação no início do século XIX eram muito restritas, de baixa qualidade, e em alguns casos ofereciam alto grau de risco às pessoas. As opções mais baratas eram os óleos vegetais ou gordura animal, que produziam iluminação de baixa qualidade. Para quem dispunha de dinheiro, o óleo de cachalote foi a melhor opção, isso até que dizimaram os cardumes do Atlântico e os preços dispararam. Buscaram alternativas como o canfeno, um derivado da terebintina que possuía a grande desvantagem de freqüentemente explodir, e o gás urbano destilado do carvão, que possuía boas propriedades para a iluminação, mas era considerado caro.

Assim, o processo de crescimento de várias economias, como a americana, impulsionou a demanda por um iluminante que, além de produzir boa luminosidade, também tivesse um preço acessível. Também houve uma demanda crescente por um lubrificante melhor que a gordura animal, para a utilização em teares mecânicos e impressoras a vapor.

No Brasil ocorreram várias iniciativas exploratórias, à semelhança do que houve em outras partes do mundo. Mas o produto começou a ter relevância para o país, sendo elevado

⁵ PETROBRAS. Disponível em:

<http://www2.petrobras.com.br/minisite/plano_estretegico/portugues/pdf/apresentacao_empregados_portugues.pdf> Acesso em: 17 mar. 2002. p.9.

ao “status” de estratégico, somente após a Primeira Guerra Mundial. O papel estratégico que o combustível exerceu nas batalhas, seguido do crescimento econômico e do surgimento de uma frota de veículos, contribuindo para o agravamento da situação de dependência externa, formaram um conjunto de evidências da necessidade de uma política exploratória para o produto.

Contudo, foi nesse momento da história brasileira que o Estado assume o papel de explorador, através da SGMB – Serviço Geológico de Mineralógico do Brasil, órgão criado em 1907. Depois em 1934, é criado o DNPM – Departamento Nacional da Produção Mineral, e em 1938, o CNP – Conselho Nacional do Petróleo, que teve esse papel até a criação da Petrobras em 1953.

As crises ocorridas nos anos 70 evidenciaram ainda mais a importância de diminuir a dependência externa em relação ao petróleo.

Depois com o fim Guerra Fria e a alteração no panorama econômico mundial, com a globalização dos mercados e diminuição do crédito internacional, o Brasil se viu cada vez mais diante da necessidade de manter o fluxo positivo de divisas para manter a credibilidade internacional, ocorrendo uma tensão pelo pelos superávits no comércio internacional. Neste aspecto, o petróleo sempre esteve entre os primeiros e mais pesados itens da conta de importações.

Hoje, a importância do setor de petróleo para a economia do país é indiscutível, de forma que qualquer variação que venha a ocorrer em relação ao produto produza reflexos significativos sobre o conjunto do sistema econômico nacional. A ANP⁷ recentemente publicou uma nota técnica, denominada Estimativa da Contribuição do Setor de Petróleo ao Produto Interno Bruto do Brasil, na qual demonstra tal relevância e sua evolução de 1997 a 2002. Em 1997 o setor era responsável por 2,7% do PIB nacional e cresceu anualmente para 3,1%; 4,2%; 5,3%; 5,9%; e em 2002, saltou para 6,8%. Em termos absolutos e em valores correntes, em 1997 essa contribuição era de R\$ 21,4 bilhões, e em 2002 esse valor saltou para R\$ 81,2 bilhões.

Entretanto, pretende-se neste trabalho, mais que discutir a auto-suficiência e suas benesses econômicas, busca-se analisar, a partir dos dados de que dispomos, o ciclo de vida

⁶ YERGIN, Daniel. *O petróleo: uma história de ganância, dinheiro e poder*. São Paulo: Scritta. 1984, p31.

das reservas e da produção brasileiras e as conseqüências que rondam a questão. Para tanto, faz-se necessário discutir os conceitos que permitam determinar a dimensão de reservas, bem como possíveis cenários de produção e de demanda. A partir do modelo desenvolvido por Hubbert, pretende-se analisar o comportamento da produção e das reservas.

É importante destacar que não se pretende entrar no debate entre os que acreditam que as reservas do planeta estão se acabando, e que é preciso encontrar alternativas urgentes, e aqueles que acreditam que sempre haverá novas reservas a ser descobertas e que os novos processos tecnológicos levarão a uma saída factível para o problema. Busca-se aqui, mediante a aplicação de uma teoria, descrever o ciclo de produção dos campos de petróleo no Brasil.

O professor Morato⁸, em seu artigo “O que fazer com o petróleo brasileiro”, publicado no Fórum da Energia número 20, discute exatamente o problema relacionado com o ciclo de vida produtiva de nossas reservas, baseado no modelo desenvolvido por Hubbert. Na curva elaborada pelo autor, foram consideradas duas hipóteses para o EUR brasileiro, uma de 18 bilhões de barris e outra de 27 bilhões. Segundo o professor, a diferença entre esses números refere-se à variação encontrada na literatura internacional para o caso nacional. Para o crescimento do consumo, o autor considerou um aumento de 4% ao ano até 2006, e depois de 1,5% ao ano. E a principal constatação que se pode verificar naquele trabalho é a de que o país se tornaria um importador de parcelas cada vez maiores do seu consumo interno do produto.

Em seu trabalho mais recente, o professor Morato⁹ conclui que, mesmo com um improvável EUR de 27 bilhões de barris, considerando uma taxa de crescimento da demanda de 4% ao ano, o país viveria um período de auto-suficiência apenas entre o período de 2005 a 2008.

O editorial do jornal o Estado de São Paulo do dia 21 de janeiro de 2003, intitulado “O equilíbrio do petróleo” também traçou o mesmo prognóstico:

⁷ AGENCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, Superintendência de Estudos Estratégicos. *Estimativa do Setor de Petróleo ao Produto Interno Bruto do Brasil: 1997 – 2002*. Nota técnica número 19. Julho de 2004.

⁸ MORATO, C. A. O que fazer com o petróleo brasileiro. Fórum da Energia 20. Disponível em http://www.ujgoias.com.br/forum/Forum%20Petroleiro_20.htm.

⁹ MORATO, C. Américo; SANTOS, E. Moutinho; FERREIRA, Denilson. *Exploratory challenges: can Brazil become self-sufficient in oil?* In: Global Peak Oil Gathering, Koblenz, Germany, 2004

“... a questão que se põe é se o Brasil, ainda que alcance a auto-suficiência em 2005, terá condições de preservá-la nos anos seguintes”¹⁰.

É exatamente este o eixo central deste trabalho, ou seja, considerando os resultados obtidos com a aplicação da Curva de Hubbert, analisar o ciclo de produção e das reservas no Brasil sob ótica da auto-suficiência.

O trabalho encontra-se organizado em quatro capítulos, conforme se descreve a seguir:

1. Introdução:

Nesta introdução procura-se apresentar objetivamente o contexto em que o trabalho encontra-se inserido, seus principais objetivos e a forma como ele foi organizado e desenvolvido.

2. Referencial teórico:

Nesse capítulo, descrevem-se os conceitos que darão alicerce ao desenvolvimento do trabalho. É importante demonstrar os conceitos relacionados a recursos, reserva e o EUR (*expected ultimate recovery*); apresentar os principais métodos de estimação de reservas, de forma a esclarecer todas as incertezas que envolvem a mensuração dos volumes recuperáveis de petróleo nos reservatórios. Também se apresenta, conceitualmente, a curva teórica do comportamento da produção - a curva de Hubbert – e suas principais expressões matemáticas.

3. O Caso brasileiro:

O capítulo 3 tem como objetivo apresentar a curva teórica de produção brasileira de petróleo, segundo o modelo proposto por Hubbert. Para isso, apresentam-se os principais números nacionais para o setor, como as reservas, descobertas, produção e consumo.

4. Conclusão:

No último capítulo do trabalho, apresentam-se as conclusões da aplicação do conceito desenvolvido por Hubbert à situação brasileira, bem como a análise do resultado baseada em suas possíveis conseqüências para a vida das pessoas. A análise considera

¹⁰ O ESTADO DE SÃO PAULO, 21 de janeiro de 2003, p. a-3.

diferentes cenários em relação às tendências do crescimento do consumo de petróleo no Brasil.

2. Referencial Teórico

Neste capítulo do trabalho, apresentam-se os conceitos que são fundamentais ao desenvolvimento do proposto. É importante demonstrar a diferença entre recursos e reservas. Os tipos de reservas considerados e o grau de incerteza sobre os volumes passíveis de recuperação. Aqui também se apresentam os principais métodos e procedimentos de estimação utilizados pelas empresas, além de apresentar o conceito de Curva de Hubbert.

2.1 Recursos, reservas e seus diferentes tipos

Em 1997, a Sociedade dos Engenheiros de Petróleo (SPE), em conjunto com o Congresso Mundial do Petróleo (WPC), lançaram uma terminologia única para os diversos tipos de reservas do petróleo.

A padronização da classificação de reservas buscou estabelecer um referencial internacional para o setor. A relevância de tal medida pode ser verificada rapidamente e um exemplo importante é o da companhia mexicana Pemex, que ao adotar as definições pôde verificar suas reservas provadas despencarem de 45 para 24,7 bilhões de barris em 1999.¹¹

No Brasil, a Petrobras adotou a classificação já em 1990 e converteu suas reservas, classificando-as através do método que tanto a SPE como o WPC, já desenharam em 1987. A ANP¹², à semelhança da SPE, através da portaria número 9 de 21 de janeiro de 2000, regulamentou a terminologia para o caso nacional.

O documento, publicado pela SPE em seu *site* com o objetivo de explicar as definições, relata as tentativas de padronizar a terminologia usada na classificação, tanto das substâncias relacionadas ao petróleo, como das várias categorias de reservas. É dado como

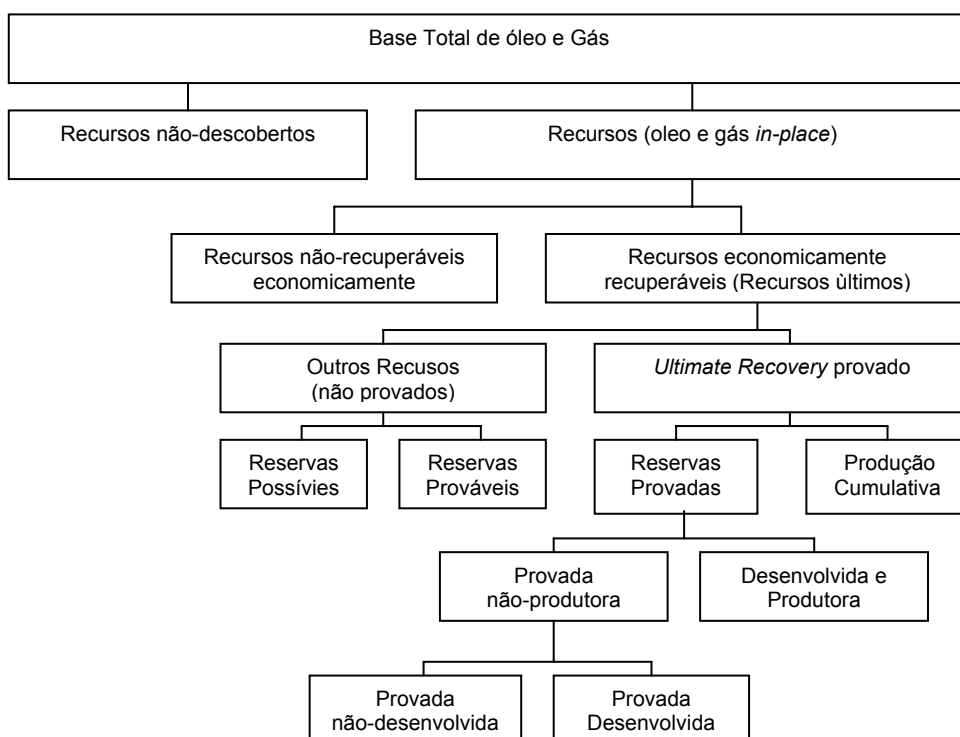
¹¹ CRONQUIST, Chapman. *Estimation and classification of reserves of crude oil, natural gas an condensate*. Society of Petroleum Engineers. 2001, p 10.

¹² AGENCIA NACIONAL DE PETROLEO. Portaria 9 de 21 de jan. de 2000. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br>>. Acesso em: 14 de nov. 2004.

marco inicial desse processo o ano de 1935, quando a American Petroleum Institute passou a considerar algumas categorias de reservas.¹³

A importância de se ter uma terminologia que expressasse significado semelhante, tornou-se, cada vez mais, um reflexo da importância que o petróleo assumiu na economia internacional, como a principal fonte de energia do mundo e importante fator de desenvolvimento. Assim, cada vez mais, possuir dados claros sobre a quantidade de petróleo factível de ser produzida tornava-se elemento essencial para o planejamento, constituindo-se insumo fundamental para os diversos agentes envolvidos na cadeia da indústria petroleira.

O avanço tecnológico trouxe maior precisão para os métodos utilizados no dimensionamento de reservas, evidenciando ainda mais a necessidade de uma nomenclatura que tivesse consistência entre os profissionais do setor, que até então utilizavam diferentes terminologias para as reservas.



Fonte: Energy Information Administration

Figura 1 – Classificação de recursos e reservas

¹³ SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. Petroleum Reserves Definitions. Disponível em: <<http://www.spe.org>>. Acesso em: 21 de out. 2001.

Em fevereiro de 1987, a SPE aprovou o documento *Definitions for Oil and Gas Reserves*, enquanto que no mesmo ano o WPC aprovou, em sua décima segunda edição, o documento *Classification and Nomenclature Systems for Petroleum and Petroleum Reserves*. Ainda que os trabalhos das duas instituições tivessem ocorrido separadamente, a similaridade foi tida como notável. Isto suscitou em ambas as organizações à possibilidade de se padronizar tais definições, de maneira que, pudessem ser usadas pela indústria mundial do petróleo.

Esse foi considerado o passo essencial para que as duas organizações trabalhassem em busca de um resultado único. Em março de 1997 as instituições publicaram a padronização para a classificação de reservas. O resumo da terminologia adotada é apresentado na figura 1.

Nesse mesmo documento as organizações definiram o termo “petróleo” como “a ocorrência natural de líquidos e gases que, predominantemente são compostos por hidrocarbonetos, sendo que, normalmente tais ocorrências estão associadas com outras substâncias, como enxofre, oxigênio e nitrogênio”.

A portaria da ANP, a exemplo da SPE, define o petróleo como “as ocorrências líquidas de hidrocarbonetos em estado natural”, e traz especificidades físico-químicas dessa condição. A mistura de hidrocarbonetos é considerada petróleo se permanecer na fase líquida nas condições de pressão e temperatura da superfície, e também, possuir uma viscosidade máxima de 10.000 centipoises na temperatura do reservatório e pressão da superfície. Nessa definição incluem-se, além do óleo, os condensados e o líquido de gás natural.

A parte superior da figura 1 refere-se ao total de recursos de petróleo e gás existentes que se formaram no subsolo antes de qualquer produção. A maior parcela desses recursos é irrecuperável considerando-se tecnologias atuais e ou viabilidade econômica. Com base na definição, todo o petróleo que ocorre no subsolo compõe a “base total de recursos de petróleo”, de um país ou região, independentemente de descoberta.

A divisão que ocorre logo abaixo correspondem às parcelas da base total de recursos de petróleo que foram ou não descobertas. Dentre os recursos que foram descobertos, ocorrerá uma nova classificação entre aqueles que são economicamente recuperáveis e os que não o

são. Na figura 1, esses recursos estão respectivamente representados pelos termos “recursos economicamente recuperáveis e recursos economicamente irrecuperáveis”.

Os recursos não recuperáveis dependerão sempre da variação de custos relacionados à extração. Dos recursos descobertos e economicamente recuperáveis surge o conceito de “reserva”.

Assim, entende-se por reservas, a parcela dos recursos de petróleo, dos quais se conhece, com certo grau de certeza, o tamanho da acumulação, e que apresentam viabilidade de recuperação sob o aspecto econômico.

As incertezas que envolvem a recuperação e o tamanho da reserva estão relacionadas à interpretação de dados geológicos. No próximo item deste capítulo, discutem-se os métodos utilizados na mensuração de reservas e as incertezas das estimativas, mas aqui cabe apenas discutir os conceitos de reservas que dependem do grau de incerteza da quantidade de petróleo recuperável.

As reservas provadas são quantidades comercialmente recuperáveis de petróleo, estimadas através de análise de dados geológicos e / ou de engenharia que produzem um elevado grau de certeza. Considerando métodos probabilísticos, resultam em aproximadamente 90% de chance de que os volumes se igualem ou excedam os estimados. Nesse tipo de avaliação, consideram-se elementos econômicos os métodos de operação adotados e o ambiente regulatório em que a reserva esta inserida.¹⁴

A consideração de elementos econômicos pode ser considerada como a grande mudança ocorrida no processo na avaliação, que antes supervalorizava os parâmetros volumétricos. Os principais parâmetros econômicos considerados incluem os preços do petróleo, todos os custos associados, o período médio de duração da produção, o contrato de obrigações fiscais, os procedimentos corporativos, regulamentações governamentais etc.

Dentre os recursos descobertos e economicamente recuperáveis também figuram as reservas não provadas. Com os mesmos parâmetros e procedimentos, esse tipo de reserva é qualificado de duas formas diferentes conforme as chances de recuperação das quantidades mensuradas. As reservas prováveis são aquelas em que análises dos dados técnicos sugerem

¹⁴ CRONQUIST, Chapman. *Estimation and Classification of Reserves of Crude oil, Natural Gás and Condesate*. Richardson, Texas: SPE, 2001. p.270.

que há uma possibilidade maior de não-recuperação da quantidade estimada. Quando há a utilização de métodos probabilísticos, a chance de recuperação da quantidade provada mais a provável estimada é de pelo menos 50%. As reservas possíveis são aquelas para as quais os mesmos testes e análises indicam uma baixa possibilidade de recuperação da quantidade estimada. Se forem utilizados métodos probabilísticos nessas avaliações, o resultado não ultrapassará a 10% de chance de recuperação das quantidades provadas mais prováveis mais possíveis estimadas.¹⁵

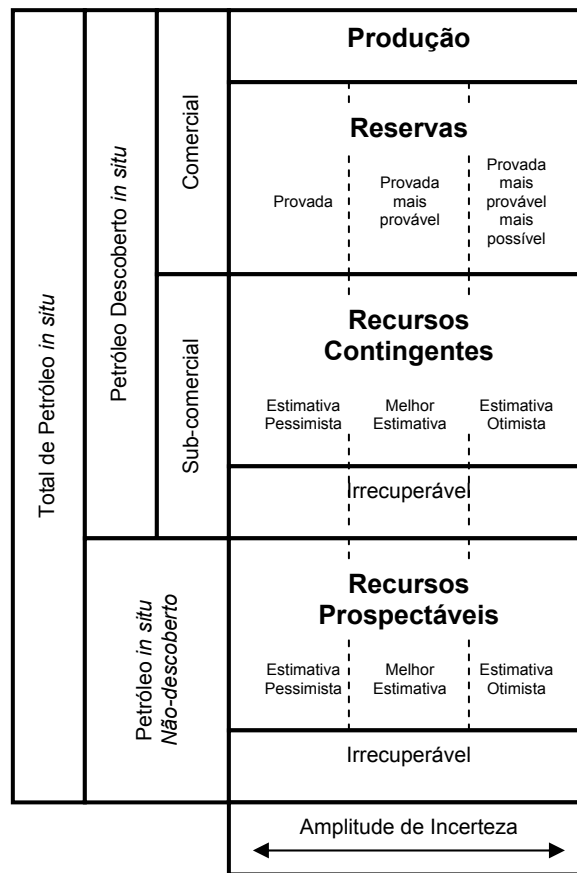
No caso das reservas provadas, a classificação diferencia-se em dois tipos, as reservas provadas produtoras e as não-produtoras. As reservas provadas não-produtoras, por sua vez, estão classificadas entre desenvolvidas e não-desenvolvidas.

Assim como o EIA quando elaborou um esquema dos componentes da base dos recursos de petróleo e gás, já demonstrado na figura 1, a SPE também elaborou um esquema para representar graficamente o sistema de classificação, o qual demonstra-se na figura 2.

O esquema demonstrado na figura 2 também parte da totalidade de petróleo que se estima existir em dada região. Dessa quantidade, existe uma parcela que foi descoberta e que se divide entre àquelas consideradas comerciais e sub-comerciais, dado as condições de mercado em certa data. Da parcela considerada comercial surge o conceito de reservas e da sub-comercial o termo recurso contingente que, considerando mudanças no status tecnológico e / ou econômico e / ou regulatório poderá se tornar comercial. Há também a consideração do petróleo que não se descobriu, que no caso é dado pelo termo “recursos prospectáveis”.

Os termos “estimativa pessimista, melhor estimativa e estimativa otimista” são usados como expressões genéricas para representar o potencial de se recuperar a quantidade estimada para cada um dos tipos de reservas.

¹⁵ Ibid. p.271



sem escala

Fonte: http://www.spe.org/spe/jsp/basic/0,2396,1104_12171_0,00.html

Figura 2 – Sistema de classificação de recursos

A portaria 9 da ANP aplica a definição da SPE e do WPC para a classificação de recursos e reservas. A agência utiliza o termo volume *in-situ* para designar a totalidade de petróleo e / ou gás natural em reservatórios descobertos, ou na crença de sua existência através de inferências consubstanciadas em informações geológicas e estatísticas. A utilização do termo “recurso” é dada a partir da verificação da potencialidade de recuperação. Já a definição de reservas e a classificação quanto ao grau de incertezas referentes ao potencial de recuperação são idênticas às propostas pela SPE, bem como a classificação quanto ao estágio de desenvolvimento.

2.2 Métodos de estimação de reservas

O estudo dos métodos e procedimentos usados no processo de estimação de reserva demonstra-se de grande relevância para este trabalho. A quantidade de petróleo passível de recuperação de certa acumulação encontra-se submersa em certo grau de incertezas inerentes ao processo. Tais métodos e procedimentos associam as incertezas às quantidades estimadas.

Cronquist¹⁶ ao abordar o problema das incertezas que envolvem a estimação de reservas, afirma que, tanto os fatores físicos naturais, como os fatores comerciais, são elementos impeditivos para que se produza uma estimação com razoável grau de certeza, e entende que somente após o desenvolvimento e o início da produção, é que se poderão concluir projeções que possam estar mais próximas da realidade. Para o autor, as incertezas que envolvem a estimação de reservas estão diretamente ligadas aos seguintes fatores:

- o grau de complexidade geológica;
- a maturidade do processo - desde delineamento geológico do reservatório até o ajuste de produção entre poços;
- a qualidade e quantidade de dados;
- o ambiente de operação - custos e preços;
- as habilidades e experiência de quem faz as estimações.

Pode-se ainda, incluir como fator ambiental relevante, o contexto regulatório e político que se dispõe.

Cronquist¹⁷ no mesmo trabalho, também descreve os principais métodos de estimação de reservas, os quais, evidenciam as incertezas das estimações. Os métodos encontram-se agrupados três tipos:

¹⁶ Ibid. p.2.

¹⁷ Ibid. p.2.

I. *Métodos Analógicos*

Esse primeiro grupo de métodos de estimação é utilizado no primeiro momento exploratório, antes da perfuração ou durante os primeiros estágios de desenvolvimento e produção. A metodologia é baseada na presunção de que, poços ou reservatórios análogos são comparáveis em alguns aspectos. O autor afirma que esse tipo de método deve considerar a configuração estrutural, a litologia e o ambiente da rocha reservatório, natureza e grau da principal heterogeneidade, petrofísica da rocha / fluido, pressão e temperatura inicial, propriedades de fluidez do reservatório e relacionamentos espaciais entre gás livre, óleo e aquíferos em condições iniciais;

II. *Métodos Volumétricos*

Esse tipo de método também tem uma maior utilidade no início da produção e por isso é caracterizado juntamente com o método analógico como métodos estáticos, sendo considerado o de maior utilização. Esse tipo de método envolve o cálculo da quantidade inicial in place, através da combinação mapeamento geológico, análise petrofísica e da engenharia de reservatório; das frações de petróleo, gás e outros elementos associados. Através do método volumétrico determina-se o fator de recuperação.

III. *Métodos de Performance*

Esse tipo de método é utilizado depois de um certo tempo de produção, quando já há estabilidade de pressão e outros elementos que permitem uma simulação do comportamento produtivo do campo, reservatório ou poço.

O processo de análise do método de performance envolve o cálculo através de balanço de materiais, simulações por computador e a consideração de tendências históricas de produção, como taxas de água / óleo; gás / óleo; água / gás; condensado / gás etc.

ANP, também na portaria 9, aponta os métodos a serem empregados no processo de estimação de acordo com o estágio em que o reservatório se encontra em relação ao seu ciclo de vida. Abaixo se descreve tais métodos e a figura 3 resume a relação estabelecida na portaria entre o estágio do ciclo de E&P e os métodos de estimação adequados à fase.

Nesse caso, os métodos sugeridos são os seguintes:

- *Métodos empíricos – quando a estimação ocorre por meio de correlações empíricas, utilizando as características permo-porosas da rocha-reservatório, as características dos fluídos existentes e os mecanismos de produção;*
- *Método analítico – quando a estimação ocorre através de processo analítico de engenharia de reservatórios baseado no histórico produtivo, considerando propriedades físicas dos fluídos e das rochas-reservatório;*
- *Método numérico – quando a estimação é dada através de simuladores numéricos de fluxo, subsidiados por modelagem geológica e da observação do sistema rocha-fluído do reservatório;*
- *Método experimental – quando a estimação é realizada por meio resultados obtidos com ensaios de laboratório e de modelos reduzidos que preservam as características do reservatório;*

- *Método de similaridade – estima-se a partir da similaridade com outros reservatórios para os quais se conhece com segurança o fator de recuperabilidade.*

Fase	Categoria Volumétrica	Método
Exploração	Recursos	Similaridade Empírico Analítico
Avaliação	Recursos / reservas	Balanço de materiais Analítico Numérico
Desenvolvimento inicial	Reservas	Analítico Numérico
Desenvolvimento complementar (recuperação melhorada)	Reservas	Analítico Numérico Exponencial
Desenvolvimento complementar (adensamento de malha)	Reservas	Analítico Numérico
Produção	Reservas	Balanço de Materiais Analítico Numérico

Fonte: ANP

Figura 3 – Métodos de estimação adequados ao estágio da atividade exploratória¹⁸

Com relação ao procedimento de cálculo utilizados nesses métodos, a literatura agrupa os procedimentos de cálculo utilizados em dois grupos distintos, os procedimentos determinísticos e os procedimentos probabilísticos.

¹⁸ AGENCIA NACIONAL DE PETRÓLEO. *Portaria 9*. 21 de janeiro de 2000. Disponível em <<http://www.anp.gov.br>>. Acesso em: 10 de julho de 2004.

No documento em que a SPE e o WPC aprovaram as classificações de reservas em 1997, há o reconhecimento de ambos os procedimentos à estimação de reservas.

O procedimento determinístico difere do procedimento probabilístico basicamente pelos dados de entrada dos parâmetros utilizados no cálculo. No primeiro procedimento, é considerada somente a melhor estimativa de cada parâmetro. A classificação é realizada através do julgamento de profissionais e por diretrizes pré-estabelecidas no sentido de estabelecer critérios no processo de julgamento. Já o procedimento probabilístico, usa toda a amplitude dos valores possíveis para cada parâmetro no cálculo e não apenas a melhor estimativa, formando uma distribuição de frequências para cada parâmetro. Assim, a reserva será classificada de acordo com a distribuição de frequência cumulativa dos parâmetros e diretrizes pré-estabelecidas.¹⁹

Segundo Cronquist,²⁰ a pertinência de cada procedimento dependerá sempre das condições da mensuração, seja o nível de incertezas relacionadas aos dados técnicos, geológicos ou riscos financeiros. O autor também revela que cerca de 90% das estimações de reservas realizadas atualmente pela indústria nas Américas do Sul e do Norte utilizam procedimentos determinísticos e que o estado da arte dos procedimentos probabilísticos encontra-se em fase embrionária devendo desenvolver-se ao longo dos próximos anos. A figura 4 sumariza as principais diferenças entre os dois procedimentos descritos pelo autor.

A ANP, também na Portaria 9, traçou diretrizes para a utilização do procedimento probabilístico, recomendando-o para o caso de volumes não descobertos, e quando utilizado no cálculo de reservas, devem utilizar limites inferiores de probabilidade de recuperação.

¹⁹ CRONQUIST, Chapman. *Estimation and Classification of Reserves of Crude oil, Natural Gas and Condensate*. Richardson, Texas: SPE, 2001. p.8.

²⁰ Ibid. p.205.

Procedimento Determinístico	Procedimento Probabilístico
• utiliza uma única estimativa (a melhor) para cada parâmetro do cálculo • a classificação das reservas em provadas, prováveis e ou possíveis é baseada em: a) julgamento de profissionais considerando: - a situação geológica onde se encontra a acumulação - o estágio de desenvolvimento - a qualidade e a quantidade de dados geológicos e técnicos - o grau de incerteza na interpretação de cada dado - o cenário operacional e econômico b) diretrizes pré-estabelecidas pela organização para a classificação de reservas dependendo do propósito da estimativa.	• utiliza o todo o conjunto de resultados potenciais (amplitude) e suas probabilidades associadas para cada parâmetro do cálculo • a classificação das reservas é feita com base no cálculo da distribuição de frequências acumuladas seguindo as seguintes especificações: - Provadas: há pelo menos 90% de probabilidade de que a reserva estimada será recuperada; - Provada mais Provável: há pelo menos 50% de probabilidade de que a reserva calculada será recuperada - Provada mais Provável mais Possível: há pelo menos 10% de chance de que a reserva calculada será recuperada.

FONTE: CRONQUIST, Chapman. *Estimation and Classification of Reserves of Crude oil, Natural Gas and Condensate*. Richardson, Texas: SPE, 2001.

Figura 4 – Principais diferenças entre procedimentos determinísticos e probabilísticos

2.3 A curva de Hubbert

Em 1956, o americano M. King Hubbert desenvolveu um modelo que previa o comportamento da produção de petróleo em 48 estados americanos e passou a ocupar um lugar de destaque no mundo do petróleo. O modelo proposto foi ridicularizado pela simplicidade do método, ausência de uma formulação matemática adequada e principalmente pelo resultado que apresentava. Naquela época, o país batia recordes de produção.

A curva logística clássica foi estudada por Verhulst, em 1845, ao se estudar o comportamento de populações. Posteriormente, Hubbert utilizou estes estudos para gerar uma curva em forma de sino para a produção cumulativa de petróleo, através de variáveis como tempo, fatores que descrevem a inclinação da curva, e pontos médios como produção no pico, tempo em que ocorre o pico e tempo de duração da metade da produção.

A figura 5 traz o resultado do modelo apresentado por Hubbert em 1956, que apontava o pico de produção americana entre o final da década de 1960 e a primeira metade da década de 1970, de pendendo de uma variação do EUR entre 150 e 200 bilhões de barris.

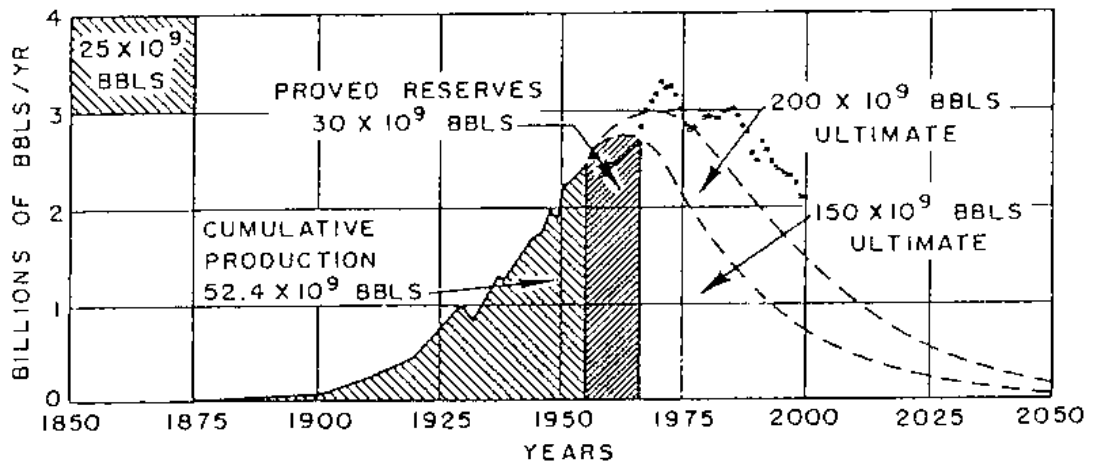
No final de 1967, Hubbert publicou artigo²¹ sobre o grau de avanço da exploração de petróleo nos Estados Unidos, no qual descreveu a base matemática da construção da curva que demonstrou em 1956.

A Curva de Hubbert, como ficou conhecida, descreve o ciclo de vida produtivo de reservas. Quanto maiores os dados existentes de anos anteriores, maior será a precisão da curva e sua aplicação é mais adequada quando ocorrem as seguintes condições:

- quando há uma grande população de campos;
- a produção é livre de eventos políticos ou fatores econômicos relevantes (ex.: Guerra do Golfo Pérsico);

²¹ HUBBERT, K. M. *Degree of advancement of petroleum explorations in United States*. The American Association of Petroleum Geologists Bulletin. v. 51, n. 11. 1967.

- a região objeto de estudo é considerada um único domínio geológico, tendo uma distribuição natural dos campos, desconsiderando os limites políticos.



Fonte: HUBBERT, (1962)

Figura 5 – Curva de Hubbert - original de 1956

Desta forma, sua análise propiciou a previsão do comportamento da produção em função do tempo, com elevada precisão.

Laherrère²² apresentou diferentes modelos para se chegar à curva, os quais descreve-se:

$$Q = \frac{U}{1 + \text{EXP}(b(t - tm))} \quad (1)$$

$$P = \frac{2Pm}{1 + \text{COSH}(b(t - tm))} \quad (2)$$

²² Ibid.

$$P = \frac{2Pm}{1 + \cosh\left(\frac{5(t - tm)}{c}\right)} \quad (3)$$

$$P = \frac{2Pm}{1 + \cosh\left(\frac{6(t - tm)}{d}\right)} \quad (4)$$

Onde:

Q= produção acumulada em uma data (t);

t = tempo em anos;

U = EUR – expected ultimately recovery;

tm = a data do pico de produção;

P = produção anual;

Pm = produção no pico

b, c e d são obtidos dos seguintes relacionamentos:

$$U = \frac{4Pm}{b} = 0,8 \text{ c} \cdot Pm = 2d \cdot \frac{Pm}{3}; \quad (4)$$

$$b = \frac{5}{c} \text{ e } Pc = \frac{2Pm}{1 + \cosh(5)} = 0,027 Pm \quad (5)$$

$$b = \frac{6}{d} \text{ e } Pd = \frac{2Pm}{1 + \cosh(6)} = 0,01 Pm \quad (6)$$

O autor também descreve os procedimentos de construção da curva, que mudará de acordo com o estágio do ciclo produtivo do campo ou campos estudados.

Quando a produção já atingiu o pico, se conhece a produção e data nesse ponto, bastando encontrar o fator b, através de $tm - t = c = 5/b$, sendo, neste caso, $Pc = 0,027Pm$.

Na produção pré-pico, é importante se conhecer o ponto de inflexão da curva (ponto em que há o maior crescimento da produção na proximidade do pico) para a determinação de P_m e t_m , como segue:

$$P_m = 1,5 P_i \quad (7)$$

$$t_m = t_i + 1,317/b = t_i + 0,263 c \quad (8)$$

Quando a produção encontra-se próxima ao pico, mas ainda não atingiu o ponto de inflexão (P_i), o autor sugere duas formas para se chegar à curva. Na primeira, utilizam-se os dados anuais de descobertas. O princípio que sustenta esse modo de se gerar a curva é o de que, a produção reproduz com certo atraso, o ciclo das descobertas. Isto possibilita, através da determinação do atraso, determinar o ano do pico. Uma outra maneira de se obter a curva, é utilizar os valores estimados para o EUR da região estudada. Neste caso, ter-se-ia o pico na metade produção acumulada, ou seja, em $U / 2$. Assim, a variável c é considerada a meia vida do ciclo produtivo, sendo obtida por $U / 0,8 P_m$.

Morato²³, em sua última publicação sobre o tema, inovou na aplicação da curva, utilizando-a para o caso das reservas acumuladas. O autor produziu uma curva teórica para representar o ciclo das reservas brasileiras, considerando descobertas e produção. A partir dessa abordagem, torna-se possível determinar, também, o pico e o ciclo de reservas de domínios geológicos.

Para os críticos, o modelo de Hubbert representa o pessimismo. Entendem que ainda há áreas a serem exploradas e, portanto, novos reservatórios a serem descobertos. Também, apontam novos processos tecnológicos que possibilitariam alterações significativas, tanto para as descobertas como para o nível de recuperação de reservas. Neste trabalho, entende-se o modelo como uma ferramenta de grande utilidade para a descrição do ciclo produtivo de campos. É claro que o modelo considera a situação estática, do momento em que se produz a

²³ MORATO, C. Américo; SANTOS, E. Moutinho; FERREIRA, Denilson. *Exploratory challenges: can Brazil become self-sufficient in oil?* In: Global Peak Oil Gathering. Koblenz, Germany. 2004

análise, o que não inviabiliza novas descobertas. A cada alteração do cenário considerado, os resultados podem ser atualizados.

Neste trabalho considera-se como a grande virtude do modelo, a sua capacidade de descrever o ciclo de produção de maneira a obedecer a leis naturais. Ou seja, um campo produzirá em escala crescente até que atinja o pico, para depois diminuir gradativamente até a exaustão, produzindo assim, elevado grau de precisão nos resultados obtidos.

O principal parâmetro utilizado pela indústria que informa a durabilidade das reservas, a razão de reservas por produção, traz a idéia de linearidade. Ou seja, que uma certa de reserva durará tanto tempo, considerando tal produção. Ocorre que a produção não é constante, segue naturalmente um ritmo crescente até o pico para depois diminuir constantemente até o esgotamento.

Assim a curva possibilita o estabelecimento do ciclo de produção de campos de petróleo, constituindo-se em importante informação para a gestão, considerando o cenário de investimento em exploração, grau de conhecimento geológico, cenário econômico e tecnológico.

3. O caso brasileiro

Neste capítulo, com base nas informações disponíveis sobre o setor petrolífero, busca-se aplicar o modelo proposto por Hubbert à situação brasileira. Os dados fundamentais ao desenvolvimento deste propósito são os históricos de produção, reservas e demanda que se encontram disponíveis pela Petrobras, ANP e Balanço Energético Nacional.

O procedimento a ser adotado para a aplicação da curva é exatamente o mesmo usado por Morato²⁴ em seu trabalho recente sobre o tema. A partir dos valores obtidos, trabalhar-se-á na minimização dos erros e atualização com dados mais recentes.

3.1 Os números nacionais do setor de petróleo

O início da exploração comercial do petróleo no Brasil é apontado pela literatura no ano de 1858, ainda no período imperial, quando José de Barros Pimentel e o inglês Samuel Allport receberam do então Ministro dos Negócios, Marquês de Olinda, a concessão de direitos de exploração de minerais destinados à fabricação de gás para iluminação em áreas marginais dos rios Maraú e Acari, na Província da Bahia.

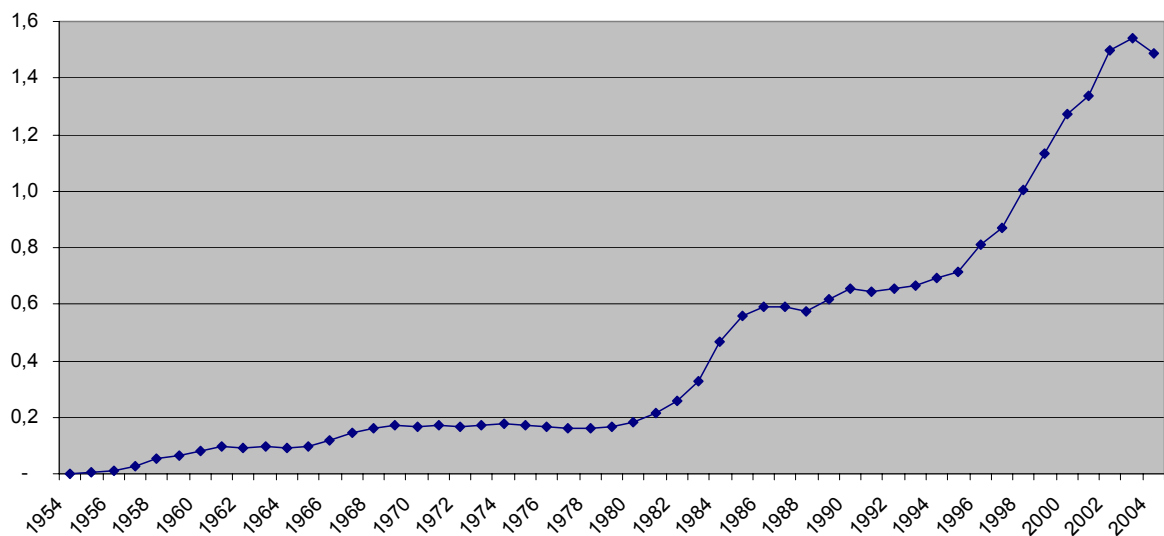
Mas, o petróleo só seria encontrado no país em 1897, em Bofete interior de São Paulo, onde só produziu dois barris. Depois em 1939, no município de Lobato na Bahia houve outra descoberta, que apesar de sub-comercial, abriu caminho para novas perfurações e a formação do que se tornou o Campo de Candeias, o primeiro a produzir comercialmente. Também é em 1939 que é criado o CNP – Conselho Nacional do Petróleo – medida que elevou consideravelmente o nível da atividade exploratória, tendo resultado em várias descobertas, como por exemplo, além da já citada, Candeias, Aratu, Itaparica, Dom João e Água Grande.

²⁴ MORATO, C. Américo; SANTOS, E. Moutinho; FERREIRA, Denilson. *Exploratory challenges: can Brazil become self-sufficient in oil?* In: Global Peak Oil Gathering. Koblenz, Germany. 2004.

Porém, neste trabalho, esse primeiro momento da atividade de E&P brasileira não será considerada. Não foi possível encontrar informações precisas sobre a produção nesse período. Os dados publicados têm como início o ano de 1954, o que não compromete os resultados a serem alcançados, em face da pequena relevância dos volumes iniciais da exploração brasileira.

Para demonstrar a evolução histórica da produção brasileira, trabalha-se com os dados históricos publicados pela Petrobras. Esses valores permitem verificar que na última década, ainda que tenha ocorrido o afundamento da plataforma P-36, a produção mais que dobrou, ocorrendo um crescimento médio anual de 8,8%, resultando em uma produção cumulativa de 7,9 bilhões de barris.

10^6 bpd



Fonte: Petrobras (2004)

Figura 6 – Produção de Óleo e LGN no Brasil – 1954 – 2004

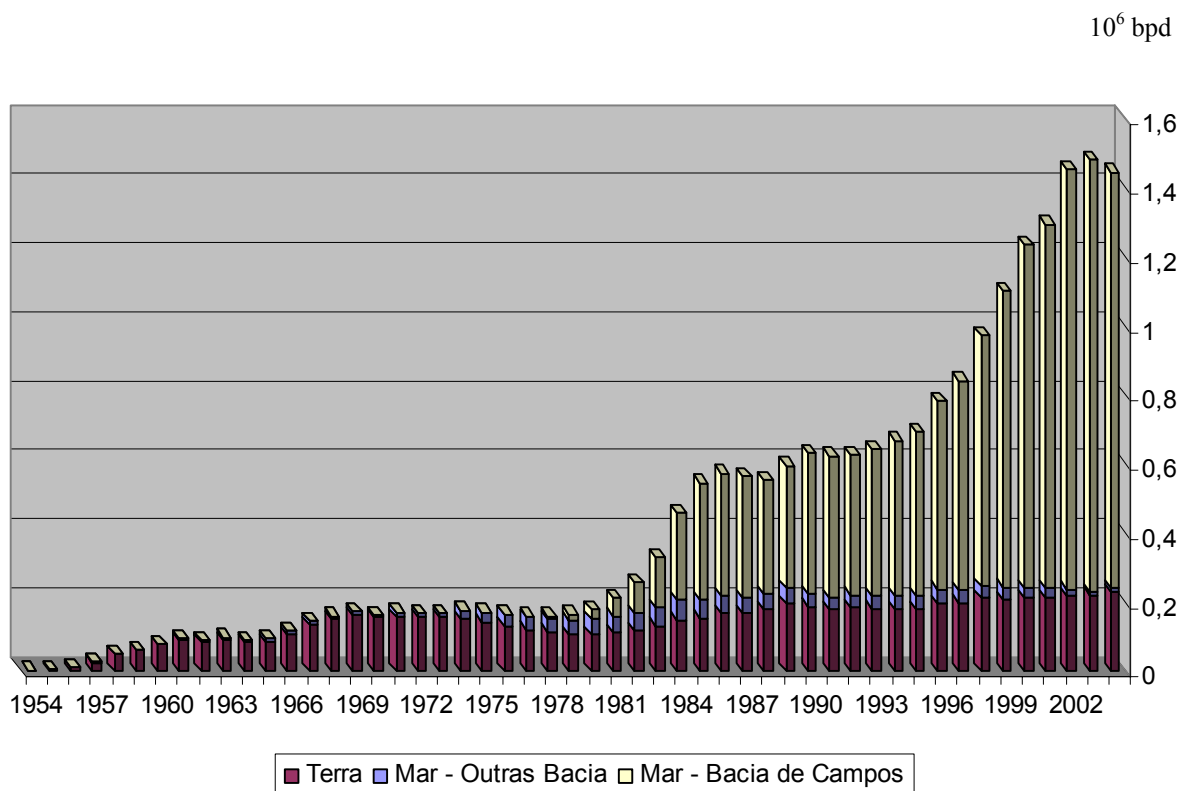
A figura 6 demonstra o crescimento anual da produção brasileira, tendo como início 1954, quando a Petrobras entrou em operação, até o resultado de 2004. O visível decréscimo na produção no ano de 2004 é justificado pela Petrobras por situações operacionais ocorridas

durante o ano. Também sobre a produção desse período, cabe destacar que se trata da média anualizada da produção considerando os valores mensais até novembro, inclusive.

Neste gráfico pode-se notar claramente que, a grande alavancagem da produção, nesses 50 anos, ocorre no final da década de 70, quando a produção em mar, especialmente da Bacia de Campos, passa a ocupar parte significativa da produção total.

A produção *offshore* começa a ter relevância no conjunto da produção já no início da exploração nacional, provavelmente com a exploração ocorrida nas águas rasas nordestinas. Mas é a partir da década de 70 que se acentua uma maior produção em mar, para no fim da década crescer ainda mais e promover um grande crescimento na produção nacional.

Em 1970 a produção *offshore* correspondia em média a 8539 barris diários e em 1980 esse valor já atingia 74.695, um crescimento de quase 10 vezes. Esse incrível resultado é explicado pela produção da Bacia de Campos a partir de 1977.

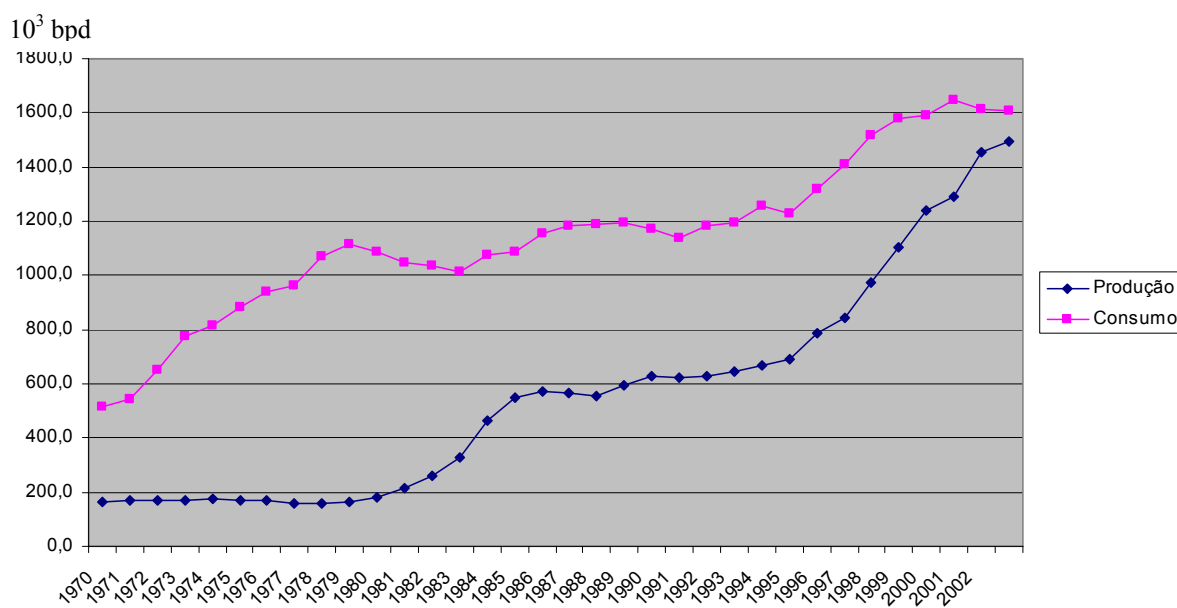


Fonte: Petrobras (2004)

Figura 7 – Proporções da Produção Nacional de Petróleo

A figura 7 demonstra essa situação. Com a produção da Bacia de Campos ocorre um grande crescimento da produção offshore, que se estabiliza no fim da década de 80, tornando-se atualmente predominante, correspondendo a quase 85% do total do óleo nacional produzido, enquanto a produção onshore, só decresceu em sua participação no total da produção. Também é importante destacar a participação da bacia de Campos em relação ao total da produção nas águas, que desde de 1977 só cresceu e hoje corresponde a mais de 80% da produção nacional.

Quanto aos dados referentes à demanda, pode-se dizer que são mais escassos. O Balanço Energético Nacional, elaborado anualmente pelo Ministério de Minas e Energia, em sua edição mais recente, fornece informações relativas ao consumo de petróleo no Brasil de 1970 a 2003. Como a publicação adota o metro cúbico como unidade, e aqui se trabalhou até este ponto com o barril, converteram-se as unidades através da equivalência $1\text{m}^3 = 6,289$ barris.



Fonte: BEN (2004)

Figura 8 – Produção e Consumo de Petróleo no Brasil – 1970 a 2003 (Mbbl/d)

A figura 8 traz os valores para consumo e produção de petróleo no Brasil de 1970 a 2003, elaborado a partir dos dados do BEN/2004. Na figura pode-se verificar que o consumo cresceu em ritmo bem mais lento que a produção, reduzindo significativamente as importações nas últimas décadas, possibilitando uma aproximação cada vez maior da auto-suficiência. Nos últimos cinco anos, enquanto a produção cresceu 35%, a demanda cresceu apenas 6%.

Nota-se que no ano de 2002 e 2003 houve uma diminuição no consumo, favorecendo ainda mais a diminuição da dependência externa. Apesar de não se dispor de nenhuma análise consistente sobre tal fato, deve-se considerar o fraco desempenho da economia nacional no ano. O fato é que, mesmo em uma década (1993 a 2003) em que o crescimento econômico não superou a média 2% ao ano, a demanda por petróleo cresceu em média 3,06% ao ano. Outro fator também relevante sob este aspecto diz respeito ao aumento da participação do gás natural na matriz energética brasileira.

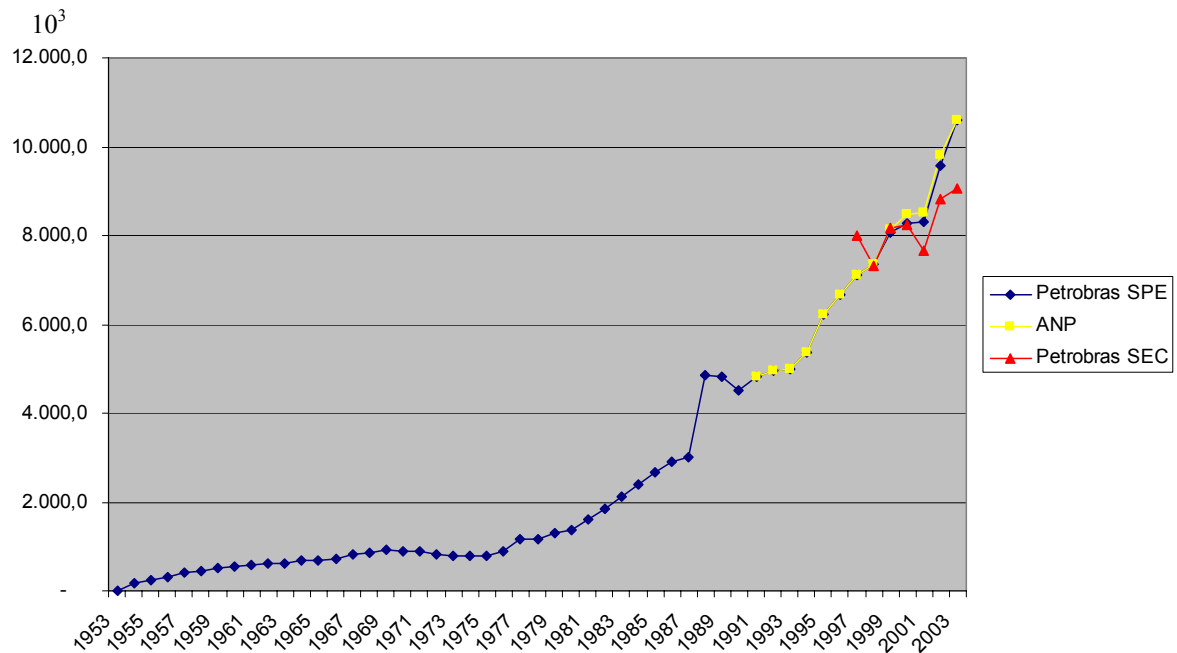
Tão importante para este trabalho como produção e demanda são as informações sobre reservas. Neste caso, as informações encontram-se disponíveis em diversas formas e fontes.

A Petrobras fornece dados históricos de reservas pelos critérios da SPE e da SEC – *U. S. Securities and Exchange Commission*²⁵. O critério SPE foi implantado pela Petrobras em 1998 e no caso das informações anteriores, a companhia adotou um método de conversão. Já o critério SEC, cabe apenas as reservas provadas, sendo coerente com o que estabelece a SPE, diferenciando-se apenas em relação ao processo de estimação, pois apresenta maiores restrições, tendo como consequência valores mais conservadores. Os dados de reservas provadas pelo critério SEC encontram-se disponíveis para o ano de 1997 em diante.

Já os dados apresentados pela ANP, há duas considerações a serem feitas. A primeira em relação à coincidência dos valores apresentados pela Petrobras, isto se deve ao fato de que, os dados informados no período anterior a 1999, antecedem a existência da ANP e também, pelo monopólio em E&P exercido pela estatal nacional. A segunda observação cabe à pequena diferença que ocorre nos últimos anos, apesar de não encontrarmos referência sobre tal questão, julga-se razoável a hipótese de que se trata de reservas de outras empresas que

²⁵ *United States Securities and Exchange Commission* – SEC – Órgão regulador e fiscalizador do Mercado de Capitais norte-americano, equivalente no Brasil, à Comissão de Valores Mobiliários – CVM.

passaram a atuar no país após a quebra do monopólio. A Petrobras ao publicar seus dados referentes a reserva observa que os referidos valores publicados correspondem à proporção em que participa na concessão específica.



Fonte: Petrobras, ANP (2004)

Figura 9 - Reservas Provadas Brasileiras (MMbbl) – 1953 – 2003

A figura 9 mostra o crescimento das reservas provadas brasileiras, no qual pode-se verificar que até o início da década de oitenta, há uma certa estabilidade e a partir desse ponto, cresce de forma acentuada, certamente, por causa das descobertas nas águas profundas da Bacia de Campos. Na última década as reservas provadas nacionais pularam da faixa de 5 bilhões de barris para um patamar acima dos 10 bilhões de barris.

Quanto às descobertas, não há publicações disponíveis que relatem os volumes e datas em que ocorreram. Entretanto, a partir dos dados referentes a reservas provadas e produção cumulativa, torna-se possível obter valores que possam expressar as descobertas históricas anuais no Brasil. Para isso, compara-se ano a ano o acréscimo verificado nas

reservas provadas, somando-se a produção total do período. Esses valores encontram-se representados na figura 10.

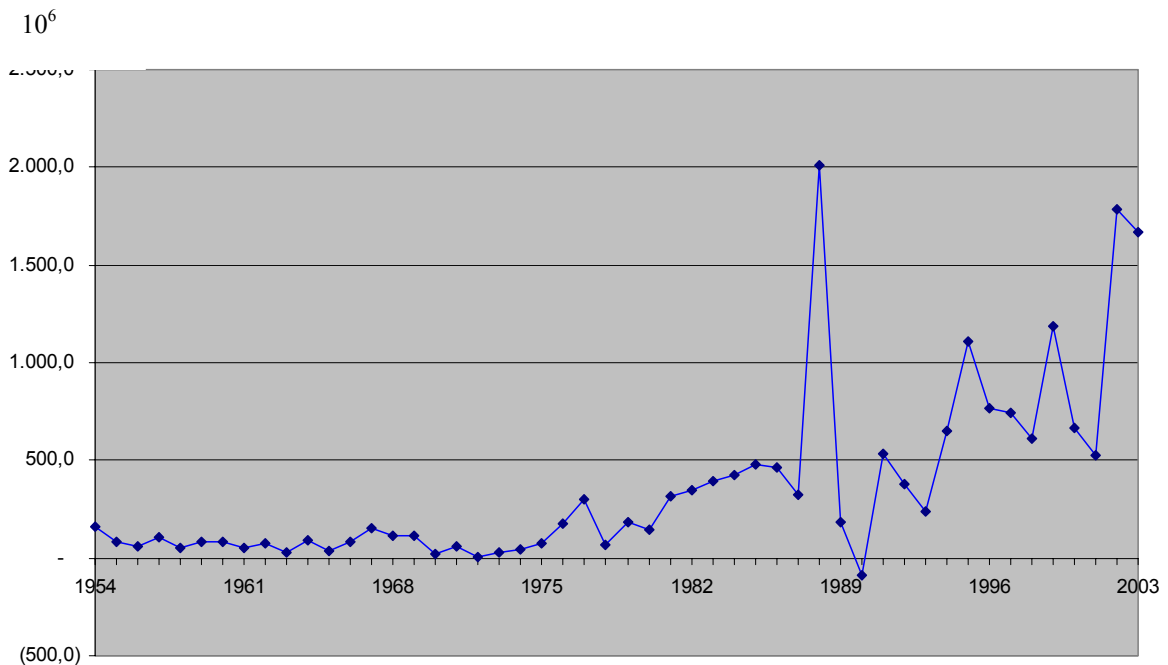


Figura 10 – Acréscimo Anual às Reservas Provadas Brasileiras de Petróleo – 1954 – 2003 (MMbbl/a)

Analisando o resultado demonstrado na figura 10, pode-se verificar que, já no início dos anos oitenta inicia-se um ciclo de descobertas superiores aos valores históricos obtidos. Também se pode notar que no ano de 1990 ocorre um valor negativo. Tal fenômeno, hipoteticamente, pode ser explicado por possíveis reavaliações como consequência da utilização de novos critérios de classificação de reservas provadas. Mas mesmo com imprecisões sobre os volumes e o período da descoberta, ainda assim, o resultado obtido será de grande utilidade a este trabalho.

3.2 A curva brasileira

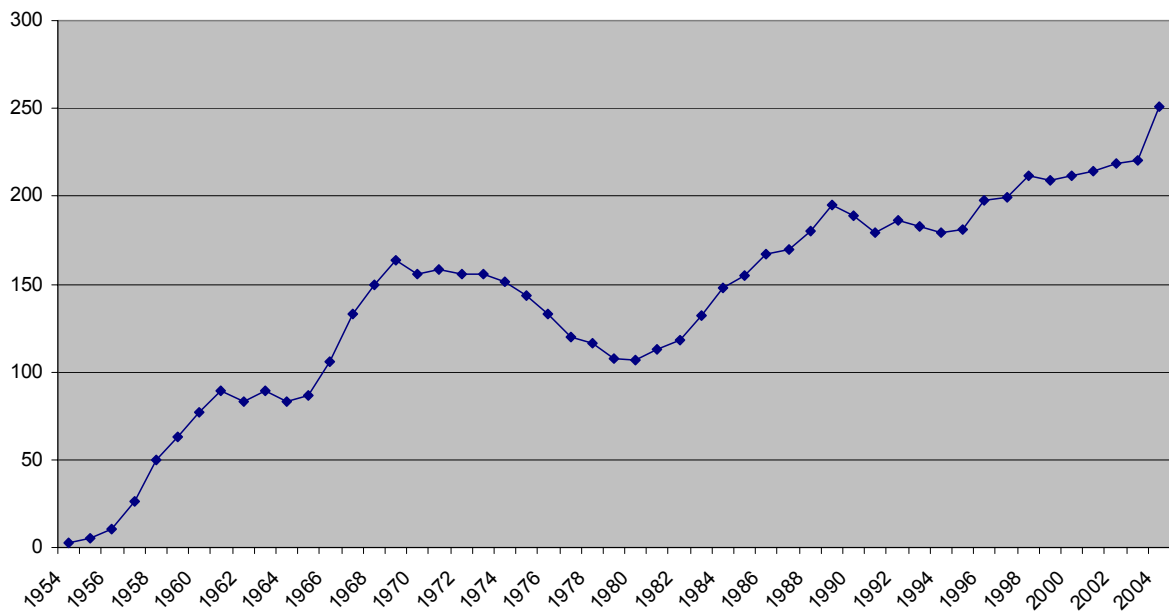
Antes de se dar início a elaboração das curvas que representam a situação nacional, cabe observar que, mesmo com um amplo conjunto de informações sobre a indústria brasileira de petróleo, a ausência de informações sobre a produção histórica para cada uma das bacias, acrescenta um pouco mais de dificuldade à tarefa de determinar o EUR nacional, parâmetro essencial à obtenção da curva nacional.

De forma a superar tal dificuldade, baseando-se somente nas informações disponíveis para produção em terra e em mar, Morato²⁶ dividiu o estudo da curva nacional para as duas ocasiões. Através da verificação do comportamento da curva de produção para cada uma das situações, o autor determinou supostas bacias exploradas simultaneamente para, através da aplicação do modelo de hubbert, reproduzir curvas semelhantes, possibilitando a determinação do EUR.

3.2.1 Produção em Terra

Uma análise mais detalhada do histórico da produção nacional, tanto para terra como mar, permite que se verifiquem diferentes períodos da produção nacional. Tal exercício possibilita determinar curvas que, teoricamente, representam o clico de produção de diferentes bacias que teriam sido exploradas simultaneamente.

²⁶ MORATO, C. Américo; SANTOS, E. Moutinho; FERREIRA, Denilson. *Exploratory challenges: can Brazil become self-sufficient in oil?* In: Global Peak Oil Gathering. Koblenz, Germany. 2004.

10³ bpd

Fonte: Petrobras (2004)

Figura 11 – Produção Brasileira de Petróleo – Bacias Terrestres – 1954 a 2004 (Mbb/d)

A figura 11 apresenta o histórico de produção das bacias terrestres brasileiras. A elaboração deste gráfico foi baseada nos valores informados pela petrobras, observando-se que, a partir de 1982, a empresa exclui as parcelas da produção correspondente ao LGN.

Com a análise da curva obtida na figura 11, verifica-se que há pelo menos 4 momentos distintos da produção terrestre brasileira. A primeira fase corresponde ao início da exploração brasileira, esse período corresponde ao início da década de 50. A segunda fase é notada a partir da segunda metade da década de sessenta, quando ocorre um novo crescimento da produção. Já a terceira fase se deu com o início da década de oitenta. A quarta e atual fase, que teve início na segunda metade da década de 90, resulta de um novo período de crescimento da produção.

Como já foi relatado neste trabalho, não se dispõe de informações sobre o aproveitamento das bacias no país e a determinação dessas quatro fases distintas parte do pressuposto de que a exploração simultânea de um conjunto de bacias gerou as tais situações descritas. Ou seja, quando determinadas bacias atingiram seus picos produtivos e iniciavam um momento de declínio, outras se encontravam em ascensão, recolocando a produção ritmo

de crescimento novamente. Assim considera-se 4 conjuntos de bacias produtoras, o que possibilitará a elaboração de 4 diferentes curvas de Hubbert. A integração dessas curvas permite se chegar à curva total de produção e o EUR *onshore*.

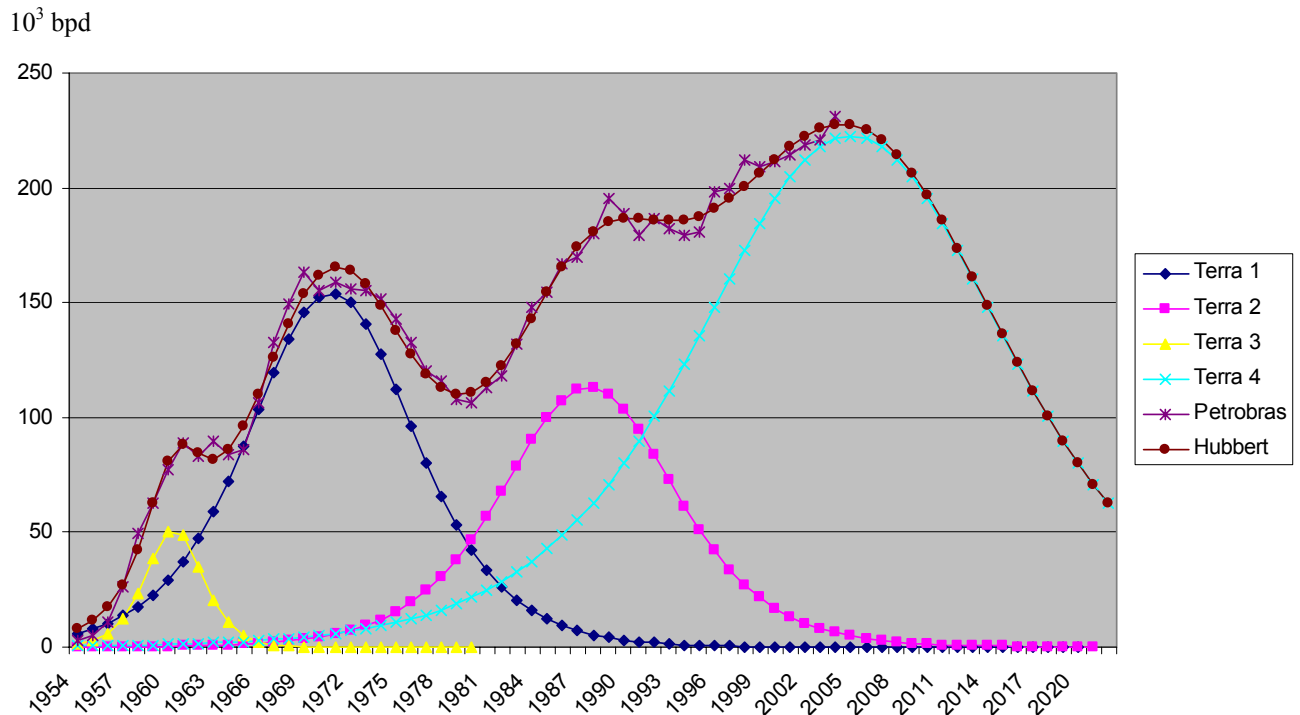


Figura 12- Curva de Hubbert - Produção das Bacias Terrestres Brasileira – 1954 a 2025 (Mbbl/d)

A figura 12 demonstra curvas de Hubbert descritas, as quais denominam-se terra 1, terra 2, terra 3 e terra 4, que ao serem integradas produzem a curva de produção em terra no Brasil.

A semelhança que se evidencia entre a curva total, denominada na figura 12 “curva de Hubbert”, com a curva elaborada a partir dos dados de produção fornecidos pela petrobras, é fruto do procedimento adotado na construção das curvas específicas. Mas uma maior precisão é obtida através do cálculo dos erros quadráticos, que depois de somados, trabalha-se em sua minimização através da atribuição de valores de c , t_m e P_m para as diversas curvas.

O resultado obtido com a figura 12 revela que os conjuntos de bacias chamados de terra de terra 3 encontram-se, teoricamente, totalmente explorados. Assim os números obtidos

servem apenas para serem comparados com a produção cumulativa total das bacias. A bacia terra 2 encontra-se em fase avançada de exploração. Já a exploração na bacia terra 4, destaca-se por possuir um pico de produção que ocorrerá em 2005, quando metade do seu EUR estaria consumido. Esses resultados podem ser verificados na tabela abaixo:

Tabela 1. Parâmetros obtidos para exploração em terra no Brasil

	Tm (anos)	Pm (10³ b/d)	c (anos)	EUR (10⁶ bbl)
Terra 1	1970,77	154,09	18,29	822,86
Terra 2	1987,72	113	19,16	632,34
Terra 3	1960,40	51,64	6,31	95,11
Terra 4	2005	222,58	34,09	2215,62
Total	2004	227,74	-	3765,93

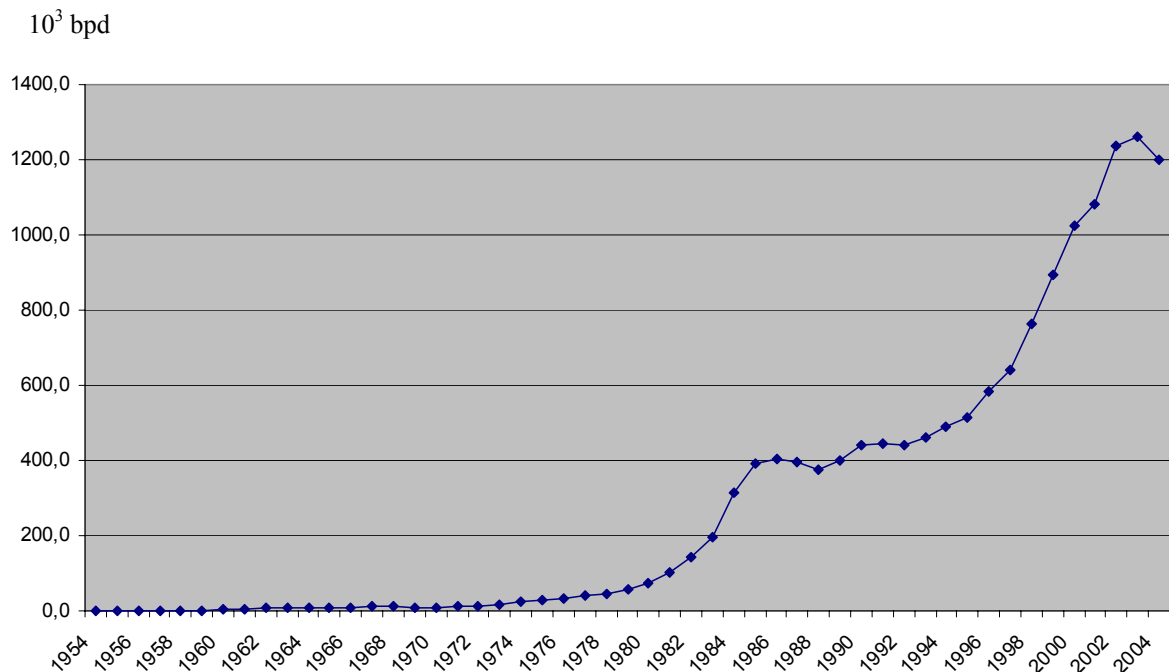
A tabela 1 apresenta os principais parâmetros obtidos na análise da produção *onshore* brasileira. A principal informação obtida é o fato de que o pico de produção tenha ocorrido em 2004, quando se teria produzido metade do EUR total 3,765 bilhões de barris.

É importante destacar que variações ocorridas na produção ocasionadas em consequência de qualquer motivação operacional, o modelo usado não é capaz de reproduzi-las, o que inevitavelmente gera algumas diferenças entre a curva teórica e a produção ocorrida em dado período, como se pode verificar na figura 12, o que não invalida o resultado obtido, face às proporções que se encontram em questão.

A razoabilidade dos valores encontrados pode ser verificada através da comparação entre os dados publicados e os valores que se obteve com o exercício. Para 2002, a Petrobras apresenta o valor de 1,370 bilhão de barris como reservas totais em terra, isto somado a uma produção cumulativa até esse período de 2,431 bilhões de barris, chega-se a um EUR de 3,801 bilhões de barris, valor muito próximo do encontrado através da aplicação do modelo.

3.2.2 Bacias Marítimas

A exploração *offshore* brasileira é a mais significativa para o conjunto da produção nacional. O petróleo no mar, apesar de ter se tornado importante somente na década de 70, em 1955 já representava quase 3 % da produção. Hoje a produção em mar corresponde a 85,1%, com a Bacia de Campos sendo, sozinha, responsável por 81,3% de todo o volume produzido no país, conforme se demonstrou na figura 5.



Fonte: Petrobras (2004)

Figura 13 – Produção Bacias Marítimas no Brasil – 1954 a 2003 (Mbbl/d)

A figura 13 mostra a evolução histórica da produção *offshore* nacional e através de sua observação, assim como se fez no caso *onshore*, distinguiu-se três fases distintas. A primeira fase na qual ocorre um crescimento que se inicia por volta de 1974, depois a segunda fase, com um novo período de crescimento em 1988, seguida de outro período de

crescimento, só que mais acelerada, já em 1992. Para esses diferentes períodos, serão atribuídos respectivamente os nomes mar 1, mar 2 e mar 3, que representarão conjuntos de bacia exploradas simultaneamente.

A exploração em mar no Brasil teve de fato 3 grandes marcos em sua história, os quais pode-se associar aos conjuntos de bacias aqui determinados. O primeiro grande momento dessa exploração ocorreu no litoral nordestino, para depois chegar às águas rasas de Campos e do Espírito Santo e o terceiro, e mais importante período, quando, também em Campos, a exploração seguiu para as águas profundas.

Para se determinar os EURs de mar 1, mar 2 e mar 3, utilizam-se os mesmos procedimentos seguidos na determinação feita em terra. A soma das curvas deve coincidir com a curva real de produção, e também, através do método dos mínimos quadrados pode-se buscar uma maior precisão, minimizando os erros.

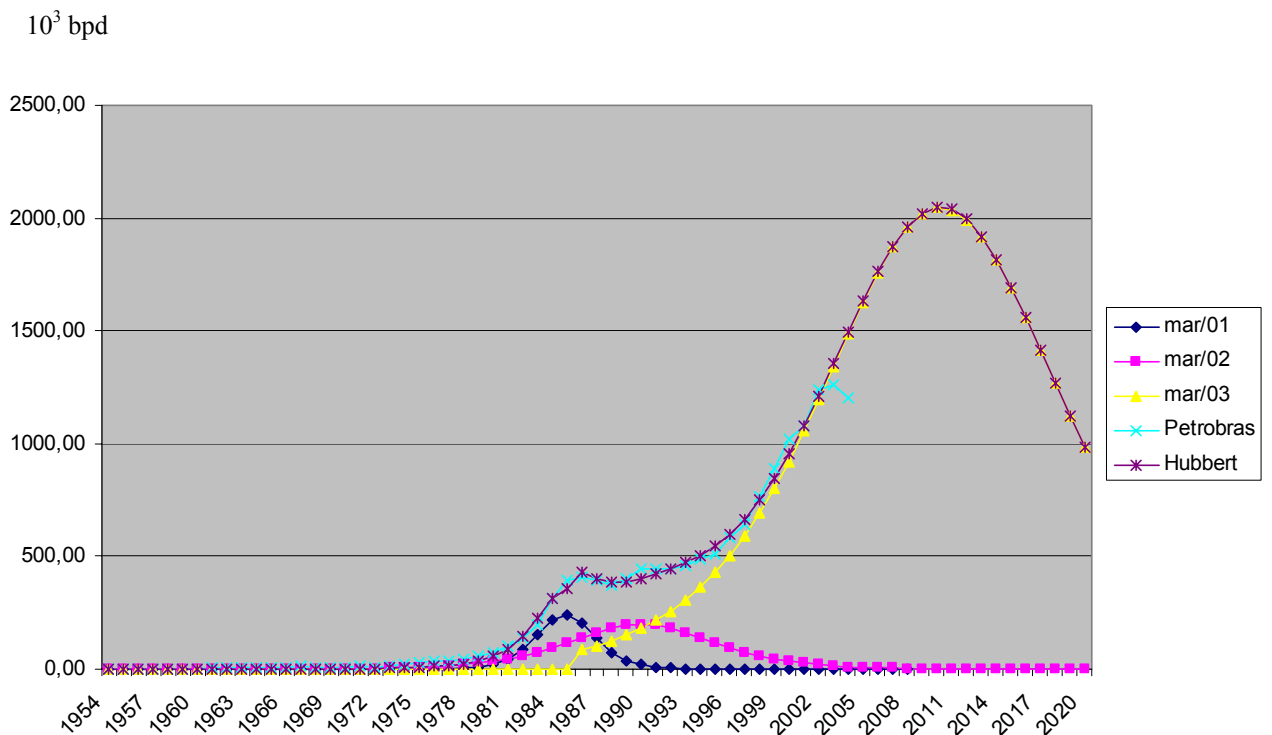


Figura 14 - Curva de Hubbert - Produção Bacias Marítimas Brasileiras – 1954 a 2025 (Mbbl/d)

A figura 14 demonstra o comportamento das três bacias consideradas no estudo. Em mar 1 a exploração teve um volume de produção mais significativo por volta de 1974, tendo atingido seu pico em 1985 com uma produção aproximada de 240 mil barris diários. Em mar 2, a exploração se iniciou em período semelhante a mar 1, passando pelo pico de produção em 1990 com uma produção aproximada de 200 mil barris diários e estaria atualmente no término de seu ciclo produtivo. A exploração em mar 3, a mais importante do Brasil, alcançaria seu pico em 2010 com uma produção de pouco mais de 2 milhões barris diários. Também, pode-se notar que o pico encontrado para mar 3 é o mesmo para o conjunto de bacias analisadas, dado a relevância volumétrica em relação ao conjunto.

Para se chegar às curvas demonstradas na figura 14, partiu-se dos resultados obtidos por Morato, sendo acrescentado à produção de 2004, seguido de um processo de minimização da soma dos erros da curva de Hubbert obtida em relação à produção *offshore* no país.

Tabela 2. Parâmetros obtidos para exploração em mar no Brasil

	Tm (anos)	Pm (10³ b/d)	c (anos)	EUR (10⁶ bbl)
Mar 1	1984,89	241	6,6	464,46
Mar 2	1990	200	16,3	951,92
Mar 3	2010,25	2046	26,88	16058,97
Total Mar	2010	2046,62	-	17475,35

A tabela 2 apresenta os principais parâmetros obtidos para a elaboração da curva de Hubbert para a produção *offshore* brasileira. O EUR total de 17 bilhões de barris, conforme já comentado, resulta da soma dos EURs obtidos para as três bacias analisadas, bem como através da comparação com valores de produção disponibilizados pela Petrobras.

Morato²⁷ quando definiu o EUR para a curva referente às águas profundas da Bacia de Campos, aqui denominada mar 3, considerando sua relevância para o conjunto da exploração brasileira, utilizou uma amplitude de valores que tinha como limites inferior 18

²⁷ MORATO, C. Américo; SANTOS, E. Moutinho; FERREIRA, Denilson. *Exploratory challenges: can Brazil become self-sufficient in oil?* In: Global Peak Oil Gathering. Koblenz, Germany. 2004.

bilhões de barris e superior 32 bilhões de barris. Como os EURs dos outros conjuntos de bacias já haviam sido determinados, o autor testou um conjunto de valores dentro dessa amplitude, que ao serem integrados os valores já obtidos produziam um resultado nacional. Para tais resultados, aplicou-se o método dos mínimos quadrados, chegando-se a um conjunto de valores que produziram os menores erros em relação às curvas de reserva e de descoberta, elaboradas a partir de dados disponíveis pela Petrobras. Esses valores situam entre 20 a 25 bilhões de barris.

3.2.3 O LGN

Até o ano de 1992, a Petrobras informava sua produção média diária incluindo os condensados em um único valor. Desde de então, a empresa começou a informar sua produção separando a parcela constituída de LGN. Assim, ainda o volume desse tipo de petróleo não seja tão relevante em relação ao conjunto da produção, julga-se importante considerá-lo na exploração brasileira, conservando a uniformidade da abordagem.

Dessa forma, através do mesmo procedimento adotado até aqui, considerando que não se dispõe de informação da bacia de origem da produção informada, construiu-se quatro curvas teóricas, que integradas reproduziram com grande precisão a produção nacional de LGN, conforme se encontra demonstrado na figura 15.

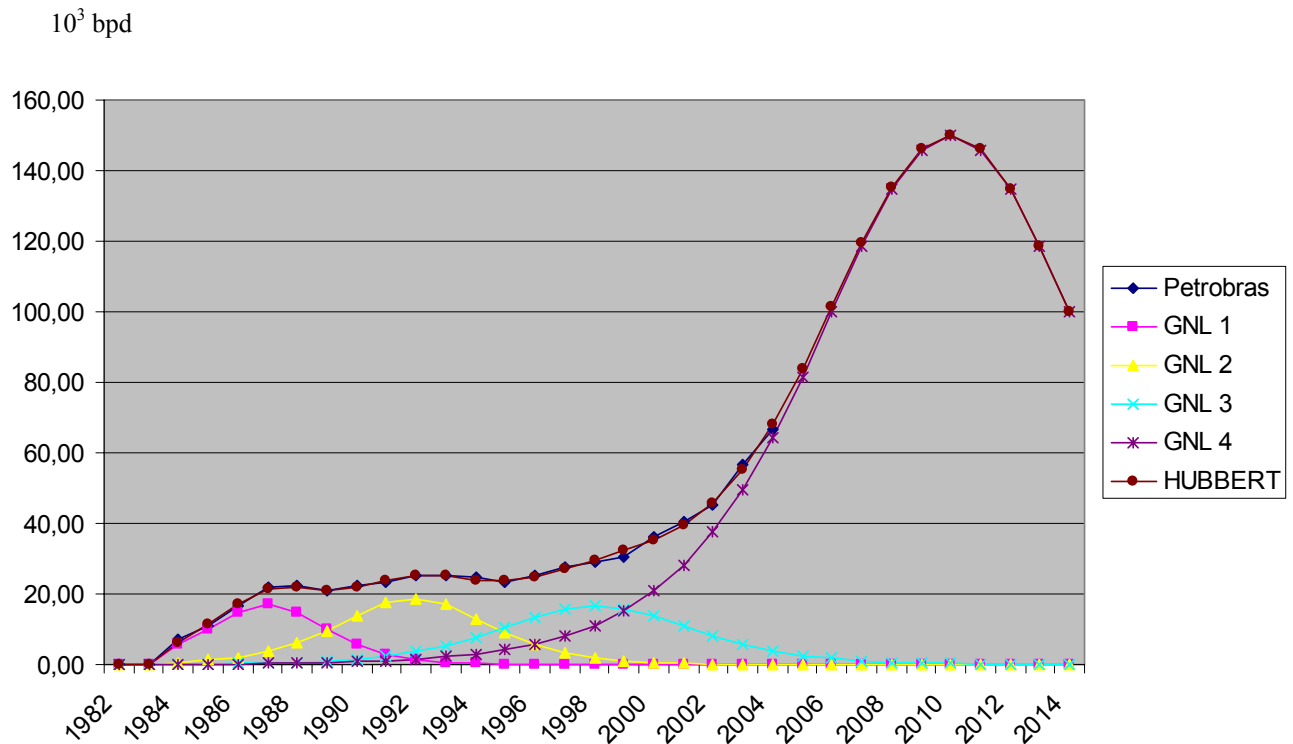


Figura 15 – Curva de Hubbert para a Produção de LGN no Brasil – 1982 a 2020 (Mbbbl/d)

Neste caso julga-se adequando não se discutir ano dos picos, produções no pico ou EURs de bacias teóricas, pois a produção do LGN sempre estará associada à produção em reservatórios de petróleo com gás associado ou apenas de gás. Mas é importante considerar o EUR total obtido para integrar o conjunto EUR nacional de petróleo. Com este exercício se chegou a um EUR total de LGN de 716 milhões de barris.

3.2.4 O Brasil

Com base nas curvas de Hubbert encontradas para a produção em terra, mar e LGN, torna-se possível através da integração se chegar à curva de Hubbert nacional, bem como em seu EUR. A figura 16 demonstra o resultado obtido com tal exercício e compara a curva de Hubbert brasileira e a produção informada pela Petrobras

Na figura 16 pode-se observar a grande semelhança da curva de Hubbert com a curva real de produção brasileira. A exceção está nos dois últimos anos, nos quais ocorrem uma desaceleração da produção e uma leve queda. Conforme já se discutiu anteriormente, o modelo não é sensível a alterações da produção por razões operacionais, o que se demonstra ser o caso desses dois anos. Mas tais eventos, não invalidam os resultados obtidos, causando apenas leves variações em relação à data de ocorrência do pico.

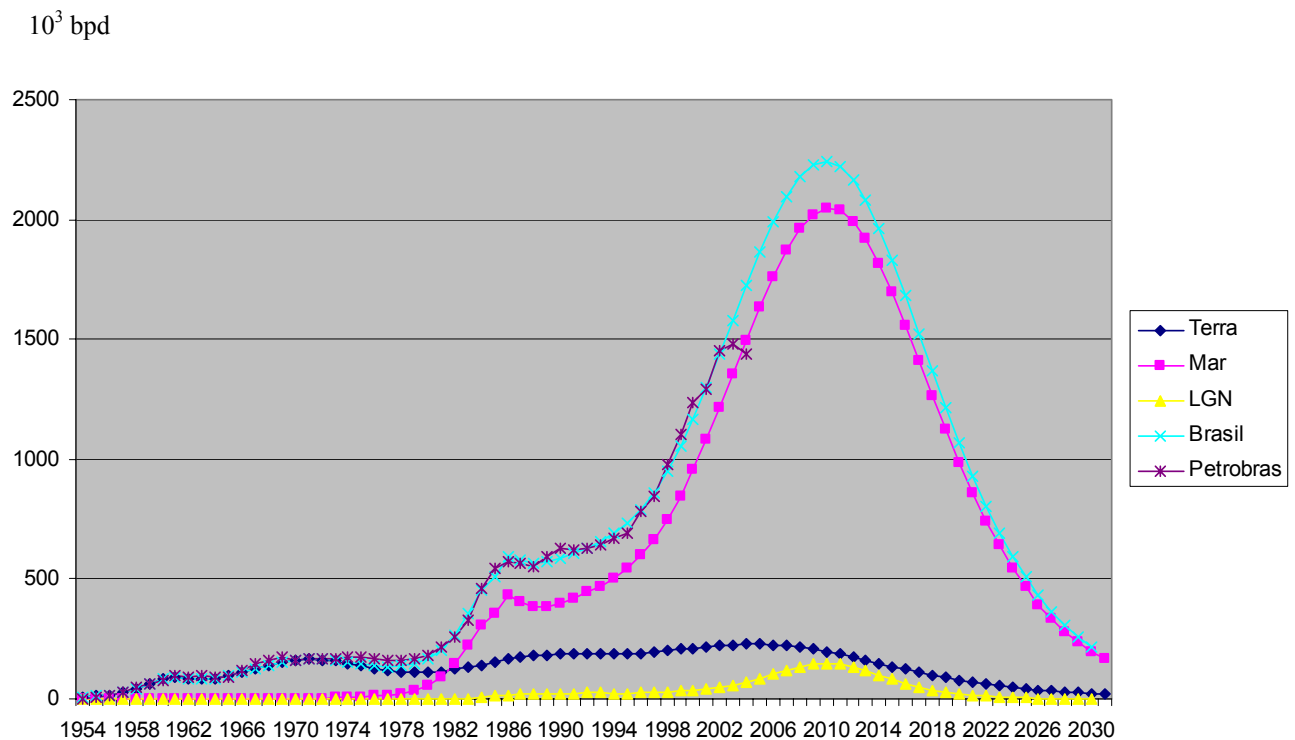


Figura16– Curva de Hubbert para a Produção de Petróleo no Brasil – 1954 a 2030 (Mbbl/d)

O resultado obtido demonstra que o Brasil atingirá seu pico em 2010 com uma produção diária de 2,2 milhões de barris de petróleo e um EUR de 22 bilhões de barris. Esses valores encontram-se disponíveis na tabela abaixo:

Tabela 3. Parâmetros obtidos para exploração no Brasil

	Tm (anos)	Pm (10³ b/d)	c (anos)	EUR (10⁶ bbl)
Terra	2004	227,74	50	3765,93
Mar	2010	2046,62	56	17475,35
LGN	-	-	-	796,01
Total	2010	2389,4	-	22037,29

Conforme já foi relatado Morato²⁸ inovou em sua última publicação sobre o tema ao desenvolver curvas para reservas. A técnica demonstra-se de grande utilidade no contexto analítico, pois possibilita a ampliação da verificação da aplicabilidade do método. Na ocasião, o autor produziu uma curva teórica para representar o ciclo das reservas brasileiras, considerando descobertas e produção. A partir dessa abordagem, torna-se possível determinar, também, o pico e o ciclo de reservas de domínios geológicos.

Assim, através dos mesmos procedimentos propostos pelo autor buscar-se-á desenvolver curvas teóricas para as reservas. O método consiste, através de curvas logística da produção e de descobertas, considerando-se os valores de EUR encontrados, em determinar qual o deslocamento temporal das descobertas em relação à produção, tornando-se factível a elaboração de curvas que representem o ciclo de reservas.

3.3 Descobertas e reservas

Mesmo com a ausência de informações específicas sobre as descobertas anuais nas bacias brasileiras, utilizando-se das informações sobre reservas provadas e produção acumulada, torna-se possível determinar valores que representem as descobertas, conforme se demonstrou na figura 10.

²⁸ MORATO, C. Américo; SANTOS, E. Moutinho; FERREIRA, Denilson. *Exploratory challenges: can Brazil become self-sufficient in oil?* In: Global Peak Oil Gathering. Koblenz, Germany. 2004

Através da soma dos valores obtidos anualmente, tanto para descobertas, como para produção, obtêm-se os valores anuais correspondentes às descobertas acumuladas e produção acumulada.

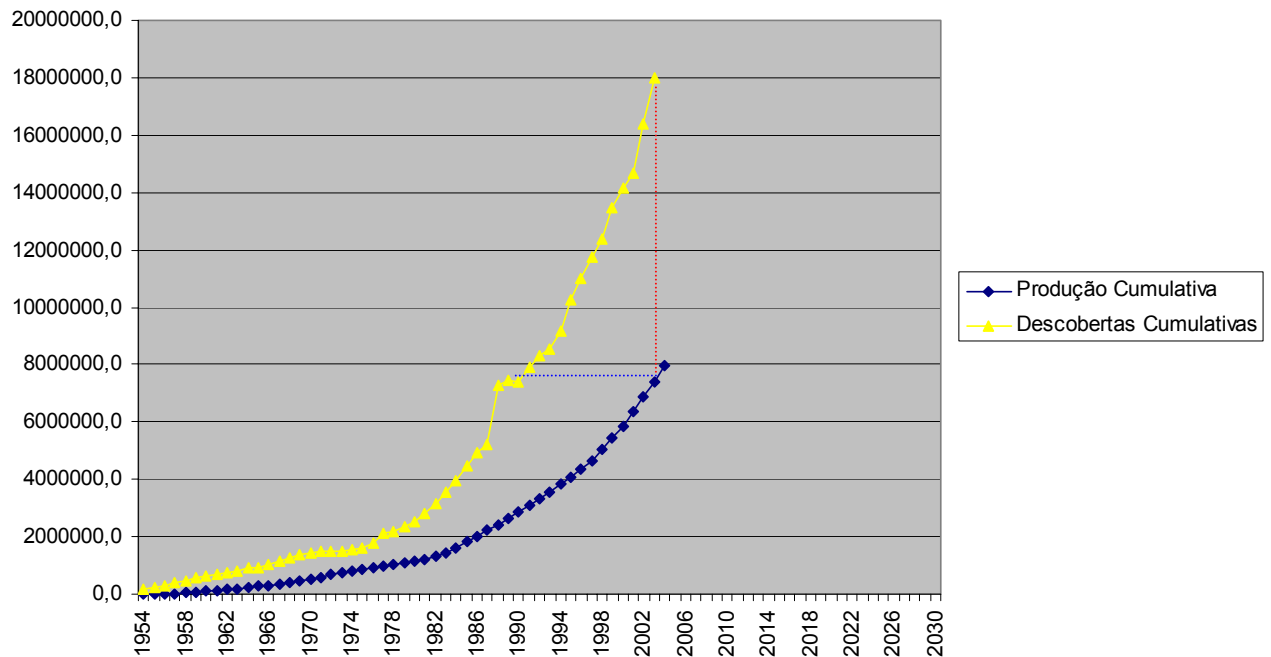


Figura 17 – Produção e Descobertas Acumuladas no Brasil – 1954 a 2030 (bbl)

A figura 17 apresenta esse exercício, no qual pode se verificar que a diferença entre os quase 8 bilhões de barris produzidos e os 18 bilhões de barris das descobertas acumuladas, destacada pelo pontilhado vermelho na vertical, corresponde a exatamente os pouco mais de 10 bilhões de barris informados pela Petrobras como reservas provadas no ano de 2003. Da mesma forma, pode se verificar, através do pontilhado azul, na horizontal, que a diferença entre descoberta e produção, tendo como referência 2003, é de 12 anos.

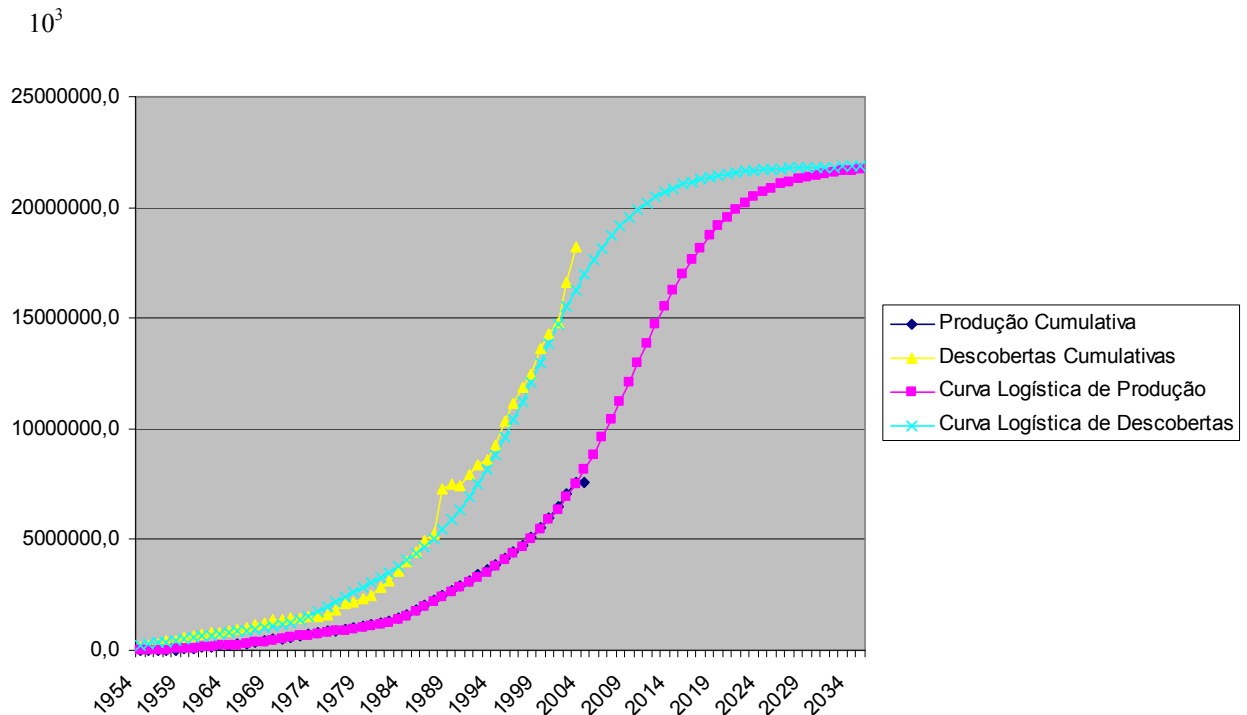


Gráfico 18 – Curva Logística para Produção e Descobertas no Brasil – 1954 a 2040 (Mbbl)

Assim, de posse dessas informações pode-se incluir neste gráfico curvas logísticas, tanto para as descobertas como para a produção, considerando o EUR encontrado e o atraso observado entre os dois casos, permitindo uma visão estocástica do EUR brasileiro, conforme se encontra demonstrado na figura 18.

Sobre a diferença que se verifica entre a descoberta e a produção, através da aplicação do método dos mínimos quadráticos, chega-se aos 11 anos de diferença entre descobertas e produção, valor em que ocorre a menor soma de erros.

Porém verifica-se através do modelo que no primeiro período da produção brasileira essa diferença era de 10 anos, enquanto que na última década esse atraso é de 12 anos, sendo os 11 anos encontrados, uma média do que ocorreu ao longo da história da exploração nacional, visto que se trabalhou com o conjunto de dados.

Dessa forma a curva logística de descobertas é obtida com o atraso em 11 anos da curva logística de produção, a qual chamar-se-á curva logística de produção adiantada de 11 anos, conforme demonstrado na figura 18.

Como resultado desta análise pode-se elaborar uma curva de Hubbert para as descobertas brasileiras, como se encontra demonstrado na figura 19, ou seja, através do atraso da curva de produção em 11 anos, chega-se à curva teórica de descobertas.

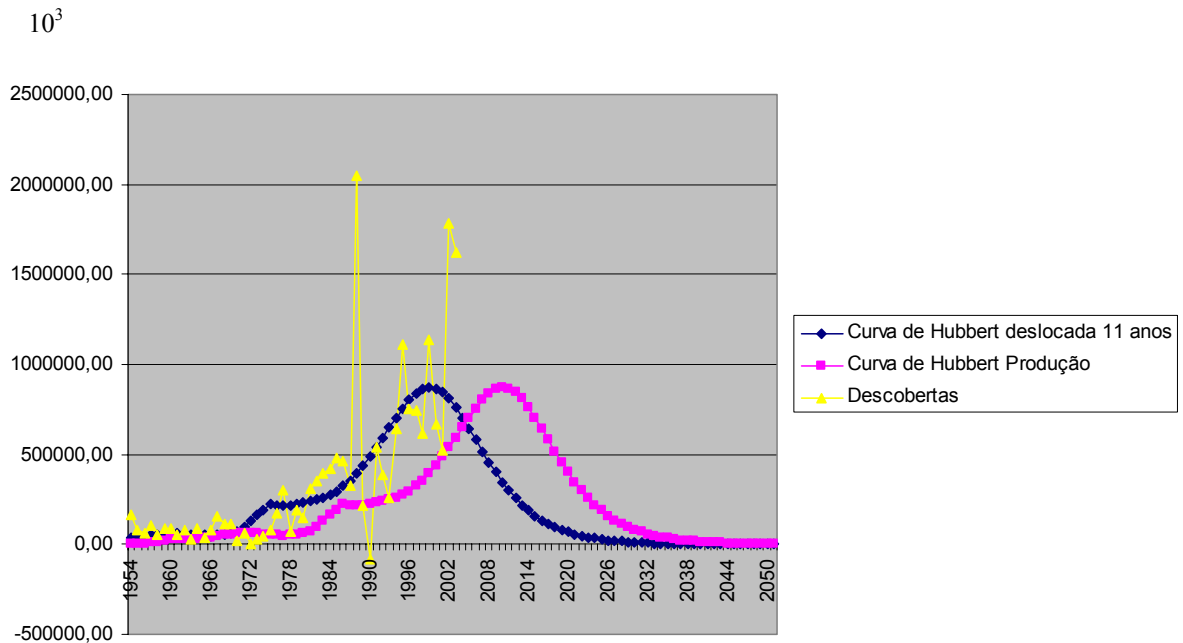


Figura 19 - Produção e Descobertas anuais no Brasil – 1954 a 2050 (Mbbl)

Ao se analisar a figura 19 imediatamente nota-se claramente a dispersão das descobertas, mas neste caso, a utilidade da figura se dá através da possibilidade de se verificar teoricamente, o comportamento das descobertas, do qual conclui-se que o pico teria ocorrido no final da década de 90 e que, a partir desse ponto, as descobertas tenderiam a ocorrer com volumes mais modestos.

A fim de tornar essa análise mais clara, Morato²⁹, buscou elaborar curvas teóricas também para as reservas. Assim, considerando que a diferença entre descobertas acumuladas e produção acumulada, considerando-se os valores expressos nas curvas logísticas demonstrada na figura 18, chega-se à curva de Hubbert para as reservas nacionais.

²⁹ MORATO, C. Américo; SANTOS, E. Moutinho; FERREIRA, Denilson. *Exploratory challenges: can Brazil become self-sufficient in oil?* In: Global Peak Oil Gathering. Koblenz, Germany. 2004.

A figura 20 demonstra tal aplicação, tornando possível visualizar a proximidade entre os valores teóricos obtidos e os valores históricos informados pela Petrobras, através de dois diferentes métodos. No caso, verifica-se que a curva apresenta um resultado bastante conservador, com a ocorrência do pico em 2003, com um volume de pouco menos de 9 bilhões de barris. Tal efeito ocorre por consequência da soma de erros que se verifica no processo de determinação das descobertas e depois com a diferença dos valores obtidos com a curva logística. No entanto, mesmo com a imprecisão obtida em relação aos valores de pico, o exercício demonstra que o país pode estar na iminência do pico de suas reservas. O Modelo mostra sua viabilidade quando se observa a precisão com que os 11 anos de deslocamento coincidem com os dados históricos fornecidos pela Petrobras.

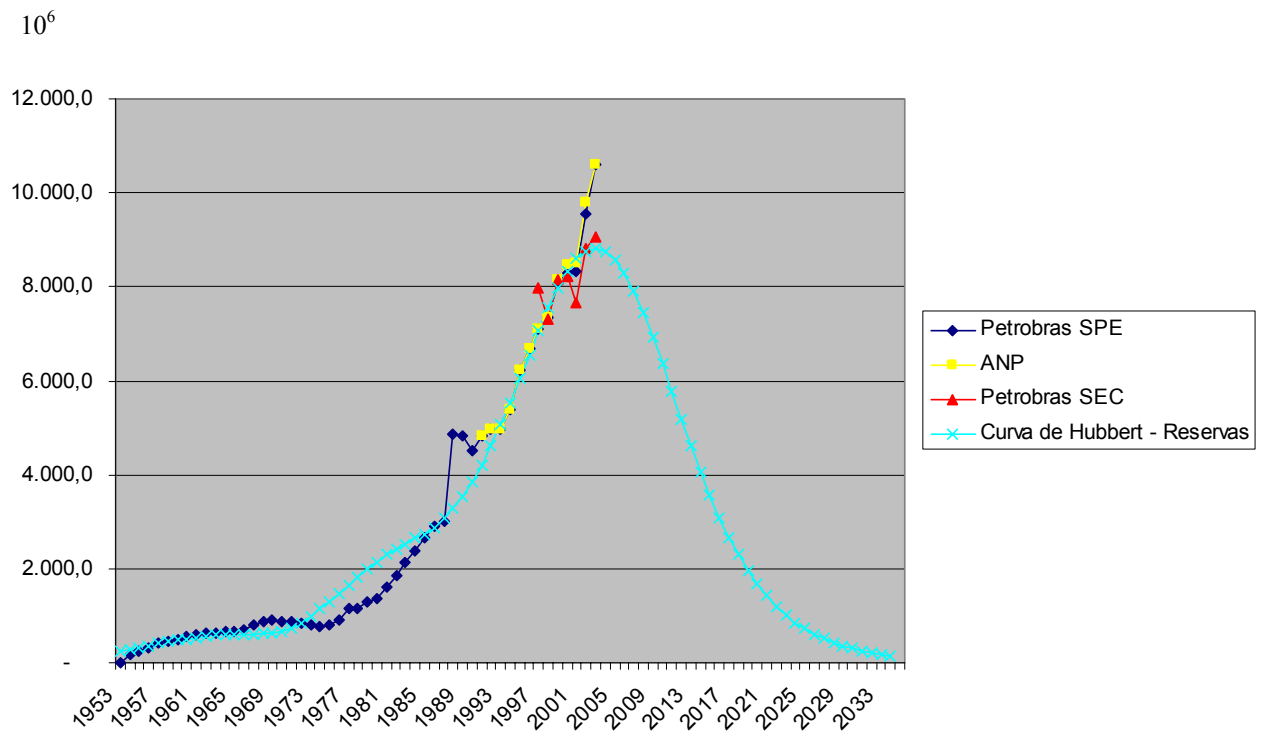


Figura 20 – Curva de Hubbert Teórica para as Reservas Provasdas de Petróleo no Brasil – 1953 a 2035
(MMbbl/d)

Através da simulação de valores maiores que os 22 bilhões de barris para o EUR, considerando-se a aplicabilidade em relação aos históricos de valores de reserva provada, nota-se que, caso o EUR brasileiro atinja o patamar dos 24 bilhões de barris, haverá uma maior coerência com os valores publicados pela Petrobras.

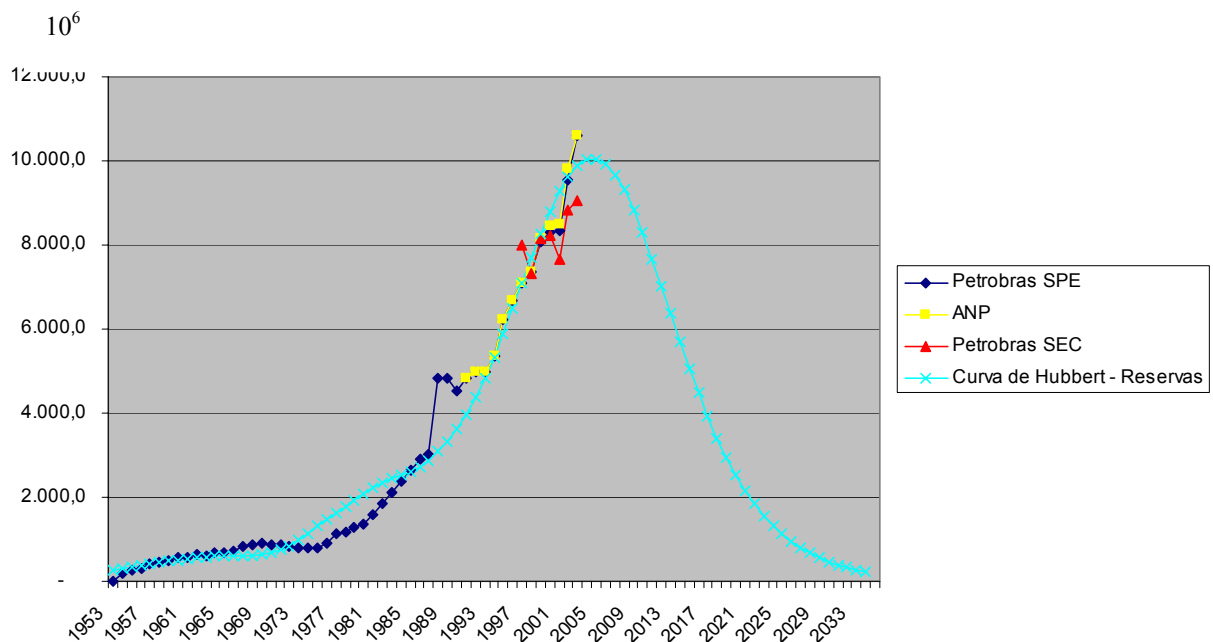


Figura 21 – Curva de Hubbert Teórica para as Reservas Provasdas de Petróleo no Brasil – EUR 24 Bbbl – 1953 a 2035 (MMbbl/d)

A figura 21 mostra tal aplicação, no qual verifica-se a semelhança entre os valores teóricos encontrados e os valores publicados. O resultado demonstra que as reservas brasileiras, considerando um EUR de 24 bilhões de barris para o EUR brasileiro, passariam pelo pico em 2005 com um total de pouco mais de 10 bilhões de barris.

3. Conclusão

Duas conclusões deste trabalho demonstram-se mais relevante, as quais se desenvolvem a seguir.

A primeira diz respeito à aplicabilidade do método utilizado. Os críticos do método, argumentam que novas tecnologias, tanto de produção como de exploração, serão capazes de resolver a questão. Ou então, para o caso específico do Brasil em que a exploração ocorrida até agora privilegiou, quase que majoritariamente, a costa do país, tendo muito por ser explorado nas bacias terrestres.

É realmente possível que novas tecnologias alterem o quadro do petróleo no país. No que se refere à E&P, inovações podem representar aumentos significativos nos níveis de recuperação ou a exemplo dos PROCAPs desenvolvidos pela Petrobras é possível que se chegue a reservatórios antes inacessíveis. E também é possível que, com a elevação dos preços, projetos antes considerados inviáveis sejam elevados a um novo status. Quanto às novas descobertas terrestres, também são possíveis e não há o que se discutir.

No entanto, nenhum desses argumentos reduz a aplicabilidade dos conceitos aqui discutidos. Ao longo do trabalho pode-se verificar que, mesmo com certa imprecisão dos dados, invariavelmente se chegou a resultados coerentes. Ainda que para o desenvolvimento adequado do trabalho fosse necessário se conhecer dados históricos referentes a reservas, produção e descobertas em cada uma das bacias sedimentares de interesse petrolífero no país. Quanto a novas descobertas e todas as mudanças tecnológicas que possam vir a ocorrer, não invalidam o método como instrumento útil à gestão no setor, pois a cada alteração, o cálculo pode ser atualizado, mostrando as conseqüências para o conjunto do mercado brasileiro. Pois diferentemente da razão R/P, a curva de Hubbert é capaz de demonstrar o processo produtivo como ele de fato ocorre, demonstrando todo o ciclo, do crescimento ao esgotamento. Pois, muito mais relevante que se conhecer quanto tempo durarão as reservas nacionais é se conhecer quando ocorrerá o pico de produção e a sua relação com o comportamento da demanda interna.

A segunda conclusão relevante se refere à situação brasileira frente à oferta de petróleo no mercado interno. Morato³⁰ também conclui resultado semelhante e baseado em diferentes cenários de crescimento para a demanda brasileira desenhou os conseqüentes reflexos em forma de importação de petróleo.

Ao considerarmos um EUR para o país da ordem de 24 bilhões de barris, o Brasil viveria o pico de produção no ano de 2011 com uma produção de 2,6 milhões de barris por dia, como se pode verificar na figura 22.

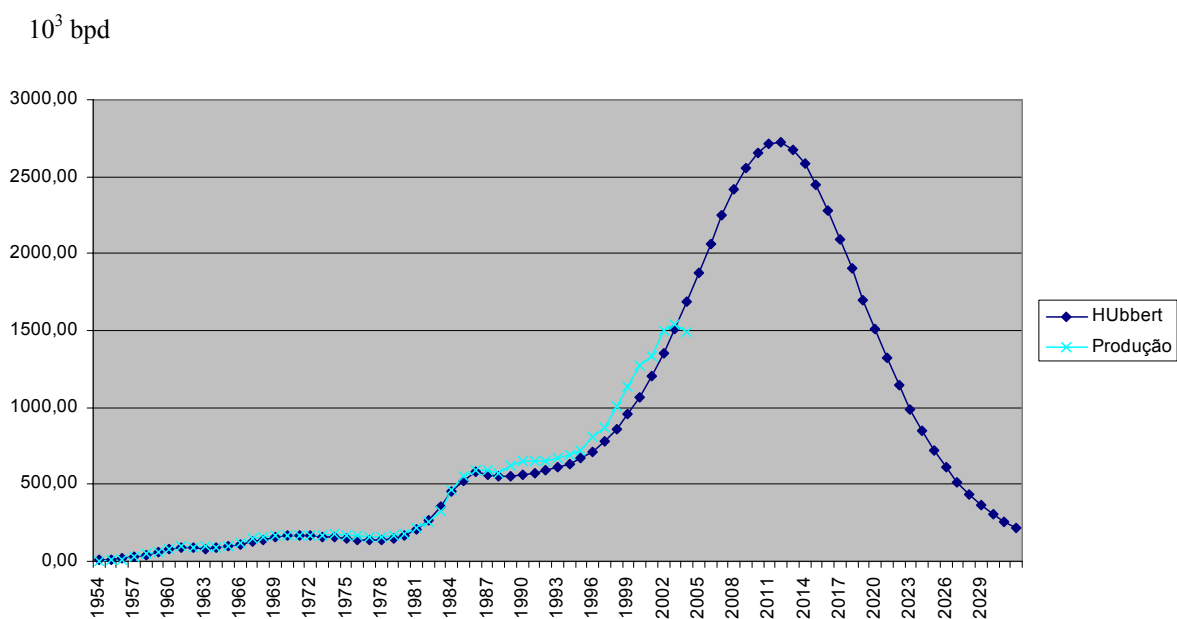


Figura 22 – Curva de Hubbert para a Produção de Petróleo no Brasil – EUR 24 Bbbl - 1954 a 2035 (Mbbl/d)

Outra simulação relevante, diz respeito a valor do EUR brasileiro, ao se determinar um valor de 30 bilhões de barris, valor aproximado ao que a Petrobras projeta, verifica-se que o pico desloca-se apenas um ano, ocorrendo em 2012.

³⁰ MORATO, C. Américo; SANTOS, E. Moutinho; FERREIRA, Denilson. *Exploratory challenges: can Brazil become self-sufficient in oil?* In: Global Peak Oil Gathering. Koblenz, Germany. 2004.

Assim, ao considerar os valores obtidos através do modelo torna-se possível a simulação de cenários para o crescimento da demanda, através dos quais, possibilita-se analisar o impacto causado sobre as importações em função do aumento da demanda no país.

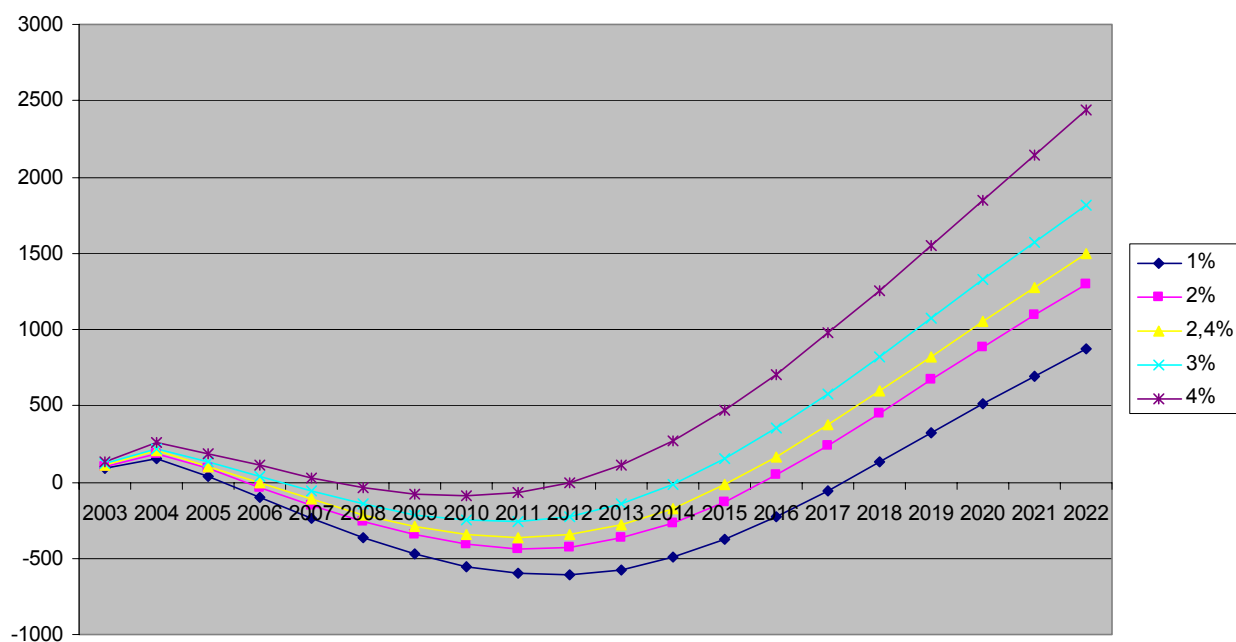


Figura 23 – Previsão de Importação com Diferentes Taxas de Crescimento da Demanda– 2003 a 2022 (Mbbl/d)

Dessa forma, subsidiado nas projeções produzidas neste trabalho para a oferta, a figura 23 mostra que a auto-suficiência brasileira teria na melhor das hipóteses, uma duração de 12 anos, isso se a demanda tivesse um ritmo de crescimento, pouco provável, de 1% ao ano.

A julgar pelas expectativas da Petrobras³¹ apresentadas pela Gerência de Relacionamento com Investidores em julho de 2004, a demanda cresceria em média anualmente 2,4%, considerando-se um crescimento médio anual para o PIB nacional de 4%.

³¹ CAMPOS, Raul Adalberto de. *Apresentação: Estratégias, Investimentos, Crescimento e Rentabilidade*. 28 de junho de 2004.

Nessas circunstâncias verifica-se que a auto-suficiência duraria exatos 9 anos conforme se apresenta na figura 23.

Por fim, observa-se que a auto-suficiência brasileira será maior ou menor em função, também da capacidade exploratória nacional, mas, sobretudo, da capacidade de intervenção sobre a demanda. A entrada do gás natural na matriz energética nacional possui um grande potencial de ação sobre a demanda por Petróleo, por ser um substituto de fácil adaptação, e parece já produzir resultados. Segundo dados da Petrobras³² o crescimento do mercado de gás no país deve crescer anualmente 14,2 em média até 2010. Outros substitutos também devem ser considerados como agentes impactantes na demanda nacional de Petróleo como o álcool, biodiesel, óleo de xisto, célula combustível e os motores híbridos.

³² Idem.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ABRAHAMSEN, Volset; LINDBO, Kjell. *An enhanced resource classification – a toll for decisive exploration*. In: World Petroleum Congress, 14., (S.l.), 1994. p. 515 – 522.
- ALVIN, Carlos Feu ; FERREIRA, Omar Campos. *Oil depletion*. Disponível em : <http://www.ecen.com/content/eee4/oildelec2.htm>. Acesso em : 06 out. 1999.
- AGENCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, Superintendência de Estudos Estratégicos. *Estimativa do Setor de Petróleo ao Produto Interno Bruto do Brasil: 1997 – 2002. Nota técnica número 19*. Julho de 2004.
- _____. *Portaria 9 de 21 de jan. de 2000*. Disponível em: <http://www.anp.gov.br>. Acesso em: 14 de nov. 2004.
- AGUILERA, R. et al. *Definitions and determination of oil and gas reserves*. In: World Petroleum Congress, 14., (S.l.), 1994. p. 545 – 547.
- ANDRADE, C. A. M. *Exploratory challenge: can Brazil become self-sufficient in oil?* Global Peak Oil Gathering. Klobens, Germany. 2004.
- _____. *O que fazer com o petróleo brasileiro*. Fórum da Energia 20. Disponível em < http://www.ujgoias.com.br/forum/Forum%20Petroleiro_20.htm>. Acesso em: 10 set. 2001.
- BARTLET, Albert A. *An Analysis of U.S. World Oil Production Patterns Using Hubbert-Style Curves*. Mathematical Geology, Boulder – Colorado - USA, v. 32, n.1, p. 1-17, jan. 1999.
- BASTOS, Albano da Costa; BARBOSA, Décio Hamilton. *Impacto da tributação nas atividades de E&P em águas profundas no Brasil*. 2000. 111f. Monografia (Especialização em regulação para petróleo e gás natural), Unicamp – ANP, Campinas, 2000.
- BAUQUIS, Pierre-René. *A reappraisal of energy supply and demand in 2050*. Oil & Gas Science and Technology – Revue de l' Institut Français du Pétrole, Paris – França, v. 56, n.4, p. 389 – 402, jun. 2001.
- BOIS, Cristian et al. *Méthodes d'estimation de réserves ultimes*. In: World Petroleum Congress, 10., Bucareste, 1979. p. 279 – 289.

BONAVIDES, Paulo; AMARAL, Roberto. *Textos políticos da história do Brasil*. Disponível em: <http://www.cebela.org.br/txtpolit/socio/vol7/g_239.html>. Acesso em: 21 out. 2002.

BRASIL ENERGIA, fevereiro de 2004, edição 279, p.26.

CAMPBELL, C. J. (org.) *The coming oil crisis*. (S.l.) : Multi-science Publishing Company, 1988. 120p.

_____. *A numbers game : what do the USGS numbers really mean ?* Tomorrow's Oil, London, UK, p. 6 – 8, jul.2000.

_____. *Brazil : Deep water heroism keeps oil imports at bay*. Tomorrow's Oil, London, UK, p. 4 – 7, ago.2000.

CAMPOS, Raul Adalberto de. *Estratégias, Investimentos, Crescimento e Rentabilidade*. Apresentação em : 28/07/2004. Unibanco.

CANADÁ. *Export and Import reporting regulations*. Gazette du Canada, parte II, v. 129, n. 25 Calgary, Alberta, Canadá, 13 dez. 1995.

_____. Minister of Public Works and Government. *Report of an inquiry into Licensing of Long-term Exports of Oil Sands Production*. National energy Bord, Calgary, Alberta, 1994. 31p.

_____. Minister of Supply and Services. *Export Impact Assessment*. National energy Bord, Calgary, Alberta, 1993. 24p.

CONSERVAÇÃO de energia: eficiência energética de instalações e equipamentos. 2. ed. Itajubá: Editora EFEI, 2001. 467 p.

CORREIO BRAILIENSE. Disponível em: <http://www2.correioweb.com.br/cw/EDIÇÃO_20020902>. Acesso em: 10 de abril de 2004.

CRONQUIST, Chapman. *Estimation and Classification of Reserves of Crude oil, Natural Gás and Condesate*. Richardson, Texas: SPE, 2001. 416 p.

CRUZ, Anamaria da Costa; PEROTA, Maria L. L. Rocha; MENDES, Maria Tereza Reis. *Elaboração de Referências: NBR 6023/2000*. Rio de Janeiro: interciência; Niterói: Intertexto, 2000. 71 p.

- DEFNEY, Kenneth S. *Hubbert's peak: the impending world oil shortage*. Princeton – New Jersey – USA: Princeton University Press, 2001. 205 p.
- DIAS, Danilo de Souza; RODRIGUES, Adriano Pires. *Petróleo, livre mercado e demandas sociais*. Rio de Janeiro: Instituto Liberal, 1994. 217 p.
- DIAS, José L. de Mattos; QUAGLINO, Maria Ana. *A questão do petróleo no Brasil, uma história da Petrobrás*. (S.l.): FGV. 1993. 213 p.
- DUNCAN, Richard C.; YOUNGQUIST, Walter. *The World Petroleum Life-Cycle*. Disponível em: <<http://www.dieoff.com/page133.pdf>>. Acesso em: 28 abr. 2000.
- ECO, Umberto. *Como se faz uma tese*. 6. ed. São Paulo: Perspectiva, 1994
- FAINSTEIN, Roberto. *Comparação sísmica dos campos petrolíferos em águas profundas do oeste do Brasil e oeste da África*. TN Petróleo, (S.l.) n.22 . (S.d.)
- FERREIRA, Aurélio B. de H. *Dicionário básico da língua portuguesa*. Rio de Janeiro: Editora Nova Fronteira, 1995. 687 p.
- GIL, Antonio Carlos. *Como elaborar projetos de pesquisa*. São Paulo: Atlas, 1996. 156 p.
- HADDAD, Jamil. (org.) *Eficiência energética integrando usos e reduzindo desperdícios*. Brasília: ANEEL – ANP, 1999. 432 p.
- HOFFELDER, Inês. *História Sócio-econômica da Evolução da Indústria de Petróleo e Seus Derivados*. 1979. Dissertação (Mestrado) – Faculdade de Filosofia, Letras e Ciências Humanas, Universidade de São Paulo, São Paulo, 1979.
- HUBBERT, M. King. *Energy Resources a report to the Committee on Natural Resources*. Washington, D. C. – USA: National Academy of Sciences, 1962. 141p.
- _____. *Degree of advancement of petroleum exploration in United States*. Washington, D. C. – USA: American Association of Petroleum Geologists Bulletin, v. 51. n.11.1967. 2207 p.
- LAHERRE, J. H. *Learn strengths, weaknesses to understand Hubbert curve*. Oil & Gas Journal, USA, v.98, n.16, p. 63-76, 17 abr. 2000.
- _____. *Discovery and production trends*. Disponível em : <<http://www.hubbertpeak.com/laherre/disctrnd.htm>>. Acesso em : 05 out. 1999.

_____. *World oil reserves : which number to believe ?* Disponível em : <<http://www.hubbertpeak.com/laherre/opec95disctrnd.htm>>. Acesso em : 24 set. 1999.

_____. *Reserve Growth : Technological progress, or bad reporting and bad arithmetic ?* Disponível em : <<http://www.dieoff.org>>. Acesso em : 18 out. 1999.

LAKATOS, Eva Maria ; MARCONI, Marina de Andrade. *Fundamentos de metodologia científica*. São Paulo: Atlas, 1991. 270 p.

MACKENZIE, James. *Oil as a finite resource : when is global production likely to peak ?* Disponível em : <<http://www.wri.org/climate/finitoil/fuelfoss.htm>>. Acesso em : 05 out. 1999.

MATTAR, Fauze Najib et al. *Redação de documentos acadêmicos – conteúdo e forma*. São Paulo: (s.n.), 199?. 28 p.

ODELL, Peter R. *Oil and Gas : Crisis and Controversies 1961 – 2000*. Brentwood, UK : Multi-science Publishing Company, 2001.

O Estado de São Paulo. *Petrobras bate recorde de produção*. Disponível em : <<http://www.estado.estadão.com.br/editoriais/02/09/05>>. Acesso em 21 out. 2002.

_____. *O equilíbrio do petróleo*. Editoria, 21 jan. 2003.

PERRODON, Alain. *Quel Pétrole demain?* Paris – França: Éditions Technip, 1999. 95 p.

PETROBRAS. *Relatório de Gestão 2002*. Disponível em: <http://www2.petrobras.com.br/ri/portugues/publicacoes/pdf/rel_gestao2002.pdf> . Acesso em: 15 jan. 2003. 41 p.

_____. *Atualização do Plano Estratégico da Petrobras: Petrobras 2010 - crescimento, rentabilidade e responsabilidade social*. Disponível em: <http://www2.petrobras.com.br/minisite/plano_estrategico/portugues/pdf/apresentacao_e_mpregados_portugues.pdf> . Acesso em: 17 mar. 2002. 22 p.

PINTO, Alvaro Vieira. *Ciência e existência : problemas filosóficos da pesquisa científica*. 2. ed. São Paulo : Atlas, 1986. 170.

REESE, Richard. *Oil and The Future*. Disponível em : <<http://www.eco-action.org/dt>>. Acesso em : 15 maio 2000.

- RODRIGUES, Adriano Pires ; GIAMBIAGI, Fabio. *A agenda de médio prazo no Brasil e o futuro da Petrobras*. Revista de Economia Política, (S.l.), v. 18, n.3 (71), jul. - set. 1998.
- ROGER, Juan V.; ANTUNEZ, Simon. *Use and Implementation of SPE and WPC petroleum reserves definitions*. In: World Petroleum Congress, 14., Stavanger, Noruega, 1994. p. 499 – 507.
- SALAMEH, G. *Is a third oil crisis inevitable?* Haslemere – UK: Salameh, 1990.
- SANTOS, Edmilson M. dos, *The Brazil Oil and Gas Sector: outlook and opportunities*. London, UK: CWC Publishing, 2001. 132 p.
- SANTOS, Antonio R. *Metodologia Científica a construção do conhecimento*. 3. ed. Rio de Janeiro: DP&A editora, 2000. 144 p.
- SHEPHERD, Richard. *Long term oil supply : EIA plots another three decades of growth*. Tomorrow's Oil, London, UK, p. 3 – 5, jul.2000.
- _____. *The oil crisis business : Crying wolf? This one may have real teeth*. Tomorrow's Oil, London, UK, p. 2 – 4, ago.2000.
- _____. *The shorter term future oil supply : too little, too late*. Tomorrow's Oil, London, UK, p. 2 – 8, dez.2000.
- SMITH, Kent G. *Reducing vulnerability to oil shortage*. Energy Journal, Oxford, UK, v. 8, n. 8 – 9, p. 609 – 614, 1983.
- SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. *Petroleum reserves definitions*. Disponível em: <<http://www.spe.org>>. Acesso em 21 de out. 2001.
- SOUZA, Roberto G. de. *Petróleo Histórias das Descobertas e o Potencial Brasileiro*. Niterói: Muiraquitã, 1997. 272 p.
- SUDLOW, Rosalind. *Brazil : the race is on*. Tomorrow's Oil, London, UK, p. 7 – 9, ago.2000.
- SUSLICK, Saul B. (org.) *Regulação em petróleo e gás natural*. Campinas: Editora Komedi, 2001. 528 p.

- _____. *Serfit : an algorithm to forecast mineral trends*. UK : Elsevier Science, v. 21. n. 5. p. 703. 1995.
- THALER, Harald. *Oil and Gas in Central and Southern América*. Petroleum Economist, Londres, 2000.
- TIPPE, Bob. *Where's shortage : a non technical guide to petroelum economics*. Tulsa, Oklahoma, USA : PennWell Publishing Company, 1993. 300 p.
- USA. Energy information Administration. *U.S. Crude Oil, Natural Gas, and Natural Gas Liquids Reserves Annual Report*. (S.l.:sn), 1998.
- VALOIS, Paulo. *A Evolução do Monopólio Estatal do Petróleo*. Rio de Janeiro: Editora Lúmen Júris, 2000. 174 p.
- VICTOR, Mário. *A Batalha do Petróleo Brasileiro*. 3. ed. Rio de Janeiro: Editora Civilização Brasileira, 1993. 415 p.
- WIRTH, John D. *The oil business in Latin America: the early years*. Washington D. C.: University of Nebraska Press. 1985. p. 103 – 263.
- YERGIN, Daniel. *O petróleo: uma história de ganância, dinheiro e poder*. São Paulo: Scritta, 1994. 932 p.

Anexo A – Histórico da Produção Brasileira de Petróleo em Mbbl/d

Ano	Mbbl/d	Terra	Mar
1954	2,7	2,7	0,0
1955	5,5	5,3	0,2
1956	10,9	10,7	0,3
1957	27,3	26,5	0,8
1958	51,1	49,9	1,3
1959	64,0	62,6	1,4
1960	80,3	77,2	3,1
1961	94,9	89,1	5,8
1962	90,9	83,3	7,6
1963	97,7	89,3	8,4
1964	90,9	83,5	7,4
1965	94,0	86,3	7,7
1966	116,2	106,2	10,0
1967	146,1	132,9	13,2
1968	160,2	149,7	10,5
1969	172,2	163,2	9,0
1970	164,1	155,5	8,5
1971	170,2	158,7	11,5
1972	166,5	156,1	10,4
1973	170,1	155,5	14,5
1974	177,1	151,7	25,3
1975	171,5	143,1	28,4
1976	166,2	132,7	33,5
1977	159,6	120	39,6
1978	160,2	116	44,2
1979	165,4	108	57,4
1980	181,0	106,4	74,7
1981	213,1	113	100,1
1982	259,4	118,2	141,1
1983	328,9	132,1	196,7
1984	467,5	148,1	312,3
1985	556,8	154,4	391,6
1986	589,4	167	405,9
1987	588,4	169,7	396,8
1988	577,1	180	374,9
1989	616,8	195,2	400,9
1990	653,6	188,7	442,6
1991	646,7	179	444,7
1992	653,1	186,6	441,4
1993	668,3	182,5	460,7
1994	692,8	179,6	488,4
1995	716,2	180,8	512,3
1996	809,1	198,1	585,7
1997	869,3	199,5	642,0
1998	1.004,3	211,8	763,3
1999	1.131,8	209	892,5
2000	1.270,5	211,5	1022,7
2001	1.335,8	214,3	1080,8
2002	1.500,1	218,9	1235,9
2003	1.540,1	220,7	1262,8
2004	1.489,0	230,7	1215,0

Anexo B – Histórico das Reservas Provadas em Bbbl/d

Ano	Óleo e LGN (milhões bbl)
1953	11,7
1954	173,6
1955	254,7
1956	311,4
1957	409,4
1958	443,8
1959	506,5
1960	563,1
1961	583,2
1962	627,9
1963	618,9
1964	677,4
1965	676,3
1966	713,4
1967	815,3
1968	871,6
1969	923,8
1970	882,1
1971	879,8
1972	822,8
1973	792,2
1974	773,8
1975	788,4
1976	904,9
1977	1.147,7
1978	1.158,0
1979	1.283,8
1980	1.364,6
1981	1.600,0
1982	1.855,2
1983	2.128,3
1984	2.379,5
1985	2.655,4
1986	2.904,6
1987	3.013,2
1988	4.848,4
1989	4.836,1
1990	4.513,2
1991	4.818,5
1992	4.965,9
1993	4.982,3
1994	5.374,6
1995	6.223,2
1996	6.680,9
1997	7.106,2
1998	7.357,5
1999	8.081,4
2000	8.288,7
2001	8.321,7
2002	9.556,8
2003	10.612,8

Anexo C – Planilha de Cálculos de Terra 1

ANO	tm	Pm	c	hubbt1	eur1
1954	1970,77	154,09	18,29	6,163	822,86
1955	1970,77	154,09	18,288	8,050	
1956	1970,77	154,09	18,288	10,493	
1957	1970,77	154,09	18,288	13,643	
1958	1970,77	154,09	18,288	17,680	
1959	1970,77	154,09	18,288	22,814	
1960	1970,77	154,09	18,288	29,274	
1961	1970,77	154,09	18,288	37,297	
1962	1970,77	154,09	18,288	47,089	
1963	1970,77	154,09	18,288	58,774	
1964	1970,77	154,09	18,288	72,318	
1965	1970,77	154,09	18,288	87,433	
1966	1970,77	154,09	18,288	103,487	
1967	1970,77	154,09	18,288	119,453	
1968	1970,77	154,09	18,288	133,948	
1969	1970,77	154,09	18,288	145,409	
1970	1970,77	154,09	18,288	152,395	
1971	1970,77	154,09	18,288	153,938	
1972	1970,77	154,09	18,288	149,814	
1973	1970,77	154,09	18,288	140,613	
1974	1970,77	154,09	18,288	127,561	
1975	1970,77	154,09	18,288	112,201	
1976	1970,77	154,09	18,288	96,042	
1977	1970,77	154,09	18,288	80,317	
1978	1970,77	154,09	18,288	65,868	
1979	1970,77	154,09	18,288	53,161	
1980	1970,77	154,09	18,288	42,354	
1981	1970,77	154,09	18,288	33,398	
1982	1970,77	154,09	18,288	26,122	
1983	1970,77	154,09	18,288	20,302	
1984	1970,77	154,09	18,288	15,701	
1985	1970,77	154,09	18,288	12,096	
1986	1970,77	154,09	18,288	9,291	
1987	1970,77	154,09	18,288	7,121	
1988	1970,77	154,09	18,288	5,448	
1989	1970,77	154,09	18,288	4,162	
1990	1970,77	154,09	18,288	3,177	
1991	1970,77	154,09	18,288	2,423	

Continuação...

1992	1970,77	154,09	18,288	1,847
1993	1970,77	154,09	18,288	1,407
1994	1970,77	154,09	18,288	1,072
1995	1970,77	154,09	18,288	0,816
1996	1970,77	154,09	18,288	0,621
1997	1970,77	154,09	18,288	0,473
1998	1970,77	154,09	18,288	0,360
1999	1970,77	154,09	18,288	0,274
2000	1970,77	154,09	18,288	0,208
2001	1970,77	154,09	18,288	0,159
2002	1970,77	154,09	18,288	0,121
2003	1970,77	154,09	18,288	0,092
2004	1970,77	154,09	18,288	0,070
2005	1970,77	154,09	18,288	0,053
2006	1970,77	154,09	18,288	0,040
2007	1970,77	154,09	18,288	0,031
2008	1970,77	154,09	18,288	0,023
2009	1970,77	154,09	18,288	0,018
2010	1970,77	154,09	18,288	0,014
2011	1970,77	154,09	18,288	0,010
2012	1970,77	154,09	18,288	0,008
2013	1970,77	154,09	18,288	0,006
2014	1970,77	154,09	18,288	0,005
2015	1970,77	154,09	18,288	0,003
2016	1970,77	154,09	18,288	0,003
2017	1970,77	154,09	18,288	0,002
2018	1970,77	154,09	18,288	0,002
2019	1970,77	154,09	18,288	0,001
2020	1970,77	154,09	18,288	0,001
2021	1970,77	154,09	18,288	0,001
2022	1970,77	154,09	18,288	0,001
2023	1970,77	154,09	18,288	0,000
2024	1970,77	154,09	18,288	0,000

Anexo D – Planilha de Cálculos de Terra 2

ANO	Tm	Pm	c	hubbt2	eur2
1954	1987,72	113	19,16	0,0682	632,34
1955	1987,722	113	19,164	0,0886	
1956	1987,722	113	19,164	0,1149	
1957	1987,722	113	19,164	0,1492	
1958	1987,722	113	19,164	0,1936	
1959	1987,722	113	19,164	0,2513	
1960	1987,722	113	19,164	0,3261	
1961	1987,722	113	19,164	0,4231	
1962	1987,722	113	19,164	0,5489	
1963	1987,722	113	19,164	0,7121	
1964	1987,722	113	19,164	0,9235	
1965	1987,722	113	19,164	1,1973	
1966	1987,722	113	19,164	1,5517	
1967	1987,722	113	19,164	2,0102	
1968	1987,722	113	19,164	2,6025	
1969	1987,722	113	19,164	3,3667	
1970	1987,722	113	19,164	4,3509	
1971	1987,722	113	19,164	5,6153	
1972	1987,722	113	19,164	7,2349	
1973	1987,722	113	19,164	9,3012	
1974	1987,722	113	19,164	11,9240	
1975	1987,722	113	19,164	15,2313	
1976	1987,722	113	19,164	19,3666	
1977	1987,722	113	19,164	24,4808	
1978	1987,722	113	19,164	30,7173	
1979	1987,722	113	19,164	38,1863	
1980	1987,722	113	19,164	46,9272	
1981	1987,722	113	19,164	56,8576	
1982	1987,722	113	19,164	67,7182	
1983	1987,722	113	19,164	79,0240	
1984	1987,722	113	19,164	90,0489	
1985	1987,722	113	19,164	99,8692	
1986	1987,722	113	19,164	107,4842	
1987	1987,722	113	19,164	112,0035	
1988	1987,722	113	19,164	112,8515	
1989	1987,722	113	19,164	109,9164	
1990	1987,722	113	19,164	103,5803	

Continuação...

1991	1987,722	113	19,164	94,6173
1992	1987,722	113	19,164	84,0050
1993	1987,722	113	19,164	72,7208
1994	1987,722	113	19,164	61,5881
1995	1987,722	113	19,164	51,2001
1996	1987,722	113	19,164	41,9117
1997	1987,722	113	19,164	33,8769
1998	1987,722	113	19,164	27,1036
1999	1987,722	113	19,164	21,5076
2000	1987,722	113	19,164	16,9563
2001	1987,722	113	19,164	13,2997
2002	1987,722	113	19,164	10,3898
2003	1987,722	113	19,164	8,0911
2004	1987,722	113	19,164	6,2855
2005	1987,722	113	19,164	4,8736
2006	1987,722	113	19,164	3,7732
2007	1987,722	113	19,164	2,9180
2008	1987,722	113	19,164	2,2546
2009	1987,722	113	19,164	1,7409
2010	1987,722	113	19,164	1,3435
2011	1987,722	113	19,164	1,0364
2012	1987,722	113	19,164	0,7992
2013	1987,722	113	19,164	0,6162
2014	1987,722	113	19,164	0,4750
2015	1987,722	113	19,164	0,3661
2016	1987,722	113	19,164	0,2821
2017	1987,722	113	19,164	0,2174
2018	1987,722	113	19,164	0,1675
2019	1987,722	113	19,164	0,1291
2020	1987,722	113	19,164	0,0994
2021	1987,722	113	19,164	0,0766
2022	1987,722	113	19,164	0,0590
2023	1987,722	113	19,164	0,0455
2024	1987,722	113	19,164	0,0350
2025	1987,722	113	19,164	0,0270
2026	1987,722	113	19,164	0,0208
2027	1987,722	113	19,164	0,0160
2028	1987,722	113	19,164	0,0123
2029	1987,722	113	19,164	0,0095

Continuação...

2030	1987,722	113	19,164	0,0073
2031	1987,722	113	19,164	0,0056
2032	1987,722	113	19,164	0,0043
2033	1987,722	113	19,164	0,0033
2034	1987,722	113	19,164	0,0026
2035	1987,722	113	19,164	0,0020
2036	1987,722	113	19,164	0,0015
2037	1987,722	113	19,164	0,0012
2038	1987,722	113	19,164	0,0009
2039	1987,722	113	19,164	0,0007
2040	1987,722	113	19,164	0,0005
2041	1987,722	113	19,164	0,0004
2042	1987,722	113	19,164	0,0003
2043	1987,722	113	19,164	0,0002
2044	1987,722	113	19,164	0,0002
2045	1987,722	113	19,164	0,0001

Anexo E – Planilha de Cálculos de Terra 3

ANO	Tm	Pm	c	hubbt3	eur3
1954	1960,40	51,64	6,31	1,283	95,11
1955	1960,395	51,637	6,308	2,792	
1956	1960,395	51,637	6,308	5,968	
1957	1960,395	51,637	6,308	12,284	
1958	1960,395	51,637	6,308	23,405	
1959	1960,395	51,637	6,308	38,590	
1960	1960,395	51,637	6,308	50,392	
1961	1960,395	51,637	6,308	48,778	
1962	1960,395	51,637	6,308	35,314	
1963	1960,395	51,637	6,308	20,632	
1964	1960,395	51,637	6,308	10,606	
1965	1960,395	51,637	6,308	5,099	
1966	1960,395	51,637	6,308	2,374	
1967	1960,395	51,637	6,308	1,088	
1968	1960,395	51,637	6,308	0,495	
1969	1960,395	51,637	6,308	0,225	
1970	1960,395	51,637	6,308	0,102	
1971	1960,395	51,637	6,308	0,046	
1972	1960,395	51,637	6,308	0,021	
1973	1960,395	51,637	6,308	0,009	
1974	1960,395	51,637	6,308	0,004	
1975	1960,395	51,637	6,308	0,002	
1976	1960,395	51,637	6,308	0,001	

Anexo F – Planilha de Cálculos de Terra 4

ANO	tm	Pm	c	hubbt4	eur4
1954	2005	222,58	34,09	0,502	2215,62
1955	2005	222,58	34,09	0,581	
1956	2005	222,58	34,09	0,672	
1957	2005	222,58	34,09	0,779	
1958	2005	222,58	34,09	0,901	
1959	2005	222,58	34,09	1,043	
1960	2005	222,58	34,09	1,208	
1961	2005	222,58	34,09	1,398	
1962	2005	222,58	34,09	1,618	
1963	2005	222,58	34,09	1,872	
1964	2005	222,58	34,09	2,167	
1965	2005	222,58	34,09	2,507	
1966	2005	222,58	34,09	2,900	
1967	2005	222,58	34,09	3,355	
1968	2005	222,58	34,09	3,881	
1969	2005	222,58	34,09	4,487	
1970	2005	222,58	34,09	5,188	
1971	2005	222,58	34,09	5,996	
1972	2005	222,58	34,09	6,929	
1973	2005	222,58	34,09	8,004	
1974	2005	222,58	34,09	9,241	
1975	2005	222,58	34,09	10,666	
1976	2005	222,58	34,09	12,304	
1977	2005	222,58	34,09	14,185	
1978	2005	222,58	34,09	16,342	
1979	2005	222,58	34,09	18,812	
1980	2005	222,58	34,09	21,636	
1981	2005	222,58	34,09	24,857	
1982	2005	222,58	34,09	28,524	
1983	2005	222,58	34,09	32,687	
1984	2005	222,58	34,09	37,399	
1985	2005	222,58	34,09	42,712	
1986	2005	222,58	34,09	48,679	
1987	2005	222,58	34,09	55,349	
1988	2005	222,58	34,09	62,765	
1989	2005	222,58	34,09	70,959	
1990	2005	222,58	34,09	79,947	

Continuação...

1991	2005	222,58	34,09	89,727
1992	2005	222,58	34,09	100,267
1993	2005	222,58	34,09	111,503
1994	2005	222,58	34,09	123,331
1995	2005	222,58	34,09	135,603
1996	2005	222,58	34,09	148,123
1997	2005	222,58	34,09	160,644
1998	2005	222,58	34,09	172,877
1999	2005	222,58	34,09	184,494
2000	2005	222,58	34,09	195,145
2001	2005	222,58	34,09	204,475
2002	2005	222,58	34,09	212,145
2003	2005	222,58	34,09	217,860
2004	2005	222,58	34,09	221,387
2005	2005	222,58	34,09	222,580
2006	2005	222,58	34,09	221,387
2007	2005	222,58	34,09	217,860
2008	2005	222,58	34,09	212,145
2009	2005	222,58	34,09	204,475
2010	2005	222,58	34,09	195,145
2011	2005	222,58	34,09	184,494
2012	2005	222,58	34,09	172,877
2013	2005	222,58	34,09	160,644
2014	2005	222,58	34,09	148,123
2015	2005	222,58	34,09	135,603
2016	2005	222,58	34,09	123,331
2017	2005	222,58	34,09	111,503
2018	2005	222,58	34,09	100,267
2019	2005	222,58	34,09	89,727
2020	2005	222,58	34,09	79,947
2021	2005	222,58	34,09	70,959
2022	2005	222,58	34,09	62,765
2023	2005	222,58	34,09	55,349
2024	2005	222,58	34,09	48,679
2025	2005	222,58	34,09	42,712
2026	2005	222,58	34,09	37,399
2027	2005	222,58	34,09	32,687
2028	2005	222,58	34,09	28,524
2029	2005	222,58	34,09	24,857

Continuação...

2030	2005	222,58	34,09	21,636
2031	2005	222,58	34,09	18,812
2032	2005	222,58	34,09	16,342
2033	2005	222,58	34,09	14,185
2034	2005	222,58	34,09	12,304
2035	2005	222,58	34,09	10,666
2036	2005	222,58	34,09	9,241
2037	2005	222,58	34,09	8,004
2038	2005	222,58	34,09	6,929
2039	2005	222,58	34,09	5,996
2040	2005	222,58	34,09	5,188
2041	2005	222,58	34,09	4,487
2042	2005	222,58	34,09	3,881
2043	2005	222,58	34,09	3,355
2044	2005	222,58	34,09	2,900
2045	2005	222,58	34,09	2,507
2046	2005	222,58	34,09	2,167
2047	2005	222,58	34,09	1,872
2048	2005	222,58	34,09	1,618
2049	2005	222,58	34,09	1,398
2050	2005	222,58	34,09	1,208
2051	2005	222,58	34,09	1,043
2052	2005	222,58	34,09	0,901
2053	2005	222,58	34,09	0,779
2054	2005	222,58	34,09	0,672
2055	2005	222,58	34,09	0,581
2056	2005	222,58	34,09	0,502
2057	2005	222,58	34,09	0,433
2058	2005	222,58	34,09	0,374
2059	2005	222,58	34,09	0,323
2060	2005	222,58	34,09	0,279
2061	2005	222,58	34,09	0,241
2062	2005	222,58	34,09	0,208
2063	2005	222,58	34,09	0,180
2064	2005	222,58	34,09	0,155
2065	2005	222,58	34,09	0,134
2066	2005	222,58	34,09	0,116
2067	2005	222,58	34,09	0,100
2068	2005	222,58	34,09	0,086

Continuação...

2069	2005	222,58	34,09	0,075
2070	2005	222,58	34,09	0,064
2071	2005	222,58	34,09	0,056
2072	2005	222,58	34,09	0,048
2073	2005	222,58	34,09	0,041
2074	2005	222,58	34,09	0,036
2075	2005	222,58	34,09	0,031
2076	2005	222,58	34,09	0,027
2077	2005	222,58	34,09	0,023
2078	2005	222,58	34,09	0,020
2079	2005	222,58	34,09	0,017
2080	2005	222,58	34,09	0,015
2081	2005	222,58	34,09	0,013
2082	2005	222,58	34,09	0,011
2083	2005	222,58	34,09	0,010
2084	2005	222,58	34,09	0,008
2085	2005	222,58	34,09	0,007

Anexo G – Planilha de Cálculos de Terra

ANO	hubbt	erros^2	soma err
1954	8,016	28,256	1454,255
1955	11,511	38,571	
1956	17,248	42,881	Terra
1957	26,855	0,126	EUR (MMbbl)
1958	42,180	59,591	3765,93
1959	62,698	0,010	
1960	81,200	15,998	
1961	87,896	1,449	
1962	84,570	1,612	
1963	81,991	53,422	
1964	86,014	6,321	
1965	96,237	98,739	
1966	110,313	16,917	
1967	125,906	48,909	
1968	140,927	76,973	
1969	153,488	94,314	
1970	162,036	42,720	
1971	165,596	47,550	
1972	163,999	62,395	
1973	157,927	5,891	
1974	148,731	8,814	
1975	138,100	24,998	
1976	127,713	24,868	
1977	118,982	1,036	
1978	112,927	9,441	
1979	110,159	4,663	
1980	110,917	20,403	
1981	115,113	4,465	
1982	122,365	17,347	
1983	132,013	0,008	
1984	143,148	24,521	
1985	154,677	0,076	
1986	165,454	2,390	
1987	174,473	22,782	
1988	181,064	1,132	
1989	185,037	103,279	
1990	186,704	3,982	

Continuação...

1991	186,767	60,327
1992	186,118	0,232
1993	185,630	9,799
1994	185,991	40,843
1995	187,620	46,506
1996	190,656	55,414
1997	194,994	20,302
1998	200,341	131,314
1999	206,276	7,421
2000	212,310	0,656
2001	217,933	13,198
2002	222,655	14,103
2003	226,042	28,542
2004	227,743	8,746
2005	227,507	
2006	225,201	
2007	220,808	
2008	214,423	
2009	206,233	
2010	196,502	
2011	185,541	
2012	173,684	
2013	161,267	
2014	148,603	
2015	135,973	
2016	123,616	
2017	111,722	
2018	100,436	
2019	89,857	
2020	80,048	
2021	71,036	
2022	62,825	
2023	55,395	
2024	48,714	
2025	42,739	
2026	37,420	
2027	32,703	
2028	28,537	
2029	24,867	

Continuação...

2030	21,643
2031	18,817
2032	16,346
2033	14,188
2034	12,306
2035	10,668
2036	9,243
2037	8,005
2038	6,930
2039	5,997
2040	5,189
2041	4,488
2042	3,881
2043	3,355
2044	2,901
2045	2,507
2046	2,167
2047	1,872
2048	1,618
2049	1,398
2050	1,208
2051	1,043
2052	0,901
2053	0,779
2054	0,672
2055	0,581
2056	0,502
2057	0,433
2058	0,374
2059	0,323
2060	0,279
2061	0,241
2062	0,208
2063	0,180
2064	0,155
2065	0,134
2066	0,116
2067	0,100
2068	0,086

Continuação...

2069	0,075
2070	0,064
2071	0,056
2072	0,048
2073	0,041
2074	0,036
2075	0,031
2076	0,027
2077	0,023
2078	0,020
2079	0,017
2080	0,015
2081	0,013
2082	0,011
2083	0,010
2084	0,008
2085	0,007

Anexo H – Planilha de Cálculos de Mar 1

ANO	tm	Pm	c	hubbt1	eur1
1954	1984,89	241	6,6	0,00	464,46
1955	1984,89	241	6,6	0,00	
1956	1984,89	241	6,6	0,00	
1957	1984,89	241	6,6	0,00	
1958	1984,89	241	6,6	0,00	
1959	1984,89	241	6,6	0,00	
1960	1984,89	241	6,6	0,00	
1961	1984,89	241	6,6	0,00	
1962	1984,89	241	6,6	0,00	
1963	1984,89	241	6,6	0,00	
1964	1984,89	241	6,6	0,00	
1965	1984,89	241	6,6	0,00	
1966	1984,89	241	6,6	0,00	
1967	1984,89	241	6,6	0,00	
1968	1984,89	241	6,6	0,00	
1969	1984,89	241	6,6	0,01	
1970	1984,89	241	6,6	0,01	
1971	1984,89	241	6,6	0,03	
1972	1984,89	241	6,6	0,06	
1973	1984,89	241	6,6	0,12	
1974	1984,89	241	6,6	0,25	
1975	1984,89	241	6,6	0,54	
1976	1984,89	241	6,6	1,14	
1977	1984,89	241	6,6	2,43	
1978	1984,89	241	6,6	5,16	
1979	1984,89	241	6,6	10,87	
1980	1984,89	241	6,6	22,60	
1981	1984,89	241	6,6	45,69	
1982	1984,89	241	6,6	87,30	
1983	1984,89	241	6,6	150,03	
1984	1984,89	241	6,6	215,56	
1985	1984,89	241	6,6	240,58	
1986	1984,89	241	6,6	202,96	
1987	1984,89	241	6,6	134,87	
1988	1984,89	241	6,6	76,24	
1989	1984,89	241	6,6	39,27	
1990	1984,89	241	6,6	19,27	

Continuação...

1991	1984,89	241	6,6	9,23
1992	1984,89	241	6,6	4,37
1993	1984,89	241	6,6	2,06
1994	1984,89	241	6,6	0,97
1995	1984,89	241	6,6	0,45
1996	1984,89	241	6,6	0,21
1997	1984,89	241	6,6	0,10
1998	1984,89	241	6,6	0,05
1999	1984,89	241	6,6	0,02
2000	1984,89	241	6,6	0,01
2001	1984,89	241	6,6	0,00
2002	1984,89	241	6,6	0,00
2003	1984,89	241	6,6	0,00
2004	1984,89	241	6,6	0,00
2005	1984,89	241	6,6	0,00

Anexo I – Planilha de Cálculos de Mar 2

ANO	tm	Pm	c	hubbt3	eur3
1954	1990	200	16,3	0,01	951,92
1955	1990	200	16,3	0,02	
1956	1990	200	16,3	0,02	
1957	1990	200	16,3	0,03	
1958	1990	200	16,3	0,04	
1959	1990	200	16,3	0,06	
1960	1990	200	16,3	0,08	
1961	1990	200	16,3	0,11	
1962	1990	200	16,3	0,15	
1963	1990	200	16,3	0,20	
1964	1990	200	16,3	0,27	
1965	1990	200	16,3	0,37	
1966	1990	200	16,3	0,51	
1967	1990	200	16,3	0,69	
1968	1990	200	16,3	0,94	
1969	1990	200	16,3	1,27	
1970	1990	200	16,3	1,73	
1971	1990	200	16,3	2,34	
1972	1990	200	16,3	3,17	
1973	1990	200	16,3	4,30	
1974	1990	200	16,3	5,82	
1975	1990	200	16,3	7,87	
1976	1990	200	16,3	10,62	
1977	1990	200	16,3	14,30	
1978	1990	200	16,3	19,18	
1979	1990	200	16,3	25,61	
1980	1990	200	16,3	33,99	
1981	1990	200	16,3	44,76	
1982	1990	200	16,3	58,31	
1983	1990	200	16,3	74,92	
1984	1990	200	16,3	94,58	
1985	1990	200	16,3	116,77	
1986	1990	200	16,3	140,25	
1987	1990	200	16,3	162,99	
1988	1990	200	16,3	182,30	
1989	1990	200	16,3	195,37	
1990	1990	200	16,3	200,00	

Continuação...

1991	1990	200	16,3	195,37
1992	1990	200	16,3	182,30
1993	1990	200	16,3	162,99
1994	1990	200	16,3	140,25
1995	1990	200	16,3	116,77
1996	1990	200	16,3	94,58
1997	1990	200	16,3	74,92
1998	1990	200	16,3	58,31
1999	1990	200	16,3	44,76
2000	1990	200	16,3	33,99
2001	1990	200	16,3	25,61
2002	1990	200	16,3	19,18
2003	1990	200	16,3	14,30
2004	1990	200	16,3	10,62
2005	1990	200	16,3	7,87
2006	1990	200	16,3	5,82
2007	1990	200	16,3	4,30
2008	1990	200	16,3	3,17
2009	1990	200	16,3	2,34
2010	1990	200	16,3	1,73
2011	1990	200	16,3	1,27
2012	1990	200	16,3	0,94
2013	1990	200	16,3	0,69
2014	1990	200	16,3	0,51
2015	1990	200	16,3	0,37
2016	1990	200	16,3	0,27
2017	1990	200	16,3	0,20
2018	1990	200	16,3	0,15
2019	1990	200	16,3	0,11
2020	1990	200	16,3	0,08
2021	1990	200	16,3	0,06
2022	1990	200	16,3	0,04
2023	1990	200	16,3	0,03
2024	1990	200	16,3	0,02
2025	1990	200	16,3	0,02
2026	1990	200	16,3	0,01
2027	1990	200	16,3	0,01
2028	1990	200	16,3	0,01
2029	1990	200	16,3	0,01

Anexo J – Planilha de Cálculos de Mar 3

ANO	tm	Pm	c	hubbt2	eur2
1954	2012	2400	26	0,00	18220,8
1955	2012	2400	26	0,00	
1956	2012	2400	26	0,00	
1957	2012	2400	26	0,00	
1958	2012	2400	26	0,00	
1959	2012	2400	26	0,00	
1960	2012	2400	26	0,00	
1961	2012	2400	26	0,00	
1962	2012	2400	26	0,00	
1963	2012	2400	26	0,00	
1964	2012	2400	26	0,00	
1965	2012	2400	26	0,00	
1966	2012	2400	26	0,00	
1967	2012	2400	26	0,00	
1968	2012	2400	26	0,00	
1969	2012	2400	26	0,00	
1970	2012	2400	26	0,00	
1971	2012	2400	26	0,00	
1972	2012	2400	26	0,00	
1973	2012	2400	26	0,00	
1974	2012	2400	26	0,00	
1975	2012	2400	26	0,00	
1976	2012	2400	26	0,00	
1977	2012	2400	26	0,00	
1978	2012	2400	26	0,00	
1979	2012	2400	26	0,00	
1980	2012	2400	26	0,00	
1981	2012	2400	26	0,00	
1982	2012	2400	26	0,00	
1983	2012	2400	26	0,00	
1984	2012	2400	26	0,00	
1985	2012	2400	26	0,00	
1986	2012	2400	26	63,82	
1987	2012	2400	26	77,14	
1988	2012	2400	26	93,17	
1989	2012	2400	26	112,46	
1990	2012	2400	26	135,62	
1991	2012	2400	26	163,39	

Continuação...

1992	2012	2400	26	196,58
1993	2012	2400	26	236,17
1994	2012	2400	26	283,21
1995	2012	2400	26	338,87
1996	2012	2400	26	404,42
1997	2012	2400	26	481,14
1998	2012	2400	26	570,29
1999	2012	2400	26	673,00
2000	2012	2400	26	790,08
2001	2012	2400	26	921,89
2002	2012	2400	26	1068,07
2003	2012	2400	26	1227,29
2004	2012	2400	26	1396,95
2005	2012	2400	26	1573,03
2006	2012	2400	26	1749,98
2007	2012	2400	26	1920,76
2008	2012	2400	26	2077,26
2009	2012	2400	26	2210,87
2010	2012	2400	26	2313,39
2011	2012	2400	26	2377,95
2012	2012	2400	26	2400,00
2013	2012	2400	26	2377,95
2014	2012	2400	26	2313,39
2015	2012	2400	26	2210,87
2016	2012	2400	26	2077,26
2017	2012	2400	26	1920,76
2018	2012	2400	26	1749,98
2019	2012	2400	26	1573,03
2020	2012	2400	26	1396,95
2021	2012	2400	26	1227,29
2022	2012	2400	26	1068,07
2023	2012	2400	26	921,89
2024	2012	2400	26	790,08
2025	2012	2400	26	673,00
2026	2012	2400	26	570,29
2027	2012	2400	26	481,14
2028	2012	2400	26	404,42
2029	2012	2400	26	338,87
2030	2012	2400	26	283,21

Continuação...

2031	2012	2400	26	236,17
2032	2012	2400	26	196,58
2033	2012	2400	26	163,39
2034	2012	2400	26	135,62
2035	2012	2400	26	112,46
2036	2012	2400	26	93,17
2037	2012	2400	26	77,14
2038	2012	2400	26	63,82
2039	2012	2400	26	52,78
2040	2012	2400	26	43,63
2041	2012	2400	26	36,05
2042	2012	2400	26	29,79
2043	2012	2400	26	24,60
2044	2012	2400	26	20,32
2045	2012	2400	26	16,77
2046	2012	2400	26	13,85
2047	2012	2400	26	11,43
2048	2012	2400	26	9,44
2049	2012	2400	26	7,79
2050	2012	2400	26	6,43
2051	2012	2400	26	5,30
2052	2012	2400	26	4,38
2053	2012	2400	26	3,61
2054	2012	2400	26	2,98
2055	2012	2400	26	2,46
2056	2012	2400	26	2,03
2057	2012	2400	26	1,67
2058	2012	2400	26	1,38
2059	2012	2400	26	1,14
2060	2012	2400	26	0,94
2061	2012	2400	26	0,78
2062	2012	2400	26	0,64
2063	2012	2400	26	0,53
2064	2012	2400	26	0,44
2065	2012	2400	26	0,36
2066	2012	2400	26	0,30
2067	2012	2400	26	0,24
2068	2012	2400	26	0,20
2069	2012	2400	26	0,17

Continuação...

2070	2012	2400	26	0,14
2071	2012	2400	26	0,11
2072	2012	2400	26	0,09
2073	2012	2400	26	0,08
2074	2012	2400	26	0,06
2075	2012	2400	26	0,05
2076	2012	2400	26	0,04
2077	2012	2400	26	0,04
2078	2012	2400	26	0,03
2079	2012	2400	26	0,02
2080	2012	2400	26	0,02
2081	2012	2400	26	0,02
2082	2012	2400	26	0,01
2083	2012	2400	26	0,01
2084	2012	2400	26	0,01
2085	2012	2400	26	0,01

Anexo J – Planilha de Cálculos de Mar

ANO	hubbt	erros^2	soma err
1954	0,01	0,00015	180920,77
1955	0,02	0,01811	
1956	0,02	0,05393	EUR (MMbbl)
1957	0,03	0,55155	19637,18
1958	0,04	1,48571	
1959	0,06	1,68061	
1960	0,08	9,03671	
1961	0,11	32,1472	
1962	0,15	55,9697	
1963	0,20	67,5775	
1964	0,27	51,4226	
1965	0,37	53,6007	
1966	0,51	89,9871	
1967	0,69	157,178	
1968	0,94	91,8901	
1969	1,28	60,1543	
1970	1,74	46,2627	
1971	2,37	83,7078	
1972	3,23	51,668	
1973	4,42	102,56	
1974	6,08	370,748	
1975	8,41	398,252	
1976	11,77	472,848	
1977	16,73	520,88	
1978	24,34	394,181	
1979	36,48	437,545	
1980	56,59	327,707	
1981	90,44	92,9596	
1982	145,61	20,2912	
1983	224,96	800,859	
1984	310,14	4,48889	
1985	357,35	1174,36	
1986	407,03	1,33855	
1987	374,99	476,049	
1988	351,71	536,08	
1989	347,10	2893,17	
1990	354,89	7692,09	

Continuação

1991	367,99	5880,43
1992	383,26	3382,78
1993	401,22	3541,58
1994	424,43	4094,55
1995	456,10	3155,03
1996	499,21	7478,15
1997	556,16	7373,1
1998	628,65	18143,9
1999	717,77	30525
2000	824,08	39458,5
2001	947,51	17769,9
2002	1087,26	22098,3
2003	1241,58	448,708
2004	1407,57	
2005	1580,91	
2006	1755,80	
2007	1925,06	
2008	2080,43	
2009	2213,21	
2010	2315,11	
2011	2379,22	
2012	2400,94	
2013	2378,64	
2014	2313,89	
2015	2211,25	
2016	2077,53	
2017	1920,96	
2018	1750,13	
2019	1573,14	
2020	1397,03	
2021	1227,34	
2022	1068,12	
2023	921,92	
2024	790,10	
2025	673,01	
2026	570,31	
2027	481,15	
2028	404,43	
2029	338,88	

Continuação

2030	283,21
2031	236,17
2032	196,59
2033	163,39
2034	135,62
2035	112,46
2036	93,17
2037	77,14
2038	63,82
2039	52,78
2040	43,63
2041	36,05
2042	29,79
2043	24,60
2044	20,32
2045	16,77
2046	13,85
2047	11,43
2048	9,44
2049	7,79
2050	6,43
2051	5,30
2052	4,38
2053	3,61
2054	2,98
2055	2,46
2056	2,03
2057	1,67
2058	1,38
2059	1,14
2060	0,94
2061	0,78
2062	0,64
2063	0,53
2064	0,44
2065	0,36
2066	0,30
2067	0,24
2068	0,20

Continuação

2069	0,17
2070	0,14
2071	0,11
2072	0,09
2073	0,08
2074	0,06
2075	0,05
2076	0,04
2077	0,04
2078	0,03
2079	0,02
2080	0,02
2081	0,02
2082	0,01
2083	0,01
2084	0,01
2085	0,01

Anexo K – Planilha de Cálculos de LGN 1 e 2

ANO	LGN1				LGN2			
	TM	PM	C	Hubb	TM	PM	C	Hubb
1982	1987,00	17,15	6,41	0,00	1991,90	18,80	8,40	0,00
1983	1987,00	17,15	6,41	0,00	1991,90	18,80	8,40	0,00
1984	1987,00	17,15	6,41	5,50	1991,90	18,80	8,40	0,67
1985	1987,00	17,15	6,41	9,84	1991,90	18,80	8,40	1,20
1986	1987,00	17,15	6,41	14,78	1991,90	18,80	8,40	2,12
1987	1987,00	17,15	6,41	17,15	1991,90	18,80	8,40	3,66
1988	1987,00	17,15	6,41	14,78	1991,90	18,80	8,40	6,12
1989	1987,00	17,15	6,41	9,84	1991,90	18,80	8,40	9,64
1990	1987,00	17,15	6,41	5,50	1991,90	18,80	8,40	13,87
1991	1987,00	17,15	6,41	2,78	1991,90	18,80	8,40	17,51
1992	1987,00	17,15	6,41	1,33	1991,90	18,80	8,40	18,78
1993	1987,00	17,15	6,41	0,62	1991,90	18,80	8,40	16,92
1994	1987,00	17,15	6,41	0,29	1991,90	18,80	8,40	13,02
1995	1987,00	17,15	6,41	0,13	1991,90	18,80	8,40	8,86
1996	1987,00	17,15	6,41	0,06	1991,90	18,80	8,40	5,54
1997	1987,00	17,15	6,41	0,03	1991,90	18,80	8,40	3,29
1998	1987,00	17,15	6,41	0,01	1991,90	18,80	8,40	1,89
1999	1987,00	17,15	6,41	0,01	1991,90	18,80	8,40	1,07
2000	1987,00	17,15	6,41	0,00	1991,90	18,80	8,40	0,60
2001	1987,00	17,15	6,41	0,00	1991,90	18,80	8,40	0,33
2002	1987,00	17,15	6,41	0,00	1991,90	18,80	8,40	0,18
2003	1987,00	17,15	6,41	0,00	1991,90	18,80	8,40	0,10
2004	1987,00	17,15	6,41	0,00	1991,90	18,80	8,40	0,06
2005	1987,00	17,15	6,41	0,00	1991,90	18,80	8,40	0,03
2006	1987,00	17,15	6,41	0,00	1991,90	18,80	8,40	0,02
2007	1987,00	17,15	6,41	0,00	1991,90	18,80	8,40	0,01
2008	1987,00	17,15	6,41	0,00	1991,90	18,80	8,40	0,01
2009	1987,00	17,15	6,41	0,00	1991,90	18,80	8,40	0,00

Anexo L – Planilha de Cálculos de LGN 3 e 4

	LGN3				LGN 4			
	TM	PM	C	Hubb	TM	PM	C	Hubb
1982	1998,10	16,63	10,90	0,00	2010,00	149,80	15,20	0,00
1983	1998,10	16,63	10,90	0,00	2010,00	149,80	15,20	0,00
1984	1998,10	16,63	10,90	0,10	2010,00	149,80	15,20	0,12
1985	1998,10	16,63	10,90	0,16	2010,00	149,80	15,20	0,16
1986	1998,10	16,63	10,90	0,26	2010,00	149,80	15,20	0,22
1987	1998,10	16,63	10,90	0,40	2010,00	149,80	15,20	0,31
1988	1998,10	16,63	10,90	0,63	2010,00	149,80	15,20	0,43
1989	1998,10	16,63	10,90	0,99	2010,00	149,80	15,20	0,60
1990	1998,10	16,63	10,90	1,54	2010,00	149,80	15,20	0,83
1991	1998,10	16,63	10,90	2,38	2010,00	149,80	15,20	1,15
1992	1998,10	16,63	10,90	3,60	2010,00	149,80	15,20	1,60
1993	1998,10	16,63	10,90	5,33	2010,00	149,80	15,20	2,22
1994	1998,10	16,63	10,90	7,64	2010,00	149,80	15,20	3,07
1995	1998,10	16,63	10,90	10,42	2010,00	149,80	15,20	4,25
1996	1998,10	16,63	10,90	13,30	2010,00	149,80	15,20	5,87
1997	1998,10	16,63	10,90	15,61	2010,00	149,80	15,20	8,10
1998	1998,10	16,63	10,90	16,62	2010,00	149,80	15,20	11,13
1999	1998,10	16,63	10,90	15,94	2010,00	149,80	15,20	15,24
2000	1998,10	16,63	10,90	13,83	2010,00	149,80	15,20	20,76
2001	1998,10	16,63	10,90	11,00	2010,00	149,80	15,20	28,05
2002	1998,10	16,63	10,90	8,16	2010,00	149,80	15,20	37,53
2003	1998,10	16,63	10,90	5,75	2010,00	149,80	15,20	49,52
2004	1998,10	16,63	10,90	3,90	2010,00	149,80	15,20	64,18
2005	1998,10	16,63	10,90	2,58	2010,00	149,80	15,20	81,27
2006	1998,10	16,63	10,90	1,68	2010,00	149,80	15,20	99,93
2007	1998,10	16,63	10,90	1,08	2010,00	149,80	15,20	118,52
2008	1998,10	16,63	10,90	0,69	2010,00	149,80	15,20	134,69
2009	1998,10	16,63	10,90	0,44	2010,00	149,80	15,20	145,82
2010	1998,10	16,63	10,90	0,28	2010,00	149,80	15,20	149,80
2011	1998,10	16,63	10,90	0,18	2010,00	149,80	15,20	145,82
2012	1998,10	16,63	10,90	0,11	2010,00	149,80	15,20	134,69
2013	1998,10	16,63	10,90	0,07	2010,00	149,80	15,20	118,52
2014	1998,10	16,63	10,90	0,05	2010,00	149,80	15,20	99,93
2015	1998,10	16,63	10,90	0,03	2010,00	149,80	15,20	81,27
2016	1998,10	16,63	10,90	0,02	2010,00	149,80	15,20	64,18
2017	1998,10	16,63	10,90	0,01	2010,00	149,80	15,20	49,52
2018	1998,10	16,63	10,90	0,01	2010,00	149,80	15,20	37,53
2019	1998,10	16,63	10,90	0,00	2010,00	149,80	15,20	28,05
2020	1998,10	16,63	10,90	0,00	2010,00	149,80	15,20	20,76
2021	1998,10	16,63	10,90	0,00	2010,00	149,80	15,20	15,24
2022	1998,10	16,63	10,90	0,00	2010,00	149,80	15,20	11,13
2023	1998,10	16,63	10,90	0,00	2010,00	149,80	15,20	8,10
2024	1998,10	16,63	10,90	0,00	2010,00	149,80	15,20	5,87
2025	1998,10	16,63	10,90	0,00	2010,00	149,80	15,20	4,25
2026	1998,10	16,63	10,90	0,00	2010,00	149,80	15,20	3,07
2027	1998,10	16,63	10,90	0,00	2010,00	149,80	15,20	2,22
2028	1998,10	16,63	10,90	0,00	2010,00	149,80	15,20	1,60
2029	1998,10	16,63	10,90	0,00	2010,00	149,80	15,20	1,15
2030	1998,10	16,63	10,90	0,00	2010,00	149,80	15,20	0,83
2031	1998,10	16,63	10,90	0,00	2010,00	149,80	15,20	0,60

Continuação...

2032	1998,10	16,63	10,90	0,00	2010,00	149,80	15,20	0,43
2033	1998,10	16,63	10,90	0,00	2010,00	149,80	15,20	0,31
2034	1998,10	16,63	10,90	0,00	2010,00	149,80	15,20	0,22
2035	1998,10	16,63	10,90	0,00	2010,00	149,80	15,20	0,16
2036	1998,10	16,63	10,90	0,00	2010,00	149,80	15,20	0,12
2037	1998,10	16,63	10,90	0,00	2010,00	149,80	15,20	0,08
2038	1998,10	16,63	10,90	0,00	2010,00	149,80	15,20	0,06
2039	1998,10	16,63	10,90	0,00	2010,00	149,80	15,20	0,04
2040	1998,10	16,63	10,90	0,00	2010,00	149,80	15,20	0,03
2041	1998,10	16,63	10,90	0,00	2010,00	149,80	15,20	0,02
2042	1998,10	16,63	10,90	0,00	2010,00	149,80	15,20	0,02
2043	1998,10	16,63	10,90	0,00	2010,00	149,80	15,20	0,01
2044	1998,10	16,63	10,90	0,00	2010,00	149,80	15,20	0,01
2045	1998,10	16,63	10,90	0,00	2010,00	149,80	15,20	0,01

Anexo M – Planilha de Cálculos de LGN

ANO	Produção	Hubb	erro ²	soma err	eur
1982	0,00	0,00	0,00	15,33	796,01
1983	0,13	0,00	0,02		
1984	7,18	6,39	0,62		
1985	10,80	11,36	0,32		
1986	16,51	17,38	0,76		
1987	21,90	21,53	0,14		
1988	22,20	21,97	0,05		
1989	20,76	21,08	0,10		
1990	22,37	21,74	0,40		
1991	23,11	23,82	0,51		
1992	25,08	25,32	0,06		
1993	25,02	25,10	0,01		
1994	24,81	24,01	0,63		
1995	23,14	23,66	0,27		
1996	25,31	24,78	0,28		
1997	27,82	27,03	0,62		
1998	29,16	29,66	0,25		
1999	30,35	32,26	3,66		
2000	36,27	35,19	1,17		
2001	40,65	39,39	1,59		
2002	45,25	45,87	0,38		
2003	56,67	55,37	1,70		
2004	66,80	68,14	1,80		
2005		83,89			
2006		101,63			
2007		119,62			
2008		135,39			
2009		146,26			
2010		150,08			
2011		146,00			
2012		134,81			
2013		118,60			
2014		99,98			
2015		81,30			
2016		64,20			
2017		49,53			
2018		37,53			
2019		28,06			
2020		20,76			
2021		15,25			
2022		11,13			
2023		8,10			
2024		5,87			
2025		4,25			
2026		3,07			
2027		2,22			
2028		1,60			
2029		1,15			
2030		0,83			
2031		0,60			
2032		0,43			

Anexo N – Planilha Curva Logística da Produção com atrasos de 9 a 13 anos

ANO	hubbt	Logística P	logist 9	logist 10	logist 11	logist 12	logist 13
1954	8,03	2930,38	184286,68	215782,20	251045,02	291494,64	337702,50
1955	11,53	7138,09	215782,20	251045,02	291494,64	337702,50	389483,29
1956	17,27	13442,37	251045,02	291494,64	337702,50	389483,29	445972,54
1957	26,89	23256,12	291494,64	337702,50	389483,29	445972,54	505749,81
1958	42,22	38667,94	337702,50	389483,29	445972,54	505749,81	567056,12
1959	62,76	61574,33	389483,29	445972,54	505749,81	567056,12	628094,66
1960	81,28	91241,67	445972,54	505749,81	567056,12	628094,66	687351,35
1961	88,01	123363,82	505749,81	567056,12	628094,66	687351,35	743855,70
1962	84,72	154286,11	567056,12	628094,66	687351,35	743855,70	797331,68
1963	82,19	184286,68	628094,66	687351,35	743855,70	797331,68	848241,71
1964	86,29	215782,20	687351,35	743855,70	797331,68	848241,71	897776,81
1965	96,61	251045,02	743855,70	797331,68	848241,71	897776,81	947878,72
1966	110,82	291494,64	797331,68	848241,71	897776,81	947878,72	1001402,68
1967	126,60	337702,50	848241,71	897776,81	947878,72	1001402,68	1062543,55
1968	141,87	389483,29	897776,81	947878,72	1001402,68	1062543,55	1137571,01
1969	154,77	445972,54	947878,72	1001402,68	1062543,55	1137571,01	1235382,32
1970	163,77	505749,81	1001402,68	1062543,55	1137571,01	1235382,32	1365675,84
1971	167,96	567056,12	1062543,55	1137571,01	1235382,32	1365675,84	1531126,08
1972	167,23	628094,66	1137571,01	1235382,32	1365675,84	1531126,08	1720346,58
1973	162,35	687351,35	1235382,32	1365675,84	1531126,08	1720346,58	1933449,97
1974	154,81	743855,70	1365675,84	1531126,08	1720346,58	1933449,97	2140348,22
1975	146,51	797331,68	1531126,08	1720346,58	1933449,97	2140348,22	2342669,08
1976	139,48	848241,71	1720346,58	1933449,97	2140348,22	2342669,08	2544917,52
1977	135,71	897776,81	1933449,97	2140348,22	2342669,08	2544917,52	2750294,68
1978	137,27	947878,72	2140348,22	2342669,08	2544917,52	2750294,68	2960715,95
1979	146,64	1001402,68	2342669,08	2544917,52	2750294,68	2960715,95	3177232,67
1980	167,51	1062543,55	2544917,52	2750294,68	2960715,95	3177232,67	3400672,75
1981	205,55	1137571,01	2750294,68	2960715,95	3177232,67	3400672,75	3632634,62
1982	267,98	1235382,32	2960715,95	3177232,67	3400672,75	3632634,62	3876355,94
1983	356,97	1365675,84	3177232,67	3400672,75	3632634,62	3876355,94	4136794,28
1984	453,29	1531126,08	3400672,75	3632634,62	3876355,94	4136794,28	4420009,68
1985	518,41	1720346,58	3632634,62	3876355,94	4136794,28	4420009,68	4732456,29
1986	583,84	1933449,97	3876355,94	4136794,28	4420009,68	4732456,29	5080559,68
1987	566,84	2140348,22	4136794,28	4420009,68	4732456,29	5080559,68	5470617,01
1988	554,30	2342669,08	4420009,68	4732456,29	5080559,68	5470617,01	5908847,33
1989	554,11	2544917,52	4732456,29	5080559,68	5470617,01	5908847,33	6401341,27
1990	562,68	2750294,68	5080559,68	5470617,01	5908847,33	6401341,27	7086283,38
1991	576,50	2960715,95	5470617,01	5908847,33	6401341,27	7086283,38	7839968,49
1992	593,20	3177232,67	5908847,33	6401341,27	7086283,38	7839968,49	8660307,81
1993	612,16	3400672,75	6401341,27	7086283,38	7839968,49	8660307,81	9541591,20
1994	635,51	3632634,62	7086283,38	7839968,49	8660307,81	9541591,20	10474107,50
1995	667,73	3876355,94	7839968,49	8660307,81	9541591,20	10474107,50	11444232,98
1996	713,53	4136794,28	8660307,81	9541591,20	10474107,50	11444232,98	12435149,99
1997	775,93	4420009,68	9541591,20	10474107,50	11444232,98	12435149,99	13428175,91
1998	856,02	4732456,29	10474107,50	11444232,98	12435149,99	13428175,91	14404444,28
1999	953,71	5080559,68	11444232,98	12435149,99	13428175,91	14404444,28	15346542,78
2000	1068,65	5470617,01	12435149,99	13428175,91	14404444,28	15346542,78	16239770,50
2001	1200,63	5908847,33	13428175,91	14404444,28	15346542,78	16239770,50	17072865,08
2002	1349,30	6401341,27	14404444,28	15346542,78	16239770,50	17072865,08	17838227,49
2003	1513,50	7086283,38	15346542,78	16239770,50	17072865,08	17838227,49	18531761,20
2004	1690,68	7839968,49	16239770,50	17072865,08	17838227,49	18531761,20	19152455,89
2005	1876,55	8660307,81	17072865,08	17838227,49	18531761,20	19152455,89	19701829,06

Anexo O – Planilha Soma de Erros Quadráticos - curva logística de Produção atrasada em 9, 10, 11, 12 e 13 anos em relação à curva logística de descobertas

ANO	DESCOBERTA	Logística D	erro 9	erro 10	erro 11	erro 12	erro 13
1954							
1955	162847,94	162847,94	2802035016,87	7778724163,39	16549973818,22	30574114771,84	51363581271,73
1956	83185,94	246033,884	25111473,68	2066680773,08	8403134509,16	20577732639,16	39975465429,28
1957	60641,09	306674,9758	230442447,34	962707041,47	6857217231,92	19403810896,79	39630790364,66
1958	107963,87	414638,8423	5919201308,73	632801712,64	981800497,97	8301208773,47	23231025344,30
1959	53063,36	467702,2004	6118197637,11	472178219,99	1447620737,32	9871200558,98	25725740886,81
1960	86045,66	553747,8605	11615520095,63	2303812671,86	177109666,88	5527446501,79	17849893396,85
1961	85875,98	639623,8439	17922256443,68	5266075115,52	132922095,38	2277915194,81	10864280578,00
1962	54758,65	694382,4908	16212005704,50	4394076600,22	49436889,27	2447598779,74	10598535612,99
1963	77882,39	772264,8823	20785053193,99	7210307346,22	807081438,16	628344359,81	5772479072,72
1964	26677,17	798942,0488	12452483234,36	3034505431,01	2593286,73	2430457068,48	9768310229,22
1965	91721,56	890663,6107	21552561585,47	8710849226,89	1799617247,92	50597619,77	3273568237,04
1966	33128,70	923792,3089	15992290583,56	5707892264,92	676806127,37	580154990,30	6023369422,59
1967	79543,11	1003335,416	24054056264,06	11142619156,73	3075445656,30	3735476,91	3505602513,39
1968	155288,28	1158623,695	68041096802,37	44413446276,11	24718448091,71	9231395172,34	443215390,94
1969	114782,23	1273405,923	105967962546,58	73985765035,59	44462942271,89	18451122545,69	1445794240,87
1970	115022,57	1388428,491	149788979678,28	106200997840,09	62929473918,64	23423129921,80	517682976,93
1971	18191,10	1406619,593	118388326651,49	72387138059,24	29322203086,76	1676390643,97	15501865858,93
1972	59834,27	1466453,861	108163927212,42	53394056224,59	10156208838,15	4182496213,72	64461511713,88
1973	3767,25	1470221,106	55149254576,53	10929711946,12	3709416139,53	62562751695,18	214580982697,33
1974	31461,32	1501682,422	18497789360,50	866929149,92	47814013206,16	186423217862,06	407894000131,02
1975	46197,73	1547880,155	280698943,61	29744667112,04	148664084300,77	351018406677,29	631689440145,49
1976	77226,04	1625106,193	9070730897,62	95075886253,77	265474344847,59	514896500684,37	846052869596,17
1977	177135,42	1802241,613	17215633524,07	114316076596,73	292061849869,67	551567496438,28	898804619364,12
1978	301008,90	2103250,516	1376239557,69	57321250254,70	195069739049,01	418666151835,09	735246963079,62
1979	68858,47	2172108,986	29090746525,80	138986199772,58	334298697611,92	621900935987,40	1010273622656,61
1980	186139,44	2358248,428	34845348257,60	153700264246,19	362967109122,31	670735190596,38	1086648464792,61
1981	146814,43	2505062,859	60138646351,53	207619734812,69	451812256376,51	802117074816,56	1271418086865,85
1982	313241,79	2818304,653	20280976028,18	128829322040,55	339152598787,34	663133302449,26	1119472514820,60
1983	349881,15	3168185,802	81845843,94	54050180521,78	215712709055,03	501504937462,20	938202392764,62

Continuação...

1984	393071,88	3561257,686	25787522050,06	5094667375,85	99286906496,52	331242376245,17	737454994236,51
1985	421883,30	3983140,983	122854706969,50	11403046408,92	23609337180,34	190854262311,07	561473430746,75
1986	479149,52	4462290,498	343319312175,15	105947784989,15	1787667224,84	72989555490,02	382256775727,61
1987	464280,19	4926570,688	623746766408,52	256604049986,67	37680399012,46	23712608452,95	295986399281,36
1988	323434,42	5250005,108	688892403873,88	267856778496,19	28711754661,04	48669610471,20	434073077760,37
1989	2045836,43	7295841,539	6570943930450,76	4907473734076,19	3331444586886,92	1923752925846,58	800130735697,86
1990	212795,02	7508636,562	5895557365085,89	4153523699833,90	2559325574731,18	1226102868778,79	178382207925,22
1991	-84328,93	7424307,634	3816907059635,16	2296619921589,88	1046460186611,06	114260394365,16	172773945524,15
1992	541366,25	7965673,884	4230535460255,60	2447136536368,78	773327654581,62	15801846743,64	482516295270,61
1993	385787,67	8351461,553	3802969127940,94	1600675802706,20	261625155767,90	95386012552,60	1416408577866,01
1994	260343,24	8611804,796	2327215583634,44	595731287229,67	2352542661,12	864502757344,36	3468171363431,14
1995	645178,74	9256983,539	2007931655008,66	356021921382,74	81001521061,55	1481390738995,01	4784060131503,16
1996	1110026,59	10367010,13	2912832796120,88	681316408482,64	11469846946,80	1160409076243,15	4277202497171,87
1997	752950,84	11119960,97	2491251123064,17	417126700990,31	105152339784,15	1729722172983,48	5327856232223,75
1998	742577,44	11862538,41	1927740382873,95	174979428199,09	327884028330,98	2451220798091,12	6461285483251,20
1999	617879,33	12480417,74	1073678846013,16	2049168674,68	898245558469,03	3701878149445,36	8214672767963,47
2000	1137030,09	13617447,82	1397828157718,22	35823855962,54	619363429162,18	2989769376531,33	6876576225774,85
2001	671054,11	14288501,94	740160865476,08	13442628070,96	1119450432097,80	3807449012773,92	7752678092595,37
2002	520599,85	14809101,79	163747697244,41	288842819869,75	2046812960217,49	5124624212089,74	9175602531496,42
2003	1782548,56	16591650,35	1550292865879,98	123819431049,84	231567608042,07	1553954566325,70	3764030082149,41
2004	1618170,33	18209820,69	3881097735538,72	1292668062639,50	138081500903,76	103645691881,36	888561120851,88
TOTAL /10 ⁹			47547,35	21435,66	16613,93	34515,50	75942,39