

POLÍTICA E ADMINISTRAÇÃO DA EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO

Luiz Augusto Milani Martins

SED 35

CE
Ex. 1

CNPq

CETEM

PRESIDENTE DA REPÚBLICA: Fernando Henrique Cardoso
VICE-PRESIDENTE DA REPÚBLICA: Marco Antonio Maciel
MINISTRO DA CIÊNCIA E TECNOLOGIA: José Israel Vargas

PRESIDENTE DO CNPq: José Galizia Tundisi
DIRETOR DE DESENV. CIENT. E TECNOLÓGICO: Marisa B. Cassim
DIRETOR DE PROGRAMAS: Eduardo Moreira da Costa
DIRETOR DE UNIDADES DE PESQUISA: José Ubyrajara Alves
DIRETOR DE ADMINISTRAÇÃO: Derblay Galvão

CETEM - CENTRO DE TECNOLOGIA MINERAL

CONSELHO TÉCNICO-CIENTÍFICO (CTC)

Presidente: Roberto C. Villas Bôas

Vice-presidente: Juliano Peres Barbosa

Membros Internos: Fernando Freitas Lins; Luis Gonzaga S. Sobral; Vicente Paulo de Souza e João Alves Sampaio (suplente)

Membros Externos: Antonio Dias Leite Junior; Arthur Pinto Chaves; Antônio Eduardo Clark Peres; Celso Pinó Ferraz e Achilles Junqueira (suplente)

DIRETOR: Roberto C. Villas Bôas

DIRETOR ADJUNTO: Juliano Peres Barbosa

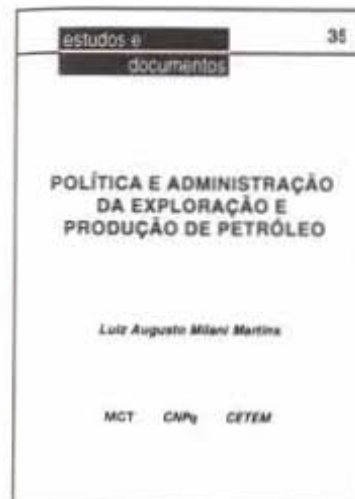
DEPTº DE TRATAMENTO DE MINÉRIOS (DTM): Fernando Freitas Lins

DEPTº DE METALURGIA EXTRATIVA (DME): Ronaldo Luiz C. dos Santos

DEPTº DE QUÍMICA INSTRUMENTAL (DOI): Luis Gonzaga S. Sobral

DEPTº DE ESTUDOS E DESENVOLVIMENTO (DES): Carlos César Peiter

DEPTº DE ADMINISTRAÇÃO (DAD): Antônio Gonçalves Dias



ISSN - 0103-6319

Luiz Augusto Milani Martins

Graduado em Geologia pela USP, obteve o título de mestre em Exploração Mineral pelo Imperial College (University of London), e o título de doutor em Engenharia Mineral pela USP. É Professor do Departamento de Administração e Política de Recursos Minerais - Instituto de Geociências/UNICAMP.

MCT - Ministério da Ciência e Tecnologia



CNPq
CONSELHO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO
CIENTÍFICO E TECNOLÓGICO

CETEM - Centro de Tecnologia Mineral

1997

CT-00007402-5

10035
de
E-1-1 Tombo: 00 6247

SÉRIE ESTUDOS E DOCUMENTOS

CONSELHO EDITORIAL

Editor

Ronaldo Luiz C. dos Santos

Conselheiros Internos

Maria Laura T. M.G. C. Barreto, Carlos César Peiter, Francisco E. de Vries Lapido
Loureiro, Francisco R. C. Fernandes

Conselheiros Externos

Luís Henrique Sanchez (USP), J. R. Andrade Ramos (UFRJ), Eduardo C. Damasceno
(USP), Saul Barisnik Suslick (UNICAMP), Abraham Benzaquem Sicsu (Fundação
Joaquim Nabuco), Helena Maria Lastres (IBICT), Hildebrando Herrmann (UNICAMP),
Rupen Adamian (COPPE/UFRJ)

A Série Estudos e Documentos publica trabalhos que busquem divulgar estudos econômicos, sociais, jurídicos e de gestão e planejamento em C&T, envolvendo aspectos tecnológicos e/ou científicos relacionados à área minero-metalúrgica.

Celso de O. Santos COORDENAÇÃO EDITORIAL

Vera Lúcia Ribeiro e Fátima da Silva C. Engel EDITORAÇÃO ELETRÔNICA

Martins, Luiz Augusto Milani

Política e administração da exploração e produção de petróleo/
Luiz Augusto Milani Martins. - Rio de Janeiro: CETEM/CNPq,
1997.

127p.: il. - (Série Estudos e Documentos, 35)

1. Petróleo - aspectos políticos. 2. Petróleo - produção.
I. Centro de Tecnologia Mineral. II. Título. III. Série

ISBN 85-7227-095-7

ISSN 0103-6319

CDD 553.282

APRESENTAÇÃO

O Professor Luiz Augusto Milani Martins, da área de Administração e Política de Recursos Minerais do I.G./UNICAMP, realizou o trabalho ora apresentado na sua versão em português no Centre of Petroleum, Mineral Law and Policy, da Universidade de Dundee, na Escócia, durante o período letivo de 95-96, através da bolsa FAPESP.

O objetivo do autor, conforme sua própria expressão, foi o de sintetizar e trazer à público alguns tópicos de interesse relativos à experiência internacional sobre a política e administração da exploração e produção de petróleo.

Neste trabalho, o Capítulo I aborda os aspectos institucionais relativos ao estabelecimento de uma política e legislação sobre o tema em pauta. As várias modalidades de acordos que vêm sendo empregados em nível mundial, são examinadas nos Capítulos 2 a 6. O Capítulo 7 apresenta os instrumentos dos regimes fiscais, aspectos cruciais dos acordos de petróleo. O Capítulo 8 sintetiza o tratamento que a questão ambiental vem recebendo nos acordos de petróleo. No Capítulo 9, são apresentadas informações históricas sobre a política de petróleo no Brasil. O trabalho é concluído com o exame das questões relativas à competitividade do Brasil na exploração e produção de petróleo.

Ao publicar estas reflexões do Prof. Milani Martins, creio, o CETEM, estar contribuindo para o debate sobre o problema do petróleo no Brasil e a sua administração.

Rio de Janeiro, março de 1997.

Roberto C. Villas Bôas
Diretor

CETEM
BIBLIOTECA

Reg. N.º 65 Data 14/05/97

	CETEM
P. TRIMÓNIO	
17-B - 1938	
COL. DE	VOL VOL N.º
DATA	21/01/931
REG. N.º	1938
BMB	

SUMÁRIO

RESUMO/ABSTRACT	1
INTRODUÇÃO	3
1. ASPECTOS INSTITUCIONAIS DA POLÍTICA E ADMINISTRAÇÃO DA EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO	6
1.1 Conceitos básicos	6
1.2 Natureza legal dos acordos de petróleo	10
1.3 Sistemas legais e conteúdo da legislação	13
2. ACORDOS DE CONCESSÃO E LICENCIAMENTO DE PETRÓLEO	18
2.1 Aspectos essenciais dos modernos acordos de concessão e do modelo da Tailândia	22
2.2 Aspectos essenciais do licenciamento no Reino Unido	28
3. ACORDOS DE SERVIÇO	32
3.1 Aspectos essenciais dos contratos de risco	33
4. ACORDOS DE PARTILHA DA PRODUÇÃO	41
4.1 Aspectos essenciais dos acordos de partilha da produção	41
5. ACORDOS HÍBRIDOS	48
5.1 Aspectos essenciais dos contratos híbridos	50
6. ACORDOS DE PARTICIPAÇÃO	55
6.1 Aspectos essenciais dos acordos de <i>joint venture</i> da Noruega	56
7. A TRIBUTAÇÃO NOS ACORDOS DE PETRÓLEO	59
7.1 Regime fiscal dos acordos de concessão	61
8. A QUESTÃO AMBIENTAL NOS ACORDOS DE PETRÓLEO	72

9. SÍNTESE DA POLÍTICA DE PETRÓLEO	80
9.1 O passado... ..	80
9.2 ... e o presente	87
10. COMPETITIVIDADE DO BRASIL NA EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO	99
AGRADECIMENTOS	109
BIBLIOGRAFIA	110
NOTAS BIBLIOGRÁFICAS	113

RESUMO

Este trabalho trata da política pública de petróleo, e aborda os aspectos envolvidos na questão da outorga de direitos minerais relativos à exploração e à produção de petróleo. São apresentados os aspectos institucionais da política e administração desse setor e várias modalidades de acordos para a exploração e produção de petróleo adotados mundialmente. A tributação e regimes fiscais desses acordos, bem como o tratamento da questão ambiental, também são focalizados. Uma síntese da política de petróleo no Brasil, acompanhada de uma avaliação da competitividade do país, concluem o trabalho.

Palavras-chave: Brasil, petróleo, política, acordos, exploração

ABSTRACT

This work deals with state petroleum policy, and presents matters of interest related to the concession of mineral rights for oil exploration and production. Various types of agreements for oil exploration and production are presented as well as the world trends and the current terms of the political regulation of the oil industry. The fiscal regimes and the consideration of the environmental questions in the agreements are also dealt with. In conclusion, a synthesis of Brazil's petroleum policy and an evaluation of the country's competitive position to attract foreign investment, are focused.

Key words: Brazil, petroleum, policy, agreements, exploration

INTRODUÇÃO

As leis de petróleo de quase todos os países atribuem ao Estado o domínio do petróleo encontrado em seu território. O exercício desse direito, associado em menor ou maior grau a políticas nacionalistas e a estratégias de segurança e de desenvolvimento econômico, têm levado os governos a regulamentar e controlar as operações e até a estabelecer o monopólio estatal da indústria de petróleo. Por outro lado, a complexidade dessa indústria tem demonstrado que poucos países podem contar com os necessários recursos financeiros, tecnológicos e humanos para desenvolver, com autonomia e no ritmo adequado, o aproveitamento dos seus recursos petrolíferos.

As etapas iniciais (*upstream*) da indústria de petróleo são a exploração (ou pesquisa), o desenvolvimento e a produção (ou lavra) de petróleo. As etapas seguintes (*downstream*) são o transporte, o refino e a distribuição de derivados. O fascínio da indústria de petróleo está no *upstream*, com suas incertezas e prêmios. A exploração e o desenvolvimento são as etapas de alto custo e risco, cujos componentes são de natureza geológica, econômica, tecnológica e política. Para executá-las, existe uma indústria internacional de petróleo organizada e com acesso aos recursos necessários. Como induzir companhias de petróleo a assumir esses investimentos e riscos, com a finalidade de desenvolver o potencial geológico do país, conforme os objetivos nacionais, é um desafio para os governos. A soberania estatal passa então a ser exercida no estabelecimento de uma base político-institucional que melhor atenda aos interesses públicos, para o aproveitamento desses recursos naturais do país. Desde as antigas concessões do início do século, sob a hegemonia dos *trusts*, ao ambiente informatizado, globalizado e competitivo deste fim de século, o poder tem oscilado entre companhias e governos, cujos acordos nem sempre conseguem conciliar os objetivos e interesses das duas partes. Hoje, prevalece uma tendência da maioria dos países tentar criar um ambiente favorável a novos

investimentos no setor de recursos naturais, adotando ou revisando códigos de petróleo, flexibilizando contratos ou promulgando legislações de investimento e de incentivos fiscais, além de garantir a estabilidade das condições contratuais e de regimes fiscais.

O Brasil, sem jamais ter admitido efetivamente o ingresso de companhias de petróleo estrangeiras no *upstream*, chegou próximo de um desenvolvimento autárquico de sua indústria petrolífera. Contudo, as metas de auto-suficiência nacional têm encontrado várias barreiras: o pequeno potencial petrolífero, apesar da enorme extensão das bacias sedimentares terrestres; a limitação dos recursos financeiros, que tem impedido o pleno desempenho da capacidade tecnológica e científica desenvolvida pela Petrobrás nas operações de exploração e produção em águas profundas; o próprio monopólio, que tem constrangido a companhia estatal, fazendo-a instrumento de política econômica e objeto de ingerências políticas em vários níveis e graus.

A alteração da política de execução do monopólio estatal do petróleo, proporcionada pela emenda constitucional nº 9/95, permitirá o ingresso de outras companhias nesse setor da economia nacional. Os desafios do governo brasileiro nesse momento histórico são amplos e multifacetados, dentre outros: promover a adoção de sábia legislação supletiva à emenda constitucional nº 9; institucionalizar um órgão público para executar a política setorial, como manda a referida emenda; promover a adoção de medidas jurídicas supletivas e regulamentares; definir a participação do petróleo e gás na matriz energética nacional; estabelecer objetivos e metas para o setor petrolífero nacional; definir a política de exploração e produção de petróleo, segundo princípios de conservação e desenvolvimento sustentado, e redefinir o papel da Petrobrás; promover condições para que as companhias de petróleo assumam o papel que o governo lhes reserva dentro de seus objetivos de política. Claramente, são questões de política setorial complexas, incertas quanto aos seus efeitos, e de longo prazo de maturação. O governo brasileiro precisa examiná-las e colocá-las em prática com sabedoria e cautela, para honrar seus direitos soberanos sobre os recursos naturais do país.

valorizar seu patrimônio, maximizar a extração desses recursos e os benefícios sociais dessa indústria, ademais de outros princípios e objetivos governamentais.

A elaboração deste trabalho foi inspirada na problemática exposta acima. O autor, professor do curso de pós-graduação em Administração e Política de Recursos Minerais, do Instituto de Geociências-UNICAMP, agradece o apoio da Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (FAPESP 94/5606-1) ao seu projeto de pós-doutorado no CPMLP-Centre for Petroleum & Mineral Law & Policy, University of Dundee (Dundee, Escócia, Reino Unido), durante o ano letivo de 1995-96. A bibliografia sobre o assunto, em língua inglesa, é vastíssima, dando conta de mais de cem anos de desenvolvimento da indústria de petróleo mundial. Por circunstâncias políticas, esse assunto não tem sido ventilado entre nós. O objetivo do autor foi sintetizar e trazer a público, à guisa de introdução, alguns tópicos de interesse imediato, relativos à experiência internacional de política e administração da exploração e produção de petróleo. Dentro do possível, procurou-se fornecer elementos para comparações e reflexões, de modo a subsidiar o debate sobre os méritos das várias alternativas de política e administração da exploração e da produção de petróleo.

1. ASPECTOS INSTITUCIONAIS DA POLÍTICA E ADMINISTRAÇÃO DA EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO

1.1 Conceitos básicos

Antes de examinar os aspectos e princípios específicos de política e administração da exploração e produção de petróleo (PAEPP), é conveniente rever alguns conceitos básicos do processo de formulação de políticas públicas, onde a PAEPP se insere. Políticas públicas podem ser conceituadas como sendo cursos de ação conscientemente escolhidos e orientados para um determinado fim. Os propósitos de ação aparecem, geralmente, como enunciados ou metas a seguir. Os vetores básicos de políticas públicas são a Política, a Legislação e a Administração. O processo de políticas públicas pode ser subdividido nas seguintes etapas:

- 1) Formação de assuntos públicos (formação da agenda)
- 2) Formulação de políticas públicas
- 3) Processo decisório
- 4) Implementação de políticas
- 5) Avaliação de políticas

Os modernos estudos de políticas públicas denominam "políticas resultantes" o conjunto de leis, regulamentos, decretos, portarias, resoluções etc.. A lei, portanto, é a expressão, a tradução da política, como coroamento do processo sintetizado acima.¹ A política de petróleo é parte da política pública setorial de energia, expressa na legislação de petróleo. Esta consiste de toda a legislação elaborada especificamente com dois objetivos:

- 1) regular as operações da indústria de petróleo e
- 2) determinar a partilha das receitas e rendas entre o Estado e a companhia autorizada a empreender essas operações.

Para alcançar estes objetivos, a legislação de petróleo é constituída de:

- uma lei básica de petróleo, isto é, uma decisão das câmaras legislativas, estatuindo os assuntos de petróleo;
- uma legislação subsidiária emanada do governo, segundo seus poderes, sob a lei básica do petróleo e chamada regulamento do petróleo, e
- decisões ministeriais específicas, tomadas por um ministro de governo segundo os regulamentos, as quais, *inter alia*, podem ser relativas à concessão de licenças ou aprovação de contratos.²

Questões básicas para a elaboração da legislação de petróleo (e outros recursos naturais) incluem:

- A quem pertencem os recursos *in situ*?
- Como outorgar os direitos de exploração e de produção?
- Qual o status legal dos direitos daí derivados?
- A quem pertencem os recursos lavrados?
- Como é feito o pagamento ao proprietário dos recursos?
- Como são atendidos os interesses e objetivos públicos?
- Como são arbitrados os litígios?

Uma lei básica de petróleo pode ser extensa, e conter muitas disposições detalhadas, ou muito breve, e conter essencialmente não mais do que uma autorização para o governo editar periodicamente regulamentos para tratar com assuntos de petróleo, como ele achar conveniente. A experiência internacional, especialmente a do Reino Unido,

demonstra as vantagens de se desenvolver a legislação gradualmente, partindo-se de um sucinto arcabouço legal e complementando-o com modelos funcionais de contratos ou licenças, com base nas experiências práticas.³

Em paralelo à legislação do petróleo, existe um conjunto de legislação que afeta direta ou indiretamente a condução de operações da indústria do petróleo, e que poderia ser chamada de "legislação relevante".⁴ Esta inclui a legislação fiscal, abrangendo impostos, taxas, tarifas, isenções, incentivos e financiamentos, receita, lucro e remessa de lucros; legislação do meio ambiente, administrada por autoridades federais, estaduais e municipais; legislação societária; legislação previdenciária; legislação trabalhista.

Um aspecto notável das modernas leis de petróleo é o relacionamento entre a lei propriamente dita e os contratos de petróleo específicos. Enquanto, dada a propriedade estatal do petróleo *in situ*, poder-se-ia esperar que a lei de petróleo fosse o instrumento legal exclusivo a governar as operações da indústria, na prática, são os contratos que instrumentalizam os empreendimentos, sujeitando-os ao cumprimento das obrigações impostas pela legislação. A razão é, provavelmente, a preponderância das companhias de petróleo dos EUA como investidoras, e sua familiaridade com os termos de contratos desenvolvidos desde os primórdios da indústria de petróleo, principalmente no Texas.⁵

A moderna concessão, bem como a licença, é um ato representado por um contrato, envolvendo um governo, sendo portanto um contrato administrativo de Estado. Em essência, o *nexus* contratual em contratos de Estado (contratos administrativos) é quase o mesmo, senão idêntico àqueles dos contratos civis. Reconhece-se porém, em países que aplicam o Direito Administrativo, que o elo contratual é algo mais frouxo nos contratos administrativos do que nos outros, em razão do poder, que é reservado no contrato em favor do Estado, para alterar unilateralmente as condições regulatórias do contrato administrativo.⁶ Isto não deve levar a pensar que o direito administrativo dê à administração pública um poder arbitrário, para interferir em arranjos contratuais que estão incorporados

em contratos de Estado. Um dos objetivos do direito administrativo é eliminar o arbitrário exercício do poder pela administração e assegurar a legalidade dos atos e decisões administrativas.⁷

As diferenças que existem, entre um contrato de Estado e outros contratos, originam-se da presença de certos elementos públicos nos contratos de Estado, os quais podem ser atribuídos à matéria objeto do contrato ou às condições da personalidade pública do Estado. Em relação à sua natureza, existe uma diferença entre os contratos que envolvem o exercício da soberania, ou do direito público, e os contratos de caráter comercial, ou de direito privado. Essas diferenças são relacionadas principalmente a um ou mais dos seguintes aspectos:

As condições necessárias para a formação do contrato: o estabelecimento de certos contratos de Estado pode ser proibido, enquanto outros não podem ser realizados sem prévia aprovação legislativa ou administrativa ou sujeição a certos procedimentos.

A matéria objeto do contrato: em alguns casos, essa matéria possui um caráter público e se relaciona a uma propriedade pública ou ao desempenho de um serviço público.

A lei que governa o contrato: alguns contratos de Estado são governados pelas mesmas regras e princípios dos contratos privados. Outros são sujeitos a diferentes regras e princípios.

A aplicação de conceitos legais especiais: certas classes de contratos de Estado ensejam a aplicação de conceitos legais desconhecidos ou não utilizados na lei civil. Por exemplo, o conceito de "poder regulatório" do Estado, o princípio de "equação financeira" do contrato e a doutrina de "imprevisão" são peculiares aos contratos administrativos.

A outorga de poderes e privilégios ao contratado; tal como o direito de invocar o benefício de expropriação pública, ou de um privilégio, como a isenção de um imposto.

A soberania e a personalidade pública do Estado como parte contratante⁸: todos os aspectos acima listados interessam aos contratos de petróleo. Acrescente-se que, por natureza, esses contratos geralmente são de longa duração, ficam expostos às vicissitudes do tempo e tornam-se sujeitos a considerações e circunstâncias que inexistiam no momento em que foram firmados. Nos acordos de petróleo, os fatos da exploração e produção de petróleo ocorrem de tal maneira que é muito provável que um governo tenha uma forte tendência de reajustar seu relacionamento com a companhia de petróleo, em algum ponto do processo, em razão do deslocamento de poder que ocorre após o sucesso comercial da exploração. Até esse momento, a companhia "dá as cartas", enquanto o governo desconhece a extensão de seus recursos naturais e se vê na contingência de ter de competir com outros territórios para atrair a companhia. Paradoxalmente, quando ela obtém sucesso na descoberta de um campo comercial, as posições se invertem. O governo fica numa posição forte, em virtude de suas, agora provadas, reservas minerais, ciente dos lucros substanciais realizados ou a serem realizados pela companhia, em razão dos termos favoráveis do contrato oferecidos originalmente. O poder de barganha da companhia fica enfraquecido, amarrada que está aos compromissos financeiros já realizados, e à certeza de que outras companhias não hesitariam em ocupar o seu lugar para assumir a produção livre de riscos.⁹ Por essas razões, há quem sugira, ademais, que os contratos de petróleo possam ser considerados em bases diferentes de outros contratos de Estado.¹⁰

1.2 Natureza legal dos acordos de petróleo

Especialistas em acordos de petróleo afirmam que as diferenças de terminologia para designar os acordos de petróleo (concessão, licença, *lease*, contrato) escondem uma similaridade em substância. O fato essencial a respeito desses acordos é que todos eles podem ser construídos para alcançar o mesmo resultado.¹¹ Os conceitos subjacentes a um tipo de acordo não têm de ser utilizados exclusivamente naquele acordo. Diferentes cláusulas podem ser mescladas e, eventualmente, tal mescla transforma o que nominalmente é

um tipo de acordo em outro, que é em essência um outro tipo. Qualquer que seja o seu nome, eles tem amplamente o mesmo efeito e conteúdo. Contudo, a natureza legal desses acordos determina as diferenças entre eles.

Os acordos de concessão representam uma das duas categorias básicas de acordos para exploração e produção de petróleo utilizados no mundo. A outra categoria compreende todos os tipos de acordos de serviço/trabalho, incluindo os acordos de partilha da produção.¹² O significado da palavra concessão é desgastado e freqüentemente entendido como a transferência de controle ou dos direitos soberanos sobre os recursos petrolíferos do país a uma companhia estrangeira. A dimensão desse significado na opinião pública não pode ser ignorada pelo governo, mesmo no contexto presente em que o Estado assegura seu controle e soberania. Hoje em dia, a maioria dos países que outorgam concessões para a exploração e produção de petróleo o fazem sob legislações específicas que adotam os nomes Licença ou Autorização.¹³

Uma concessão, licença ou *lease* consiste basicamente da outorga de certos direitos minerários sobre uma determinada área a um indivíduo ou instituição, autorizando-o(a) a pesquisar e, em caso de descoberta, a lavrar o mineral objeto da concessão. Na maioria dos países, as reservas são consideradas constituintes inalienáveis do patrimônio nacional, e os concessionários somente tornam-se donos do produto da lavra. No caso do petróleo, a posse é adquirida pelo concessionário quando da sua produção na boca do poço. Esta é a natureza legal da concessão.¹⁴

Outros elementos de direito público envolvidos em uma concessão de petróleo originam-se da regulamentação estatutária de alguns dos seus aspectos, como: a outorga da concessão através de concorrência pública; a forma e condições do acordo; a garantia de poderes especiais, privilégios e facilidades ao concessionário, e a aprovação legislativa da concessão.¹⁵ Pelo seu lado, o concessionário assume amplas e certas obrigações, concorda em pagar ao Estado *royalties* sobre a produção, taxas, e algum outro tipo de remuneração financeira. Estes aspectos são tão específicos

dos acordos de concessão que alguns especialistas se referem a eles como *tax and royalty contracts*. Algumas cláusulas contratuais das concessões são comuns a todos os acordos, tais como submeter-se à supervisão do Estado, obrigações de trabalho, devolução de áreas (*relinquishment*), controles específicos sobre as operações, restrições de atribuições etc..

A concessão contém, pois, tanto elementos de consenso e barganha, típicos de um acordo comercial de direito privado, expressos em termos contratuais, quanto aos direitos e obrigações das partes e às condições e riscos financeiros para o concessionário, como elementos do direito público, estipulados em regulamentos para proteger o interesse público quanto à adequada exploração dos recursos naturais do Estado. Essa dicotomia se reflete tanto nas formas em que a relação licenciatória é expressa em diferentes sistemas legais, como nas hesitações acerca da natureza legal dos direitos da licença. Assim, não há uniformidade na maneira em que é feita essa combinação. De qualquer modo, é simplista assumir, tanto que um regime caracterizado como contratual assegura necessariamente a primazia do aspecto da barganha, como o oposto. Por outro lado, decisões administrativas unilaterais podem conferir direitos que são investidos ou aderidos, em termos de proteções internacionais legais, ou que podem ser qualificados como propriedade em termos de proteção constitucional contra ab-rogações legislativas.¹⁶

Um acordo de serviço/trabalho, diferentemente de uma concessão, não envolve a outorga de direitos minerais à companhia operadora. Neste aspecto, um acordo de partilha da produção é, definitivamente, um contrato de serviço, residindo os direitos minerais no governo ou na companhia estatal. A partilha da produção que se verifica é, do ponto de vista legal, um pagamento ou compensação efetuada ao contratado. Pois, de fato, a produção conseguida pelo contratado pertence ao detentor dos direitos minerais, governo ou companhia estatal. Assim sendo, um acordo de partilha não tem espaço para a cobrança de *royalty*, dado que a companhia contratada não tem direito à produção.¹⁷ O conceito expandido de propriedade da produção é uma das características mais marcantes dos acordos de partilha, e representa uma mudança de natureza

legal em comparação com as concessões tradicionais, como um corolário da soberania de um país sobre seus recursos naturais.¹⁸ A natureza legal dos acordos de serviço com cláusula de risco é, como seu nome indica, a de um acordo de serviço, onde a companhia contratada não recebe direito mineral algum, a produção pertence inteiramente ao governo ou à empresa estatal, mas o risco financeiro fica por conta do contratado.

Para uma companhia internacional de petróleo, em termos estritamente legais, a concessão é um acordo mais favorável que o acordo de produção partilhada, e ambos são preferíveis ao contrato de risco. Mas, em termos práticos, a taxa efetiva de impostos, o risco político, a disponibilidade de financiamento e outros fatores relativos ao negócio devem ter mais impacto na decisão da companhia investir em uma certa área do que o formato legal, sob o qual ela vai realizar o programa.¹⁹

Finalmente, cabem algumas observações acerca da participação do governo em acordos de petróleo. Um acordo de participação meramente associa a companhia estatal a outra companhia, para fins de direitos, obrigações e riscos, segundo os termos do acordo de petróleo. Assim, apenas adiciona um novo elemento ao acordo. Na realidade, um acordo de participação pode ser analisado como sendo um acordo de *joint venture*, ou consórcio, onde um participante é a companhia estatal. A diferença é que este acordo de participação contém (em si ou como um apêndice) todos os elementos e cláusulas do próprio acordo e da *joint venture*.²⁰

1.3 Sistemas legais e conteúdo da legislação

Os sistemas legais adotados mundialmente para a outorga de direitos minerais para a exploração e a produção de petróleo variam consideravelmente. Poucos países aplicam um ou outro sistema em sua forma "pura", mas eles podem ser enquadrados em três categorias:²¹

- sistema legislativo de "conteúdo fixo";
- sistema legislativo de "negociação", e

- sistema legislativo de "conteúdo flexível" ou "híbrido".

O sistema legislativo de "conteúdo fixo" refere-se usualmente a uma extensa legislação aprovada pela câmara legislativa nacional, compreendendo todas ou a maior parte das condições a serem contidas nos diversos tipos de licenças, embora alguns termos possam ser estipulados individualmente. Este sistema parece gozar da vantagem da conveniência administrativa e de assegurar igual tratamento a todos os licenciados. Os sistemas competitivos de licitação (*bidding system*) identificam-se com esse.²² O sistema implica que os termos não são negociáveis e, portanto, pode dar ao governo uma posição mais forte quando da discussão de uma concessão com uma companhia. Porém, a falta de flexibilidade pode dificultar a atração das companhias de petróleo para um programa de exploração e produção, se os termos dispostos na legislação forem muito rígidos. Por outro lado, se os termos forem muito brandos, podem propiciar lucros desmesuradamente altos para as companhias. Na maioria dos sistemas legislativos desse tipo, haverão termos padronizados e condições negociáveis ou licitáveis como, por exemplo, a taxa de *royalty*, o pagamento inicial oferecido pela licença, ou combinação de ambas. A proposta mais alta recebe a licença, cujos termos são estabelecidos em lei. Países que empregam este sistema incluem o EUA, Canadá, Austrália e Turquia.

O sistema de "negociação" compreende aqueles casos onde a maior parte dos termos de importância são negociados em acordos individuais, embora certas fórmulas padronizadas (*model agreements*) possam ser utilizadas e certa legislação básica possa existir. Este sistema dá um grande grau de flexibilidade ao governo na fase de negociação. Pelo seu lado, as companhias de petróleo freqüentemente procuram obter compromissos contratuais que tornam difícil para um governo mudar os termos e condições após a assinatura do contrato. A este respeito, não é desejável para um Estado ver limitado por meio de cláusulas contratuais seu direito soberano de determinar as taxas de impostos periodicamente.

O sistema legislativo de "conteúdo flexível" refere-se a uma legislação que permite amplo poder discricionário para

estabelecer regras e regulamentos, e também para fazer ajustes individuais de certos termos contratuais. As leis de petróleo atuais dão amplos poderes ao governo para negociar acordos.²³ Assim, o governo tem mais espaço para se ajustar a mudanças de conjunturas, sem necessidade de submeter emendas à legislação em vigor. A legislação permite que as autoridades respondam rapidamente a quaisquer fatos novos que possam surgir, emendando regras e regulamentos ou concedendo isenções. Contudo, esse sistema ainda tem a vantagem de que a maior parte das condições são impostas por lei, e não por acordos negociados individualmente entre o governo e o setor privado. Os sistemas discricionários de licitação identificam-se com esse, que é o sistema empregado no Reino Unido. A legislação britânica provê poucas diretrizes que devem ser contidas em uma licença de produção; para cada rodada de licenciamento são preparadas as cláusulas modelo que serão incluídas em cada licença. A base para a outorga da licença não é a proposta fechada, mas a capacidade do candidato satisfazer as metas a serem alcançadas pelo Reino Unido naquela rodada específica de licença.²⁴ Quanto ao conteúdo da legislação, os principais pontos comuns encontrados nas legislações de petróleo mundiais são:²⁵

Propriedade do petróleo: quase universalmente, uma lei básica de petróleo dispõe que a propriedade do petróleo *in situ* pertence ao Estado.

Escolha do regime: a escolha entre licença ou contrato e tipo; se a licença deve ser exclusiva ou não, e para quais tipos de operação deve ser concedida uma licença ou contrato.

Delegação de poder legislativo ao governo: descreve os assuntos que a lei básica de petróleo deixa para o governo tratar de tempos em tempos.

Regras para a concorrência a licenças e contratos: incluem critérios (não discriminatórios) para qualificação de um candidato; método para escolha entre dois candidatos e para concessão da licença ou contrato como, por exemplo, rodadas de concorrência, propostas, convites ou negociações em separado.

Divisão geográfica do território: prescreve tamanho e forma dos blocos de áreas a serem oferecidos a contratos.

Aspectos gerais de natureza legal: dizem respeito a questões tais como a possibilidade de desistir da licença voluntariamente e a obtenção de garantias financeiras, assegurando o desempenho pelo titular de certas obrigações listadas no contrato, como o programa de trabalho obrigatório, pagamentos ao Estado ou remoção de instalações de lavra.

Conteúdo padrão de licenças ou contratos: em alguns casos, a lei básica de petróleo ou os regulamentos do governo contêm um modelo de licença ou de contrato, ou uma lista de condições padrões, deixando as obrigações de trabalho e outras condições particulares abertas para negociação com os interessados. Nessa área há diferença significativa entre licenças e contratos de serviço, na medida em que, sob um regime de contratos, há mais espaço para estabelecer condições específicas, através de negociações individuais com a instituição estatal.

Participação estatal na licença ou contrato: os argumentos freqüentemente utilizados para justificar a participação estatal nos direitos e operações de petróleo são duplos. Primeiro, há o argumento que o Estado precisa estar muito próximo do detentor do direito e de suas operações, a fim de: participar do processo de tomada de decisão; adquirir experiência; supervisionar a implementação das disposições não-técnicas e não-fiscais da licença ou contrato, tais como as de interesse nacional, emprego e treinamento, uso de operações, bens e serviços locais, e salvaguardar e proteger o interesse nacional a fim de evitar o domínio estrangeiro total das operações domésticas de petróleo. Estas foram as razões que levaram os Estados do Oriente Médio a introduzirem a participação estatal a partir de 1973 nos acordos de concessão tradicionais, exemplo que foi seguido por outros países, embora dois anos depois a maioria dos Estados do Golfo Pérsico tivessem retomado completamente essas concessões. Segundo, há o argumento que o Estado deve investir em operações de petróleo, seja com o propósito de tentar obter um lucro comercial, ou assumir tais operações em caso de desinteresse

das companhias se candidatarem a licenças ou contratos. Ao procurar participar, um Estado usualmente tenta evitar a realização de contribuições financeiras de risco para qualquer trabalho exploratório, reservando-as para a etapa de desenvolvimento de um campo comercial.

Responsabilidade por danos causados ao meio ambiente: a lei básica e seu regulamento podem conter termos relativos à responsabilidade por danos ambientais causados nas operações.

Instalação, uso, operação e abandono de instalações e dutos, saúde e segurança e métodos de trabalho: são assuntos usualmente tratados na lei básica de petróleo, em complemento a regulamentos específicos de governo.

Disposições transitórias e garantia de estabilidade legal: uma lei básica tratando de assuntos de licença deve conter disposições protegendo o *status* das licenças, no evento de mudança da lei ou regulamento ou sua completa revogação.

No Reino Unido, todos os termos estão na licença, mas um modelo padrão é estabelecido em regulamento e replicados em bloco na licença. No Canadá, em contraste, os termos são divididos entre um *lease* contratual e regulamentos estatutários, expressos para governar o *lease*. Na Noruega, há uma divisão similar, mas não fica claro que a própria licença é contratual em forma. Na Austrália não há regulamentos, apenas legislação que contém os termos essenciais sob cuja autoridade são outorgadas as licenças. No Brasil, a lei de petróleo será acompanhada de regulamento, que poderá ou não conter um modelo padrão de contrato.

2. ACORDOS DE CONCESSÃO E LICENCIAMENTO DE PETRÓLEO

A história dos acordos de petróleo inicia-se em 1901, com as concessões do xá da Pérsia (Irã, após 1935), cobrindo três quartos do território do país, ao milionário minerador e especulador inglês, William Knox D'Arcy. O prazo de concessão era de 60 anos e o soberano receberia um bônus e 16% dos lucros anuais da companhia.²⁶ A exploração propriamente dita de petróleo por companhias estrangeiras em países em desenvolvimento data do final do século XIX, com as operações da Royal Dutch Company (depois Royal Dutch Shell) nas Índias Orientais Holandesas (Indonésia). Em 1925, a Turkish Petroleum Company recebeu uma concessão do governo do recém criado Estado do Iraque. Após a descoberta de óleo, em 1927, a companhia foi renomeada IPC-Iraq Petroleum Company. Essa concessão serviu de modelo para os outros acordos que proliferaram desde 1925 até 1950, envolvendo companhias americanas, britânicas e holandesas e governos de 122 países. Concessões específicas de áreas *offshore* começaram com o acordo entre a Arábia Saudita e a Aramco, em 1948, e tornaram-se comuns depois.²⁷

Os primeiros acordos de concessão caracterizavam-se por grande similaridade e simplicidade, com direitos e obrigações definidos em termos gerais. Em muitos casos, o processo parece não ter sido muito diferente daquele em que um proprietário de terras nos EUA negociava com uma companhia, um *lease* de óleo e gás. Porém, por volta de 1930, surgiu nos EUA um *lease* padrão que diferia significativamente dos seus similares contemporâneos do Oriente Médio. Prazos passaram a ser fixados por 5 a 10 anos. A companhia arriscaria a perder o *lease* se não perfurasse ou não produzisse. O dono da terra recebia 1/8 da produção ou do preço de venda. E as Cortes de Justiça dos EUA mostravam disposição para corrigir as cláusulas dos *leases* desfavoráveis aos donos de terras.²⁸ Nas antigas concessões destacavam-se quatro aspectos:

- 1) **Partes:** muitas das concessões do Oriente Médio eram outorgadas diretamente pelo xeque ou sultão, ou então por um ministro atuando em seu nome. Os concessionários eram, quase invariavelmente, consórcios das grandes (*major*) companhias, o que lhes permitia diluir os riscos, entrar em acordos de produção e de preço, sem que nada nos acordos com os soberanos proibisse tal conduta.²⁹
- 2) **Escopo dos direitos outorgados:** as concessões cobriam imensas áreas ou países inteiros. O governo do estado do Amazonas chegou a conceder toda sua área sedimentar a três companhias estrangeiras, na década de 20.³⁰ A decisão de perfurar, ou não, era das concessionárias, bem como a de colocar em produção os campos descobertos, não havendo obrigação de descarte de áreas. Nem tampouco os governos outorgantes retinham o direito de participar das decisões operacionais, embora seu único benefício, fora o bônus inicial, fosse o *royalty* sobre a produção.
- 3) **Duração:** as concessões eram de longo prazo. Constituíam exceções as concessões mexicanas posteriores à revolução de 1911, de não mais que 30 anos, contendo cláusulas de cancelamento por não cumprimento de obrigações.
- 4) **Arrecadação tributária:** a arrecadação dos governos era extremamente pequena. A concessão de D'Arcy estipulava um *royalty* de 16%. As do México, antes da revolução, eram de 10%, aparentemente calculados sobre o lucro líquido. Outras, no Oriente eram taxas fixas em moeda local ou libras esterlinas. Ademais, obrigações tributárias quase inexistiam.³¹

Em síntese, as concessões continham as seguintes cláusulas:

- Direitos sobre grandes áreas (100.000 a 500.000 km²), sem cláusula de devolução (*relinquishment*);

- Longa duração (60 a 75 anos) sem possibilidade de revisão;
- Exclusivo direito das companhias estrangeiras a todas as operações da indústria de petróleo;
- Direitos de propriedade dos recursos petrolíferos à companhia estrangeira
- Isenção de todas as taxas e impostos aduaneiros;
- Pagamento de modestos *royalties* sobre o volume de produção, e
- Transferência das propriedades ao governo ao término da concessão.³²

É evidente o desequilíbrio de tais cláusulas e condições, o que suscitou críticas e algumas revisões unilaterais de concessões. A inadequação do antigo regime de concessão foi reconhecida por *scholars* de várias procedências. Raramente, na história moderna, o exame de uma questão legal obteve tal consenso e unanimidade. Porém, tais acordos têm que ser examinados em sua perspectiva histórica.³³

Em 18/3/1938, o México nacionalizou sua indústria de petróleo, através da expropriação das companhias estrangeiras, transformando radicalmente o cenário e o papel dos atores da indústria mundial de petróleo. A demanda por uma maior participação nos lucros do petróleo começou no início da década de 40. Em 1948, o governo da Venezuela implantou o famoso *fifty-fifty*, passando a taxar os lucros das companhias de petróleo em 50 por cento. O novo princípio de repartição dos lucros (*equal profit sharing*) constitui um marco na história dos acordos de petróleo, ao substituir o *royalty* como o principal instrumento de remuneração financeira do país contratante, e estabelecer o equilíbrio das vantagens contratuais entre as partes. Em 1950, a Arábia Saudita também impôs 50 por cento de imposto sobre os lucros da Arabian American Oil Company (Aramco), embora todo *royalty*, despesa

e pagamento e demais custos fossem tratados como créditos contra os impostos. No ano seguinte, decidiu-se que a repartição da renda líquida deveria ser anterior ao pagamento de imposto de renda da companhia nos EUA (*before foreign tax*).³⁴ A partir de 1950, também o pagamento de bônus tornou-se mais sofisticado em forma e natureza.

Dentro dessa nova ordem, em 1952, o Iraque introduziu também a opção de *cash or kind* para pagamento de *royalty*, que tornou-se padrão no mundo. A próxima revisão do regime fiscal ocorreu em 1955, quando a taxa de *royalty* foi aumentada para 12,5% e os concessionários foram obrigados a anunciar o preço do óleo para venda *FOB*. Como o *royalty cash* devia ser calculado sobre esses preços de petróleo (*posted prices*), a questão do preço ditado pelas companhias começou a ser enfrentada. Isso causou enormes controvérsias e disputas, e promoveu a criação da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP) em 1961, numa tentativa dos governos de evitar perdas de receitas causadas pelas manobras para reduzir os *posted prices*.

A par das condições insustentáveis dos antigos acordos de concessão, que acabaram minando sua sustentação, vários outros fatores colaboraram para isso. A ONU, em particular, nas décadas de 50 e 60, aprovou resoluções históricas estabelecendo o direito de todo Estado à soberania sobre seus recursos naturais e atividades econômicas, conferindo força política e base legal para os países melhorarem os termos e condições dos acordos de concessão. A concorrência das companhias de petróleo independentes, nas décadas de 50 e 60, bem como o advento das companhias estatais de petróleo, foi outro fator de mudança. No começo da década de 70, quase todos os países em desenvolvimento, engajados na produção de petróleo, tinham criado suas próprias companhias. Tal foi o ritmo das mudanças que foi previsto que a produção de petróleo através das concessões tradicionais seria inexpressiva por volta de 1985.³⁵

Embora vários países conseguissem renegociar suas concessões, nas décadas de 50 e 60, as principais reestruturações ocorreram a partir do Acordo de Teerã, em

1971, sob a égide da OPEP.³⁶ A área das concessões foi reduzida e foram introduzidas cláusulas de devolução e obrigações de trabalho. Resultado significativo das renegociações foi o aumento das receitas dos governos. Com o fim das isenções tributárias, em 1971, os países da OPEP estavam cobrando uma taxa de 55% de imposto de renda, que alcançou 85% em 1974, além de *royalty* de 20% (fórmula OPEP).³⁷

A idéia de participação na indústria havia sido aventada pela Arábia Saudita em 1963, quando ela reivindicou a devolução de áreas e, depois, por vários países membros da OPEP em diversas ocasiões, tendo sido sempre rechaçada pelas multinacionais de petróleo. Em 1972, as corporações aceitaram emendas nas concessões sauditas para admitir participação do Estado, inicialmente cedendo 25% e mais 5% ao ano (6% no último ano) até alcançar 51%. Várias razões são apontadas para explicar a mudança de atitude das companhias de petróleo em relação à renegociação das concessões. Primeiro, muitas companhias podem ter ficado temerosas de estatizações. Dentre as opções de renegociar ou arriscar uma perda completa, a negociação era mais palatável. Segundo, essas concessões eram altamente lucrativas, e qualquer arranjo permitindo que as companhias continuassem a colher frutos das imensas reservas era aceitável. Terceiro, as companhias com concessões no Oriente Médio eram verticalizadas, o que significava que a continuidade de acesso às reservas era mais importante que a habilidade de colher todos os frutos na produção. Finalmente, em muitos casos, as companhias haviam desenvolvido significativa presença no país, o que facilitava a empatia das companhias com as reivindicações dos soberanos.³⁸

2.1 Aspectos essenciais dos modernos acordos de concessão e do modelo da Tailândia

Nos modernos acordos de concessão, o conceito original fundamental subsiste, mas, como vimos, a maioria das suas condições têm sido mais ou menos rigorosamente definidas desde a década de 60, com a incorporação de instrumentos para corrigir as distorções e desequilíbrios. Os acordos de

concessão originam vários tipos de contratos. As atividades de exploração e produção podem estar incorporadas em um documento único, ou separado, como é o caso do Reino Unido e de muitos outros países de *common law*, onde existem as licenças de exploração e as licenças de produção de petróleo. Ademais, quer os termos e condições, que governam as atividades de exploração e produção, sejam encontrados em um mesmo documento ou não, o título aplicado à exploração é algumas vezes chamado alvará (*permit*), enquanto o título emitido para lavra é chamado concessão ou *lease*.³⁹

As quatro características principais dos acordos de concessão originais hoje se mostram da seguinte maneira:

- 1) **Partes:** obviamente, a identidade fundamental do outorgante permanece a mesma. É o mandatário quem delega poderes para tal. Como no passado, a parte outorgada é uma companhia de petróleo ou consórcio. Em alguns Estados, somente a companhia estatal pode receber uma concessão. Um requisito comum é que o outorgado seja incorporado sob as leis do país hospedeiro, o que requer o estabelecimento de subsidiárias no caso de empresas estrangeiras. Pode ser mandatária a participação da companhia estatal no empreendimento.
- 2) **Escopo dos direitos outorgados:** hoje, o escopo dos direitos outorgados é bastante limitado. A limitação mais óbvia é o tamanho das áreas. No Reino Unido, não passam de 250 km², nos EUA, são de cerca de 25 km², na plataforma continental. O tamanho da área da concessão varia segundo o potencial da área, localização etc. Além do tamanho menor, partes das áreas devem ser descartadas a curto prazo. Em decorrência, mais companhias podem obter uma parte do território em oferta.⁴⁰ Os direitos também são restritos. Muitos países concedem dois tipos de licença: uma, para exploração sísmica, que não garante exclusividade; outra, para produção ou concessão, que impõe exigências estritas sobre atividades de exploração e perfuração, além de um programa de devolução de áreas.

3) **Duração:** a duração da moderna concessão é usualmente 35 a 40 anos. Prazos menores, de 20 anos, são acompanhados da possibilidade de uma ou duas extensões de 10 anos cada, desde que satisfeitas certas condições. Na década de 80, a Noruega concedia um prazo de seis anos, com um período de extensão de 30 anos, desde que as condições iniciais de trabalho tivessem sido satisfeitas. As cláusulas padrões do Reino Unido, em vigor após 1988, dividem a duração em três termos. O primeiro termo é de seis anos, o segundo é de 12 anos, e o terceiro, por um período máximo de 18 anos, desde que tenham sido cumpridas as necessárias cláusulas e obrigações. O objetivo é assegurar que significativas extensões de áreas não fiquem inexploradas e não desenvolvidas por longos períodos. Isso permite ao governo recuperar e realocar território rapidamente. Para encorajar a exploração, o Reino Unido outorgou licenças para áreas de fronteira, em águas profundas, por um termo inicial de 8 anos, seguido por um adicional de 40 anos.⁴¹

4) **Arrecadação Tributária:** nos acordos de concessão, a receita do governo provem de um *royalty* relativo à produção, e de um imposto de renda (e outras taxas). Contudo, as cláusulas financeiras têm se tornado mais rigorosas e mais complexas (vide Capítulo 7). Outros pagamentos incluem bônus, taxas anuais (*annual rentals*) e taxas por atrasos (*delay rentals*).

Evoluções não menos importantes são as cláusulas de devolução de áreas e as obrigações de trabalho e investimento: Estas têm sido ampliadas e especificadas em detalhe. A cláusula de devolução de Abu Dhabi prevê que a companhia deve descartar pelo menos 25% da área dentro de três anos da data de efetivação, e mais 25% dentro de oito anos.⁴² As obrigações de perfuração prescrevem profundidades e estabelecem investimentos mínimos, e aplicação de multas em casos de não cumprimento. Cauções (*performance bonds*) são emitidas pelas companhias como garantia. Outras cláusulas referem-se ao controle administrativo e de produção, e obrigações de beneficiar a economia interna.

A seguir, são destacados os aspectos essenciais de um "moderno acordo de concessão", representado pelo modelo tailandês.⁴³

1) **Método de outorga:** concorrência pública através de propostas fechadas. Os itens sujeitos a propostas incluem o programa de exploração, investimentos, vantagens especiais etc.. As propostas são avaliadas por um sistema de pontos.

2) **Direito ao petróleo:** os recursos de petróleo pertencem ao Estado, quando no seu ambiente geológico. Reconhece-se que o direito ao petróleo, sob um sistema de concessão, passa ao concessionário na cabeça do poço, mas o modelo tailandês não menciona isso.

3) **Partes contratantes:** o Ministro da Indústria (MI) é quem detém o poder de assinar, outorgar e renovar concessões de petróleo, com aprovação do Conselho de Ministros. Assim, o MI é a parte contratante, pois o governo é uma não-entidade, pela lei local. O Departamento de Recursos Minerais, órgão do MI, é quem negocia e executa as concessões.

4) **Área de concessão:** a área dos blocos varia de 1.000 km² a 23.000 km², mas comumente mede cerca de 3.000 km² para concessões em terra, e 10.000 km² para concessões *offshore*. Para águas profundas, não há limite no número de blocos, nem na área total de concessão.

5) **Duração dos períodos de exploração e produção:** essas operações não são dependentes de duas licenças, mas são divididas em duas fases. Há um prazo de 6 anos (divididos em dois períodos de obrigações) para exploração, renovável por mais 3 anos, e 20 anos para produção, renovável por mais 10. Feita a descoberta, o concessionário recebe automaticamente o direito à produção, cobrindo uma área de até 12,5% dos blocos originais.

6) **Obrigações na exploração e produção de petróleo:**

- Investimento e obrigações de trabalho: estes quesitos fazem parte da proposta da licitação e são acordados

para cada contrato. Essas obrigações são fixas para cada um dos três primeiros anos, o que torna os compromissos rigorosos. Para o segundo período, o concessionário é obrigado a propor um plano de trabalho para cada ano, com especificações para cada bloco.

- Relatórios de operação e plano de produção: o concessionário é obrigado a submeter relatórios de progresso e planos detalhados de produção. Estes devem ser revistos e reportados e o plano não pode ser alterado sem consentimento.
- Obrigação de produção: o prazo para iniciar a produção é de quatro anos contados da comprovação da descoberta, sendo permitidas duas extensões de dois anos cada.

7) Cláusulas de devolução (*relinquishment*)

A devolução de áreas obedece ao seguinte programa:

- Ao fim do 4^o ano, devolução de 50% (35% em águas profundas);
- Ao fim do 6^o ano, devolução de 50% (65% em águas profundas);
- Em caso de extensão, 25% ao fim do 6^o ano e 25% ao fim da extensão (40% e 25% em águas profundas).

8) **Vantagens especiais para o governo:** o concessionário é solicitado a oferecer na proposta vantagens especiais sob a forma de bônus, preferência por serviços domésticos, emprego e treinamento, bolsas de estudo, concessões e benefícios sociais.

9) **Preço do petróleo:** o preço *FOB* é anunciado pelo concessionário, baseado no método mais atualizado de

avaliação da qualidade, levando em consideração o preço de óleo similar no Golfo Pérsico, acesso a mercados e custos de transporte.

10) **Isenção de taxas e obrigações:** o concessionário é isento do pagamento de todos os tipos de impostos, taxas e obrigações, exceto o imposto de renda de petróleo, *royalties* e as taxas por serviços prestados.

11) Tributação:

- Taxa de reserva de área: O regime fiscal da concessão tailandesa estabelece uma taxa equivalente a US\$ 3.800 km²/ano.
- *Royalty*: Pode ser pago em *cash* ou óleo, trimestralmente. O *royalty* é calculado segundo uma escala baseada em cinco níveis de produção. Varia de 5% a 15% em terra e de 3,5% a 10,5% *offshore*. Para águas profundas, a taxa de *royalty* é 30% menor.
- Imposto de renda
- Benefício Remuneratório Especial (SRB): O SRB é um sistema singular de tributação, em termos de computação, para arrecadar lucros inesperados (*windfall profits*). O *royalty* e o SRB são tratados como despesas dedutíveis. O sistema permite a amortização dos custos de capital em 5 a 10 anos. A parte que o governo toma varia de 17% a 40% (campos pequenos) e de 35% a 65% (campos grandes).

12) **Outros compromissos e obrigações:** o governo torna-se proprietário de todos os ativos da companhia, após o término do contrato, qualquer que seja a circunstância em que ocorra.

2.2 Aspectos essenciais do licenciamento no Reino Unido

Data de 1934 o *Petroleum (Production) Act*, cujo principal objetivo e efeito foi investir na Coroa a propriedade de todo o petróleo *in situ*, em terra, na Grã-Bretanha, junto com o direito exclusivo para pesquisar e sondar para encontrá-lo, direito esse a ser outorgado por um sistema de licença particular de exploração e produção. Entretanto, a legislação de 1934 não resultou em expressivas descobertas de petróleo.

Estimulado pela descoberta *offshore* de gás pela Holanda, em 1959, o governo britânico promulgou o *Continental Shelf Act-1964*, extendendo os direitos reservados à Coroa, pela lei de 1934, aos recursos naturais do mar territorial e plataforma continental do Reino Unido, segundo a Convenção de Genebra sobre a Plataforma Continental - 1958. Porém, enquanto as licenças para pesquisa em terra são outorgadas a solicitantes individuais, o território *offshore* foi dividido em blocos pequenos, e oferecidos simultaneamente em concorrência pública, para licenciamento da exploração e produção. As quatro primeiras rodadas de licenciamento (até 1971) foram baseadas na limitada experiência administrativa do setor de petróleo desde a promulgação da lei de 1934. Após a descoberta de petróleo *offshore* em 1970, e a crise mundial do petróleo de 1973, o governo introduziu várias leis visando reestruturar e regulamentar a sua indústria. O *Petroleum Revenue Tax 1975* (vide Capítulo 7) procedeu a mudanças unilaterais nos termos e condições das licenças outorgadas nas quatro primeira rodadas. Depois, foi promulgado o *Petroleum and Submarine Pipelines Act 1975*, lei esta que também criou a empresa estatal British National Oil Corporation-BNOC (privatizada uma década depois), para participar de todas as operações já existentes e licenças futuras.⁴¹ A seguir vieram: O *Oil and Gas (Enterprise) Act 1982*; o *Oil and Pipelines Act 1985*; o *Petroleum Act 1987*. Este foi regulamentado em 1988 e emendado em 1990 e 1992.

Os regulamentos (*Petroleum (Production) Regulations*) distinguem cinco formas de licenças, e cada uma contém um conjunto separado de cláusulas modelo, que funcionam como um

completo código de regulamentação do comportamento do licenciado. Há licenças para exploração e produção, que são distintas para áreas oceânicas (*offshore*), litorâneas e em terra (*onshore*). E há, também, licença para drenagem de metano, na atividade de lavra mineral, em prol da segurança. A distinção mais importante, entre licenças em terra e no mar, é que a licença para exploração em terra garante direito exclusivo sobre uma área específica. Nenhum tipo de licença de exploração autoriza produção. A licença de exploração permite a realização de sondagens exploratórias de até 350 metros, porém não garante direitos preferenciais à obtenção de uma licença de produção, mesmo naquelas áreas onde a exploração revelou potencial de produção. A principal vantagem da licença de exploração é a obtenção de dados e informações que embasem a decisão de obter a licença de produção.⁴⁵ A obtenção de licenças para exploração é feita mediante iniciativa do interessado, enquanto as licenças de produção são oferecidas pelo Ministro, em concorrência pública. Uma companhia interessada em explorar, perfurar e produzir óleo, deve obter uma licença de produção. Esta é mais complicada do que a licença de exploração, e garante ao licenciado exclusividade sobre uma determinada área. A duração de uma licença de produção tem variado nas diversas rodadas de licenciamento. As primeiras licenças admitiam que toda a área descrita podia ser mantida por um prazo inicial de 6 anos, (8 anos na rodada de 1984) e que até metade da área poderia ser mantida por um prazo subsequente de 40 anos. Desde a rodada de 1988, estabeleceu-se um prazo inicial de 6 anos, um outro termo de 12 anos, e um período adicional máximo de 18 anos, se fossem cumpridas certas condições.

Cláusulas modelo são incorporadas às licenças junto com qualquer outra condição especial (p.ex. proteção ambiental) relativa a uma licença em particular. A cláusula modelo prevê revogação da licença pelos seguintes motivos: atrasos de pagamentos e inadimplências; inobservância de quaisquer termos e condições; falência do outorgado.⁴⁶ Segundo a cláusula modelo, um licenciado não pode executar desenvolvimento nem produção de petróleo salvo com autorização do Secretário de Estado ou segundo um programa de desenvolvimento que tenha sido aprovado. Essas obrigações podem ser negociadas,

no caso de requerimento de licença sob o sistema discricionário. No caso de licitação de blocos, sob um sistema similar aos EUA (*bidding system*), nenhuma obrigação de trabalho é incluída. O licenciado é obrigado a submeter um programa detalhado de desenvolvimento, informando particularidades, não apenas das instalações de produção permanentes a serem instaladas, como também da quantidade máxima e mínima de petróleo a ser extraído. O Secretário de Estado pode rejeitar o programa, se ele for considerado contrário à boa prática de campo de petróleo, ou se os níveis de produção não estiverem de acordo com o interesse nacional.⁴⁷ As propostas são julgadas em confronto com a contínua necessidade de efetiva, completa, eficiente e segura exploração para identificar recursos de óleo e gás da plataforma continental do Reino Unido, com a devida atenção às considerações ambientais.⁴⁸

O *Petroleum Royalties (Relief) Act 1983* aboliu o pagamento de *royalties* para os campos *offshore* desenvolvidos depois de 1982. Essa medida deu início a mudanças fiscais dramáticas no regime de licenciamento de petróleo *offshore*, visando o desenvolvimento de campos menores e o incentivo à exploração em áreas de fronteira. Em 1993, o governo britânico aboliu o *PRT* e decidiu tributar apenas com o IR (*corporate income tax*) de 33% as companhias de petróleo interessadas em explorar e desenvolver novos campos de petróleo a NW da Escócia. A seguir, é apresentado um quadro comparativo dos sistemas de licenciamento de alguns países engajados no aproveitamento de recursos petrolíferos do Mar do Norte.

Comparação entre alguns termos de sistemas de licenciamento de petróleo de países do Mar do Norte⁴⁹

TERMOS	DINAMARCA	HOLANDA	NORUEGA	REINO UNIDO
Duração	6 anos renovável por mais 30 anos para produção; 2+2 anos p/ exploração	Licença de exploração: 10 anos; licença de produção: máx. 40 anos	Licença de 6 anos renovável por mais 30 anos	6 anos renovável por mais 30 anos (12+18); em áreas de fronteira: 8 mais 40 anos
Devolução	Se a licença alcançar o fim do período é delimitada área com as jazidas descobertas	47,5 a 50% da área descartada depois de 6 anos de exploração	Pelo menos 50% da área descartada depois de 6 anos de exploração	Pelo menos 50% da área deve ser descartada após 6 anos de exploração
Área	Cerca de 212 quilômetros quadrados	400 km ² ; não estabelecido por lei	Cerca de 500 km ²	Entre 200 e 250 km ² ; maior em área de fronteira
Obrigações (trabalho)	Desempenho de programa de trabalho	Desempenho de programa de trabalho	Desempenho de programa de trabalho	Desempenho de programa de trabalho
Participação do Estado	Progressiva com mínimo de 20% em cada licença na base de <i>carried interest</i>	Máximo de 50% de participação na produção de óleo.	Progressiva, começando com 50% e até 85% na base de <i>carried interest</i>	O Estado pode adquirir 51% de qualquer óleo produzido, a preço de mercado
Royalty	Escala progressiva de 2% (até 5.000 b/d) até 16% mais de 20.000 b/d). Em <i>cash</i> ou <i>kind</i>	Escala progressiva de 0 a 15%, segundo a produção	Escala progressiva de 8 a 16%, segundo a produção. Pode ser em <i>cash</i> ou <i>kind</i>	12,5% para jazidas licenciadas até 1982; abolidas após essa data. Pode ser em <i>cash</i> ou <i>kind</i>
Disposição	Não exige desembolso da produção mas exige interferência de duto	Necessária aprovação p/ exportação. Estado tem direito de adquirir gás	Exigência de desembolso mas entregas podem ser autorizadas	Exigência de desembolso mas podem ser autorizadas exportações
Método de outorga	Convite geral; outorga discricionária baseada nos critérios publicados	Convite geral; outorga discricionária critérios publicados	Convite geral; outorga discricionária a consórcios organizados pelo Ministro	Convite geral outorga discricionária idem. Algumas outorgas por concorrência
Qualificação dos candidatos	Capacitação técnica e financeira	Exigida prova de recursos técnicos e financeiros	Incorporação na Noruega. Prova de capacitação	Qualquer um pode se candidatar. Exigida prova de capacidade

3. ACORDOS DE SERVIÇO

Na década de 60, alguns países tentaram desenvolver novas modalidades de acordos para exploração e produção de petróleo com participação estrangeira, de modo a manter a indústria sob controle nacional. Isso foi consequência tanto da insatisfação com o sistema de concessão, como também da conclusão de que a participação estrangeira era necessária para desenvolver a indústria. Assim foram desenvolvidos, simultaneamente, os acordos de serviço e os acordos de partilha da produção. A aceitação do conceito de acordo de serviço com cláusula de risco (contrato de risco) foi lenta e apenas ocorreu em 1976, no Brasil.⁵⁰ As circunstâncias que cercaram a adoção e posterior proibição dos contratos de risco no Brasil estão descritas no Capítulo 9.

Os acordos de serviço originam-se da mais antiga relação contratual, que pressupõe a execução de serviços mediante pagamentos. Contudo, é recente o uso do contrato de serviço como um instrumento legal para atrair o interesse de companhias internacionais, para a execução da exploração e produção de petróleo em países em desenvolvimento. Assim como outros acordos de petróleo modernos, o acordo de serviço é um compromisso entre o princípio de soberania nacional sobre os recursos naturais e a necessidade de investimento. Onde foi que se deu a aplicação original desse tipo de acordo à exploração de petróleo é questão controversa. Uma fonte cita a Argentina, como pioneira nessa iniciativa, em 1958. Outra fonte reporta um contrato assinado entre a Venezuela e a Mobil, em 1962. Ainda outras citam o contrato entre a francesa ERAP e a iraniana NIOC, em 1966. O fato é que poucos desses contratos foram assinados em vinte anos. O contrato de serviço já utilizado no Brasil originou-se de um contrato assinado entre a Braspetro (Petrobrás Internacional) e a iraquiana INOC, em 1972⁵¹.

A expressão "acordo/contrato de serviço" tem vários sinônimos. No Irã e no Iraque, é chamado "acordo de agência"

e, na Bolívia, "contrato de operação". Na Colômbia, é chamado "contrato de associação". Além disso, a expressão "contrato de serviço" tem sido aplicada a muitos tipos diferentes de contratos que podem ser classificados em duas amplas categorias: contratos de serviço puros (sem risco) e contratos de serviço com cláusula de risco. Na primeira categoria, todos os riscos e custos incidem no país contratante; na segunda categoria, a carga de custos e riscos incide na empresa contratada, que só recebe pagamento após a concretização da produção econômica. Em caso de ser obtida produção de petróleo, o pagamento pelo risco, ou de uma taxa de risco, pode tomar a forma de uma taxa fixa por barril, ou pode ser graduado segundo o tamanho da descoberta, a quantidade de capital de risco investido ou outros fatores, segundo uma fórmula complexa.

Ao contrário dos países que adotaram os contratos de serviço através da promulgação de legislação, o Brasil, dentro das circunstâncias políticas que cercaram seu emprego, apenas adotou um contrato modelo, cuja concepção e administração ficaram a cargo da Petrobrás. Em sua primeira versão, os contratos de risco caracterizavam-se por compromissos firmes de exploração. Diante da resposta das companhias de petróleo, aquém do esperado, eles foram evoluindo, através de incentivos, e adquirindo flexibilidade, como a opção de sondagem.

3.1 Aspectos Essenciais dos Contratos de Risco

Os termos dos contratos de risco (CR) assinados no Brasil são tratados como estritamente confidenciais e sua divulgação é proibida pelo governo brasileiro. Os seus aspectos essenciais são sintetizados a seguir:⁵²

1) Procedimento e efetividade: a assinatura dos contratos de risco era precedida de concorrência pública (*competitive bidding*). O pagamento de uma taxa inicial de US\$ 400.000,00 (depois reduzida para US\$ 250.000,00) dava direito a um acervo de dados geológicos e geofísicos. As variáveis da concorrência incluíam, dentre outras: o número de blocos;

investimento mínimo; programa exploratório; início da primeira sondagem; bônus ou outras vantagens a critério do concorrente; taxa de juros sobre o investimento; prazo para recuperação do capital e proposta para remuneração dos serviços. O julgamento da concorrência era exclusivo da Petrobrás, que se reservava o direito de aceitar ou recusar qualquer proposta. Da mesma forma, a execução do contrato era supervisionada pela Petrobrás, o que significava para a contratada uma relativa facilidade e simplicidade de operação.

2) Objeto e escopo do contrato: o objetivo explícito dos contratos de risco é a execução de dois tipos de serviços:

- serviços técnicos e operações necessárias à exploração, avaliação e desenvolvimento, na área do contrato, e,
- serviços financeiros para fornecer todos os fundos necessários para a execução do contrato.

O contrato de risco não alcança a fase de produção, que seria assumida e tocada pela Petrobrás. Este aspecto é próprio dos contratos de risco e não são vistos em outros acordos de petróleo.

3) Cláusula de risco: o conceito de risco é familiar à indústria de petróleo, e os contratos de risco transferem expressamente o custo e risco da pesquisa e desenvolvimento aos contratados. Os custos decorrentes são reembolsados apenas quando há uma descoberta comercial.

4) Vigência do contrato: a duração total do contrato não era especificada, mas dividida em dois períodos: exploração e desenvolvimento. O período de exploração tinha duração de três ou cinco anos (mar e terra), e era dividido em duas fases. Ao fim da primeira (primeiro ou terceiro ano), o contratado tinha que exercer a opção de terminar o contrato ou prosseguir na fase seguinte. Extensões de prazo eram permitidas no caso de intenção de perfurar, e, no caso de descoberta durante esse período, a critério da Petrobrás. O período de desenvolvimento começaria na data da descoberta comercial e terminaria quando toda a instalação de produção estivesse pronta.

5) Área: não havia restrição em termos de tamanho e número de blocos que podiam ser outorgados. A Petrobrás decidia à sua discricção. A área era variável mas em média tinha 3.000 km².

6) Devolução (relinquishment): a devolução compulsória era de 50% da área ao fim da fase inicial de exploração, em caso de opção de prosseguimento. Constavam critérios para a configuração das áreas retidas.

7) Jurisdição: uma das características dos CR era a incorporação de uma cláusula jurisdicional, compelindo as companhias de petróleo a reconhecer a soberania brasileira sobre as 200 milhas de águas territoriais.

8) Direito ao petróleo: em contraste com o direito de um concessionário, o contratado não teria direito a qualquer produção do campo descoberto e desenvolvido por ele. O contratado teria apenas direito de adquirir uma certa quantidade de óleo (*buy-back*).

9) Obrigações e direitos do contratado: uma série de obrigações intervêm no CR, elaboradas em maior ou menor detalhe, tais como: pagar bônus; apresentar garantia bancária do valor do investimento contratado; dispender o valor correspondente ao que foi acordado; iniciar perfuração no prazo previsto; assumir todo o investimento para desenvolvimento em caso de descoberta comercial; prestar assistência durante a transferência de qualquer unidade de produção; executar os serviços segundo a boa prática da indústria, sem causar danos ambientais, e executar as operações de limpeza necessárias; fornecer relatórios diário, semanal, mensal e final; fornecer amplas e completas facilidades para inspeção de todas as operações a qualquer tempo; manter registros de todas as operações técnicas; fornecer todas as informações, dados e interpretações relativas as operações técnicas; acatar todas as leis e regulamentos emanados pelas autoridades competentes; respeitar direitos de propriedade industrial e manter a Petrobrás isenta de demandas resultantes de infrações de tais direitos. Em contrapartida, o contratado adquiriria os direitos de explorar e desenvolver campos de petróleo na área de serviço e

receberia reembolso e remuneração por descobertas comerciais de petróleo.

10) Exploração, desenvolvimento e produção: constavam do contrato procedimentos para o período de exploração, desenvolvimento e produção, regulando o programa, orçamento, desembolso, investimentos, relatórios etc..

11) Cláusula de opção de sondagem: esta cláusula foi introduzida nos modelos de contratos em 1980, permitindo ao contratado investir em levantamentos geofísicos e optar por sondagem se houvesse indicações de bons prospectos. Esta cláusula é considerada um incentivo sem precedentes, dado que o investimento inicial de risco poderia ser substancialmente reduzido, o que, por outro lado, contradiz o princípio dessa modalidade de acordo, ao prevenir o próprio risco. Não obstante, essa cláusula tem sido adotada em vários sistemas de acordos, inclusive o da China.⁵³

12) Comitê de Supervisão Conjunta (CSC): um CSC, com dois membros apontados por cada parte, seria constituído antes do início da produção comercial, com atribuições para estabelecer os procedimentos operacionais para o período de produção, a taxa máxima de eficiência (*maximum efficiency rate*), promover o intercâmbio entre seus membros, relativo a todas as operações de produção, e rever dados técnicos e registros contábeis gerados pelas operações de produção.

13) Comercialidade: uma descoberta deveria ser considerada comercial somente se a sua produção produzisse uma renda maior do que 110% da soma de:

- reembolso, juros, e remuneração a ser paga pela Petrobrás ao contratado, e,
- encargos sobre a produção estimados para o campo em questão.

Se a renda do campo fosse menor que 110%, porém maior que 100%, a descoberta seria considerada como marginal. Se a

renda do campo fosse menor que 100%, o campo seria considerado não comercial. Quanto à palavra final, o contrato previa que, se a Petrobrás considerasse o campo comercial, mas o contratado não concordasse, o campo seria descartado ao fim do período de exploração. Em situação oposta, prevaleceria a conclusão do contratado. Estas provisões são próprias dos CR brasileiros e evitam questões controversas comuns em acordos de petróleo.⁵⁴

14) Pagamento do contratado: o pagamento por serviços completados seria feito desde o início da produção comercial, em três categorias:

- reembolso dos investimentos em exploração, sem juros;
- reembolso das despesas de desenvolvimento, com juros (*prime rate* do Banco da América) mais 1 por cento, e,
- remuneração por serviços: pagamento trimestral por cada campo comercial, segundo a fórmula:

$$R = (Q_1X_1 + Q_2X_2 + Q_3X_3)P$$

onde:

R = remuneração pelos serviços prestados pelo contratado;

P = preço de mercado do óleo bruto, definido no contrato;

Q₁, Q₂, Q₃ = parcelas de um volume de produção trimestral de cada campo comercial, obtidas segundo uma tabela específica;

X₁, X₂, X₃ = valores entre 0,0 e 1,0 variando segundo parcelas relativas aos níveis de produção, segundo uma tabela específica.

O período de remuneração é um importante item da concorrência, variando de 10 a 20 anos após o início da produção. O *payout* típico é 13 anos. Os pagamentos

relacionados não poderiam exceder a renda líquida recebida pela Petrobrás, pela produção do campo comercial em questão. Se isso fosse acontecer, os pagamentos seriam adiados e acrescidos aos seguintes. Ademais, nenhum pagamento seria devido após o fim do período de remuneração, anulando-se qualquer eventual saldo em favor do contratado, após esse período. Embora designados diferentemente, o reembolso das despesas de exploração e desenvolvimento são equivalentes à recuperação de custos (*cost recovery*) e remuneração por serviços, em um acordo de partilha da produção e outros.

15) Cláusula de compra de óleo (buy-back provision): os contratados seriam remunerados em *cash*, mas poderiam adquirir o óleo ao preço de mercado, limitado ao valor de sua remuneração, mas esse direito poderia ser parcialmente ou totalmente suspenso, em caso de crise de abastecimento interno. Essa cláusula era mal recebida pelas companhias, porque ela funcionava inteiramente em detrimento de seus interesses.⁵⁵

16) Gás natural: a remuneração por uma descoberta comercial de gás natural seria calculada com a mesma fórmula e tabela usada para o petróleo, mas o limite da tabela relacionada aos níveis de produção seria multiplicado por 1.000, e o contratado não teria direito a remuneração se o desenvolvimento não pudesse ser feito em um prazo de cinco anos. O preço do gás seria sujeito a negociação, mas há critérios claros para o estabelecimento de preço, que levam em consideração, entre outros, a quantidade e qualidade do gás natural e o mercado internacional de energia.

17) Impostos e taxas: o contrato de risco tem talvez o regime de impostos mais simples e de mais baixas taxas dentre todos os acordos de petróleo. O contratado é responsável apenas pelo imposto de renda e outras taxas que incidem sobre sua remuneração e juros recebidos. Estas seriam retidas na fonte pela Petrobrás. Taxas sobre serviços e outras, decorrentes da atividade, são equiparadas a despesas e reembolsadas. Nos CR não incidem pagamentos de *royalties*, dado que são contratos de serviço, sem transferência de direitos minerais.

Esta também é uma característica peculiar dos contratos de serviço de risco.

18) Direitos a bens móveis e imóveis: todos os ativos fixos tornar-se-iam propriedade da Petrobrás. Isso pode significar que o abandono de equipamentos e plataformas torna-se responsabilidade da Petrobrás.

19) Seguro e sigilo: todos os CR contêm cláusulas de seguro e sigilo. O sigilo deve continuar após a vigência do contrato, para sempre, o que pode ser interpretado, no mínimo, como exagero.

20) Arbitragem, legislação e jurisdição: os CR contêm os mecanismos usuais de arbitragem que constam dos acordos modernos de concessão e contratos de partilha da produção, exceto pela inclusão dos procedimentos nacionais de arbitragem.

21) Cláusula de Calvo: por essa cláusula, o contratado renuncia a levar qualquer demanda eventualmente resultante dos termos do contrato a organizações internacionais ou diplomáticas.

22) Transferência (assignment): o contratado não era autorizado a transferir, vender ou dispor do estoque de capital de sua companhia subsidiária. A transferência de contrato requeria autorização expressa da Petrobrás.

Do ponto de vista político e ideológico nacionalista, o contrato de risco é o tipo de acordo ideal, ao assegurar ao país hospedeiro exclusiva propriedade do petróleo e ativos da indústria.⁵⁶ Vários analistas compartilham a opinião que o CR é a forma contratual mais progressista atualmente em operação, e o melhor acordo para manter a salvaguarda da soberania nacional sobre os recursos petrolíferos, dado que em nenhuma instância a companhia contratada tem direito ao óleo ou gás produzido nos termos do contrato. Em suma, uma análise geral dos CR indica que o sistema é mais conservador do que as formas de contrato de concessão e de partilha de produção. Também em termos financeiros, o CR é benéfico ao país

hospedeiro. Primeiro, por permitir que o esforço nacional na exploração e produção de petróleo seja suplementado por companhias estrangeiras, que arcam com o risco do negócio. No Brasil, quase US\$2,0 bilhões foram investidos em 243 contratos-áreas que, por não terem resultado em operações comerciais, não tiveram direito a reembolso algum.⁵⁷ Caso a exploração seja bem sucedida e a esperada produção se concretize, o CR também permite ao país hospedeiro receber um benefício econômico maior do que em outros acordos, em razão do imediato controle da produção e exclusiva apropriação do resultado. Neste caso, a remuneração da companhia contratada é feita em *cash*, segundo uma fórmula pré-determinada mutuamente.

Do ponto de vista técnico e administrativo, os termos do contrato de risco também são mais favoráveis ao país hospedeiro, são mais transparentes, diretos e simples de administrar e respeitar, o que reduz de certa forma a necessidade de mecanismos administrativos e supervisores, sujeitando as companhias contratadas a menos burocracia, no curso de execução dos contratos. Ademais, quase não há distinção entre contratos *onshore* e *offshore*, a não ser no período de exploração. Fica evidente que, do outro lado do acordo, cuja natureza legal é *risk with no right to oil*, situam-se as desvantagens. A primeira, é que os CR são considerados onerosos para as companhias, porque os lucros e o acesso à produção são limitados. Por isso, os CR são restritos, e esta é a segunda desvantagem.⁵⁸

4. ACORDOS DE PARTILHA DA PRODUÇÃO

O conceito de partilha da produção em acordos de petróleo⁵⁹ foi usado inicialmente na Bolívia, na década de 50, mas esses acordos foram popularizados na Indonésia, na década seguinte. A Indonésia tem exercido papéis de destaque no estabelecimento de políticas e legislações inovadoras, para o aproveitamento de seus recursos naturais. Em 1960, estabeleceu legislação em que as companhias estrangeiras de petróleo deveriam ser contratadas, em vez de concessionárias. Em 1963, foram assinados os primeiros contratos de serviço. Em 1966, a Indonésia provocou um impacto ainda maior na estrutura de acordos internacionais de petróleo, introduzindo o *production-sharing contract* (PSC) ou contrato de partilha da produção (CPP).

Os CPPs têm sido adotados por um grande número de países, em razão de criarem uma imagem de controle nacional sobre o desenvolvimento da indústria de petróleo, aspecto louvável do ponto de vista político. Também são prestigiados pelas companhias estrangeiras, por proporcionarem um ambiente estável para investimentos de risco. Além do aspecto político favorável, os CPPs satisfazem as necessidades econômicas dos países em desenvolvimento, através da introdução de capital e tecnologia estrangeiros.

4.1 Aspectos essenciais dos acordos de partilha da produção

A estrutura do CPP da Indonésia mostra os seguintes aspectos básicos:⁶⁰

- a companhia de petróleo é contratada para operar em uma certa área;
- a companhia de petróleo opera por sua conta e risco, sob o controle do governo;

- a produção obtida pertence ao governo;
- a companhia de petróleo é intitulada a recuperar seus custos, a partir da produção proveniente da área de contrato;
- após a recuperação do custo, o restante da produção é partilhado entre o governo e a companhia de petróleo, variando de 65/35 até 90/10 a favor do governo;⁶¹
- a companhia de petróleo é sujeita a tributação;
- equipamentos e instalações são propriedades do governo, desde o início, ou progressivamente, segundo o programa de amortização;

Os demais aspectos essenciais de um CPP da Indonésia são:⁶²

1) Direitos ao petróleo e gás: legalmente, o CPP não garante ao contratado quaisquer direitos ao petróleo na área do contrato, exceto o direito de receber uma alocação de parte da produção, como contrapartida pelos riscos assumidos, e remuneração pelos serviços prestados. Esse pagamento, em forma de produção, é feito no ponto de exportação, isto é, o direito ao petróleo é transferido no ponto de exportação.

2) Objetivo do contrato: a companhia estatal (Pertamina) é a responsável pela administração das operações de petróleo. A contratada é designada para conduzir tais operações, com seu próprio capital, habilitações, tecnologia e equipamento, pelo que ela é reembolsada a partir da produção. O relacionamento é meramente contratual, o que significa que a contratada tem direito contratual a, mas não a propriedade de, sua parte de óleo e gás produzida. Em suma, ela não é uma concessionária ou sócia, mas uma fornecedora de capital, tecnologia e serviços.

3) Duração: o CPP tem uma duração total de 30 anos e é dividido em duas fases: a fase de exploração, que dura de 6 a

10 anos, e a fase de produção, que começa quando a área é declarada comercial, e continua até a conclusão do termo do contrato. Extensões podem ser negociadas por mais um período de 20 anos.

4) Área de contrato: não há limitação no tamanho da área ou no número de blocos a que uma companhia pode se candidatar e manter. Na prática, a área tem variado, de 240 km² a 320.000 km².

5) Devolução/exclusão de área: devolução é uma questão de destaque no CPP, que considera dois tipos de devoluções de áreas, mandatória e opcional. O contratado é obrigado a devolver uma determinada percentagem da área de contrato, após períodos específicos durante a etapa de exploração inicial, ambos sujeitos a propostas e negociações com a Pertamina. Geralmente, se processam três devoluções, e a área retida não deve superar 20% da área original. A área retida não pode deixar de ser objeto de um programa de exploração, por períodos de dois anos consecutivos. Se isso ocorrer, é buscado outro acordo para devolução de uma outra parcela da área, ou simplesmente a área é considerada automaticamente descartada pelos termos do contrato. Opcionalmente, o contratado pode ir adiantando devoluções de áreas, ao fim de cada ano. Não havendo descobertas de petróleo, toda a área é devolvida, ao fim do período de exploração.

6) Bônus: nos CPPs da Indonésia, há dois tipos principais de bônus:

- bônus de compensação ou informação - funciona como um bônus de assinatura, para obtenção de informação a respeito da área; é variável, podendo ser proposto e negociado, e
- bônus de produção - é um pagamento compulsório, quando a produção atinge certos níveis, usualmente sobre um período de 120 dias consecutivos.

Geralmente, os volumes-gatilhos variam de dois a cinco, desde 0 - 50.000 b/d até 100.000 - 500.000 b/d. O comprometimento total comumente varia de US\$ 15 milhões a US\$ 50 milhões. Os bônus não podem ser incluídos como custos, mas sim deduzidos dos impostos devidos, após o início da produção. O pagamento de bônus tem declinado para a quinta parte do que era pago no início da década de 80.

7) Investimentos em trabalhos: o contratado deve dar início às operações dentro de seis meses da assinatura do contrato e dispendê-las, nos próximos seis a dez anos, as quantias mínimas especificadas no contrato. Estas constam das propostas para cada área. Tipicamente, variam de US\$ 15 milhões a US\$ 100 milhões. Os gastos em excesso, ou a menos, podem ser compensados nos anos seguintes. Após dois a quatro anos de completados os compromissos mínimos, o contratado pode se retirar das operações. Cláusula de *ring-fence* impede a dedução ou transferência de despesas e custos de um contrato para outro, o que é considerado um desincentivo pelas companhias de petróleo.

8) Direitos e obrigações das partes: é cláusula padrão em todos os contratos e não pode deixar de ser cumprida, a não ser por *force majeure*.

9) Comercialidade: comercialidade não constitui uma matéria dos acordos de concessão, mas sim dos contratos de serviço. Sob essa cláusula, uma descoberta não poderia ser desenvolvida, a não ser depois de ter sua comercialidade aprovada pela companhia estatal. Em 1988, esta cláusula foi eliminada, para encorajar investimentos.

10) Cláusulas administrativas: estas fazem parte das aspirações nacionais da Indonésia, de controlar o desenvolvimento de seus recursos naturais. Assim, estão incorporadas nos contratos, dos quais constituem um aspecto básico. A Pertamina é intitulada a aprovar o programa de trabalho e o orçamento de custos operacionais para a área de contrato, e tem o direito de propor revisões de aspectos específicos. Na prática, ela não interfere na operação, e mantém a imagem de controladora.

11) Submissão de informações e direito aos equipamentos: a Pertamina tem direito a todos os dados originais resultantes das operações de petróleo, e a cópias de todos os relatórios de pesquisas geológica, geofísica, perfis de poços, relatórios etc.. Também tem a propriedade de todos os equipamentos, cujo custo a contratada pode recuperar depois de iniciada a produção. Dessa forma, ela torna-se responsável pela remoção de equipamentos *offshore* fora de uso.

12) Transferência de direitos contratuais: é prevista a transferência para afiliadas, sem maiores exigências, enquanto que, para não afiliada, só é possível transferência mediante autorização prévia.

13) Recuperação dos custos/óleo-custo: este é um dos aspectos mais importantes dos CPPs, que permite ao contratado recuperar todos os custos operacionais, a partir da produção, se houver uma descoberta comercial. A parcela de petróleo que é utilizada com essa finalidade, é conhecida como "óleo-custo". Nos CPPs, são definidos dois tipos principais de custos operacionais: custos de capital e custos administrativos. Estes podem ser recuperados diretamente, tão logo a renda da área de contrato permita. Custos de capital podem ser recuperados pelo método de depreciação acelerada, ou linear, em prazo médio de 14 anos.

14) Partilha da produção/óleo-lucro: esta constitui, junto com a cláusula de recuperação de custos, a essência do CPP. O óleo bruto, restante após a dedução dos custos, é o "óleo-lucro", que deve ser partilhado entre a Pertamina e o contratado, segundo um pré-determinado rateio, que é colocado no contrato e não é sujeito a negociação. Esse rateio tem sido alterado ao longo das diversas gerações de contratos. Para contratos pós 1988, a partilha da produção pode variar entre 75/25 e 90/10 (85/15 é o rateio predominante), dependendo da natureza dos reservatórios e dos volumes de produção, que sempre são divididos em três níveis. A partilha da produção de gás pode variar entre 70/30 e 55/45. O pacote de incentivos de 1993 trouxe um rateio fixo de 65/35 para óleo e 60/40 para gás, a título de incentivo para exploração em áreas de fronteiras em águas profundas.

15) **Primeira parcela de óleo (first tranche petroleum):** em 1988, os contratos introduziram o conceito de "primeira parcela de petróleo" (FTP), que é uma parcela de 20% da produção, dividida entre o governo e o contratado, na base do rateio de partilha previsto em contrato, antes de qualquer dedução para recuperação de custos. Assim, ela serve como uma "tampa" para a recuperação de custos: em consequência, o contratado só pode contar com os restantes 80% da produção para recuperar seu custo operacional a cada ano. O FTP funciona como um *royalty* em óleo.

16) **Tributação:** na concepção original do CPP, a tributação de companhias estrangeiras era feita pela Pertamina, através de sua parcela de óleo-lucro. O esquema teve de ser alterado, após os EUA resolverem que isso não qualificava a companhia a um *tax credit*, sob as leis americanas. Então, as companhias passaram a ser taxadas pelo imposto de renda normal de empresas na Indonésia, igual a 35% do lucro tributável, e um imposto de 20% sobre juros, dividendos e *royalties* após a dedução do imposto de renda.

17) **Valoração do petróleo e gás:** os CPPs da Indonésia usam um preço calculado com base na média mensal de preços *spot* de cinco tipos de petróleo, para o cálculo de recuperação de custos e impostos. O preço do gás é balizado por fatores econômicos relativos ao desenvolvimento do campo de gás.

18) **Obrigações para com o mercado doméstico:** os CPPs contêm várias provisões destinadas a servir ao desenvolvimento econômico doméstico, sendo o abastecimento do mercado doméstico a principal. A quantidade total de suprimento é calculada através de uma fórmula complexa; a quantidade que cada companhia oferece varia segundo seu volume de produção, mas não excede 25% da produção total da área do contrato.

19) **Treinamento, emprego e preferência:** o contratado tem obrigação de preparar e executar planos e programas de educação e treinamento industrial para todos os postos de trabalho relativos às operações. Custos e despesas são incluídos como custos operacionais. Cerca de 6.000 nacionais

são empregados atualmente pelas companhias contratadas, constituindo 84% da mão-de-obra empregada por elas. Bens e serviços locais também têm preferência, desde que em condições competitivas.

20) **Arbitragem de disputas:** todos os contratos têm uma cláusula padrão de arbitragem, que envolve três etapas. A primeira é de consulta, através de encontros periódicos, para discutir o andamento das operações e empreender todo o empenho para resolver as pendências amigavelmente. A segunda é arbitragem, geralmente *ad hoc*, que pode recorrer em certas instâncias à Câmara de Comércio Internacional (ICC). A terceira é a via judicial, segundo as leis locais.

Em anos recentes, a Pertamina tem introduzido um número de variações contratuais, dentre as quais:

- Acordos de operação conjunta (joint operation agreement);
- Contrato de recuperação ampliada (enhanced oil recovery);
- Contrato de assistência técnica;
- Acordo de empréstimo de petróleo (oil loan agreement);
- Acordo de avaliação técnica (technical evaluation);

Em geral, visam o investimento em áreas marginais ou maduras, com baixo risco de exploração, reservadas para a Pertamina.

5. ACORDOS HÍBRIDOS

As leis de petróleo, e os contratos empregados em vários países, abrangem uma variedade de alternativas para encaminhar os interesses de governos e companhias estrangeiras. Cada alternativa apresenta vantagens e desvantagens e sua seleção é um processo difícil e complexo. Contratos de formatos tradicionais ou "puros", de concessão, partilha da produção (*production-sharing*), ou *joint venture*, vêm se tornando raros, cedendo lugar a contratos que, progressivamente, agregam elementos de várias fórmulas. Desta forma, é possível desenhar um contrato específico, que inclua desde aspectos políticos cruciais a matérias relativas à própria geologia e aos recursos em si, à exploração, às taxas e controle de produção, ao meio ambiente e, evidentemente, às questões financeiras e relativas à apropriação, pelo Estado, da renda econômica advinda da produção. O exemplo mais notável dessa tendência é o contrato composto da China, introduzido com a abertura do país à exploração internacional *offshore*.

Há alguns aspectos de contraste e similaridade entre as políticas chinesa e brasileira de abertura do setor petróleo à cooperação estrangeira. A China começou a desenvolver sua indústria de petróleo em 1949, com a ajuda dos soviéticos (até 1960), e hoje é o 5º produtor mundial de óleo cru e o 4º produtor de derivados. Contudo, antes de alcançar esse *status*, o governo da China se deu conta que 30 anos de experimentação socialista autárquica e isolacionista deram menos resultados que o esperado. A abertura aos investimentos estrangeiros, em 1979, foi decorrente da constatação que o país atingira o limite de sua capacidade técnica e financeira em desenvolvimento de petróleo. O governo concluiu, também, que sua melhor fonte de divisas, para alimentar o programa de modernização seria a exportação de petróleo. Ademais, constatava a baixa produção *per capita* do país, além da necessidade de suprir de energia a economia doméstica.

A China também não tinha legislação de petróleo até 1982, quando o governo promulgou o regulamento para produção *offshore*, seguido, em 1993, de idêntico regulamento para operações em terra. Uma grande quantidade de leis foi promulgada em curto prazo. A legislação estabelece a infraestrutura legal e organizacional para cooperação com firmas estrangeiras. Não obstante, muitos detalhes legais foram deixados para o contrato modelo. Os fundamentos políticos dos regulamentos de produção procuram:

- salvaguardar a soberania nacional sobre os recursos de petróleo e reter controle sobre seu desenvolvimento;
- encorajar investimento estrangeiro em exploração e desenvolvimento de novos recursos, e,
- obter tecnologia avançada, equipamento e experiência gerencial, através da cooperação com companhias estrangeiras, para acelerar o passo da produção do petróleo.

A concepção chinesa dos acordos híbridos foi enormemente influenciada pelos acordos de *joint venture* da Noruega, partilha da produção da Indonésia, e contrato de risco do Brasil. A participação estatal majoritária (50 a 80%) explícita nos consórcios noruegueses, parece acomodar o objetivo chinês de controlar os empreendimentos. Os CPPs contêm um esquema de pagamento em óleo, adequado para as necessidades cambiais da China. O modelo do CR satisfaz as necessidades de controle da produção e administração conjunta. Na China, esse tipo de contrato também tem recebido designações de "contrato de risco", "contrato de risco partilhado" ou mesmo "contrato de partilha da produção". Recentemente, tem havido consenso em chamá-lo "contrato composto". O termo "híbrido" refere-se a uma mistura de vários protótipos de acordos de petróleo. Os primeiros contratos compostos foram assinados em 1980, entre as estatais chinesas CNOOC e CNPC, e a JNOC, Elf e CFP/Total. Um contrato modelo foi apresentado em 1982, e vem sendo ajustado segundo as circunstâncias, no sentido de tornar os seus termos mais atraentes e incentivadores. Isso inclui redução de *royalty* e isenção, transferência de obrigações de sondagem, recuperação de custo acelerada etc.⁶³

5.1 Aspectos essenciais dos contratos híbridos

O atual contrato modelo da China consiste de 30 artigos e três anexos, com aproximadamente 100 páginas, que especificam os termos e condições de cooperação entre as duas companhias estatais de petróleo e as companhias estrangeiras. A maioria dos termos não é negociável, e apenas três pontos principais são abertos a propostas: o programa de trabalho e investimento; o fator X, que determina as percentagens da produção que uma companhia recebe como lucro, e outras contribuições. As propostas vencedoras são escolhidas discricionariamente. Além desses procedimentos de licitação pública, as companhias interessadas em algum bloco dentro das áreas abertas para cooperação podem apresentar propostas de negociação a qualquer tempo, referidas como acordos bilaterais.

A China considera seus acordos individuais de petróleo confidenciais, e proíbe a sua publicação. Contudo, os termos de várias licitações têm sido publicados pela editora Barrows Company, e os aspectos essenciais dos acordos híbridos são resumidos a seguir⁶⁴.

1) Bônus de assinatura: todos os contratos requerem um bônus de assinatura padrão de US\$1 milhão, pago em três parcelas, quando da assinatura (¼), quando da decisão de executar a primeira sondagem (¼), e na aprovação do plano de desenvolvimento (½). Tais bônus constituem encargos iniciais pesados e desincentivam a exploração.

2) Propriedade do recurso e objetivo do contrato: o petróleo encontrado dentro da jurisdição nacional é propriedade do Estado. As companhias estatais CNOOC e CNPC gozam do exclusivo direito de exploração e produção. A contratada concorda em fornecer todos os recursos financeiros, tecnologia e experiência administrativa para cooperar com as estatais no empreendimento, e pode recuperar o investimento e receber remuneração, a partir da produção de petróleo obtida.

3) Área de contrato: não tem havido limitação de tamanho de área de contrato ou de número de blocos retidos por um

contratado. Áreas de contrato podem ser classificadas em áreas para levantamentos e estudos, que variam de 120 km² a 188.000 km², e áreas de exploração, que variam de 24 km² a 27.000 km².

4) Vigência do contrato: os contratos estabelecem períodos para exploração, desenvolvimento e produção, que correspondem a direitos e responsabilidades distintos para as partes. O período de exploração consiste de três fases, que perfazem 7 anos (*offshore*) ou 8 anos (*onshore*), e podem ser prorrogáveis. O período de desenvolvimento varia em cada caso, e pode ser de 8 a 12 anos. O período de produção é de 15 anos, e pode ser prorrogado. A duração total não deve ser mais de 30 anos.

5) Devolução (*relinquishment*): é obrigatória a devolução de uma certa parte da área de contrato, quando da finalização de cada fase do período de exploração. Em áreas *offshore*, a devolução é de 25%, após a primeira e a segunda fase; o restante da área, exceto áreas de desenvolvimento e produção, é descartado após a terceira fase. Em terra, a devolução é de 40% após a primeira fase e 50% após a segunda; o restante, que não estiver em desenvolvimento ou produção, é devolvido após a terceira fase. O contratado tem o direito de se retirar do acordo após completar cada fase.

6) Programa de trabalho e investimento em exploração: o programa mínimo é ponto chave em qualquer contrato, pois constitui os reais riscos e obrigações do contratado. O contrato híbrido estabelece quesitos extraordinariamente detalhados sobre esta cláusula, a serem cumpridos em cada fase, pertinentes a realização de levantamentos sísmicos e sondagens *wildcats*, dentro de certos prazos. Contudo, tem havido uma tendência à liberalização das obrigações, para reduzir riscos e encorajar investimento.

7) Opção de sísmica e sondagem: sob os termos dessa opção, a primeira fase do período de exploração é dividida em duas subfases. Na primeira sub-fase, a contratada é solicitada apenas a completar as linhas sísmicas especificadas, sem obrigação de sondagem. Ao fim desta subfase, a contratada

pode ingressar na segunda fase ou encerrar o contrato. Além disso, ao fim da primeira ou da segunda sub-fases, o contratado tem opção de conduzir operações de avaliação e/ou de desenvolvimento (o que representa na prática uma opção de sondagem), ou terminar o contrato. Essas opções reduzem os riscos e custos iniciais de exploração em áreas de fronteira.

8) Provisões administrativas: como em uma típica *joint venture*, a estatal CNOOC é "carregada" pela contratada ao longo do período de exploração. Ocorrida uma descoberta comercial, feita a avaliação e tomada a decisão de desenvolvimento, a estatal tem o direito de participar com até 51% de capital. Custos de desenvolvimento são repartidos entre os sócios, na proporção de sua participação. A *joint venture* é administrada por um Comitê de Administração Conjunta (*Joint Management Committee-JMC*) composto de um a três representantes de ambas as partes. As decisões - operacionais dia a dia, planejamento e orçamento - são tomadas por unanimidade através de consulta (em vez de voto), baseadas no princípio do benefício mútuo.

9) Programa e orçamento de trabalho: o contratado é obrigado a submeter ao comitê de administração, para revisão e aprovação, um programa anual de trabalho e orçamento, que deve ser obedecido.

10) Avaliação e determinação de comercialidade: se não houver tempo suficiente para completar a avaliação (dentro do período de exploração), há provisão para extensão do período. Um relatório detalhado de avaliação, incluindo o programa geral de desenvolvimento, é exigido. Caso o contratado considerar que a descoberta não tem valor comercial, isso significa desistência de seus direitos de participar do desenvolvimento do campo. Caso oposto, se a estatal considerar a descoberta sem valor comercial, o contratado pode desenvolvê-la por sua conta e risco.

11) Recuperação do custo e alocação da produção:

- período de produção de 15 anos começa quando um total acumulado de 100.000 t de óleo, ou 100 milhões m³

de gás, forem produzidos segundo os procedimentos normais. Todos os custos incorridos por ambas as partes são recuperáveis a partir desse ponto. O contrato híbrido fornece uma fórmula elaborada e complexa para a alocação da produção durante cada ano.

Produção anual bruta	100,0%
Taxa especial	5,0%
<i>Royalty</i>	00,0 a 12,5%
Óleo para recuperação de custo	50,0 a 62,5%
1) custos operacionais	12,5%
2) óleo p/ recuperação invest.	37,5 a 50,0%
2.1) custo explor.contratado	
a) Contratado	100,0%
b) CNOOC	00,0%
2.2) Custo desenvolvimento:	
a) CNOOC	51,0%
b) Contratado	49,0%
Óleo restante (OR = <i>profit oil</i>)	32,5%
1) Parte do governo	OR/(1-X)
2) Óleo restante alocável	OR(X):
a) CNOOC	51,0%
b) Contratado	49,0%

12) O fator X: o fator X é próprio do contrato híbrido e é usado para determinar o rateio do "óleo restante", entre o governo da China e o contratado. É definido como um multiplicador decimal, variando de 1 a 0,1 do *profit oil* que aumenta a parte do governo pelo recíproco do fator. Cada contratado propõe um conjunto de fatores X, que variam segundo incrementos específicos da produção adicional diária. Cada campo tem um fator X que opera em proporção inversa do nível de produção, isto é, a porcentagem de óleo alocável diminui enquanto a produção aumenta. O fator X é um incentivo à economia de custos, a fim de proporcionar mais *profit oil*, encoraja o desenvolvimento de campos menores ou marginais, e limita os lucros extraordinários que poderiam ser obtidos pelo

contratado em campos gigantes. Aproximadamente três quartos do óleo restante ficam com o governo.

13) **Royalty:** a China tem flexibilizado e reduzido a aplicação do *royalty* ao ponto de isenção, para encorajar a exploração. Campos com pico de produção abaixo de 7,33 milhões de barris por ano (*offshore*) e 366.500 barris (*onshore*) são isentos. Os demais, pagam de 0 a 8%, segundo a escala de produção. A cobrança de *royalty* é vista como um aspecto dos acordos de concessão dentro do sistema híbrido.

14) **Tributação:** imposto de renda de 33%. É permitida a consolidação de custos, e deduções de perdas em exploração, acumuladas por até dez anos. A filosofia do sistema é partilhar o risco através da cobrança de menos imposto de renda. Há um imposto industrial *Consolidated Industrial and Commercial Tax* correspondente a 5% sobre a produção anual, pagos em óleo. Obrigações alfandegárias e CICT inexistem para a importação de bens utilizados nas atividades *offshore*.

15) **Valoração do petróleo bruto:** o preço FOB baseia-se no preço em vigor no mercado internacional. Negociação e compromisso são os aspectos mais notáveis do sistema chinês de valoração de óleo.

Outras cláusulas requerem que os contratados dêem preferência ao emprego de pessoal chinês, bem como aquisição de equipamentos, materiais e serviços na China, se preços e qualidades forem competitivos. Treinamento e transferência de tecnologia é uma cláusula correlata, também aplicada, mas com vários problemas de implementação e insucesso. A propriedade dos ativos cujo custo tiver sido recuperado, bem como dos dados obtidos no decorrer dos trabalhos, é da companhia estatal CNOOC. Seguro e confidencialidade são obrigatórios. A transferência de direitos e obrigações contratuais é permitida, desde que haja concordância da CNOOC e garantias de desempenho. Há ainda cláusulas de consulta e arbitragem, mas dá-se preferência à consulta e conciliação amigável.

6. ACORDOS DE PARTICIPAÇÃO

Os acordos de participação não constituem um tipo diferente de acordo de petróleo, mas simples associação entre a companhia estatal e outra companhia de petróleo, usualmente dentro do contexto de um acordo de concessão. O primeiro acordo de participação foi estabelecido entre as estatais iraniana NIOC e italiana AGIP, que incorporaram uma companhia na qual cada sócio tinha uma parte do capital. Aquela *joint company* era a operadora e dona do petróleo descoberto, mas apenas a AGIP fornecia o capital de risco. Depois, raramente esse tipo de incorporação foi usado como veículo de participação do governo, por causa da falta de flexibilidade do modo de operação, além de outros complicadores: A apropriação do petróleo produzido, que era feita pela *joint company*, e não pelos sócios os problemas associados com a divisão dos lucros e as regras contábeis e de balanço. Na década de 70, as *joint ventures* adquiriram impulso, com alguns governos forçando a sua participação, em algumas concessões no Oriente Médio. Porém, muito antes disso, há mais de um século, a indústria de petróleo nos EUA já presenciava a organização de vários tipos de consórcios, desenhados para alcançar um ou mais dos objetivos de: levantar capital; diluir riscos, permitindo ao investidor participar de mais de um empreendimento; obter tecnologia ou equipamento necessário e garantir aquisição de petróleo cru para refinarias próprias.⁶⁵

Atualmente, na maioria dos acordos de concessão, há cláusulas para participação acionária do governo ou de sua companhia. Os exemplos de participação do governo variam: Há a clássica licença ou acordo de concessão, com um acordo de participação em separado e mandatário, como na Noruega; o acordo de concessão com cláusula de participação opcional em um único documento, como encontrado em países do Oriente Médio; o acordo híbrido, como na China; o acordo similar à concessão, usado na Colômbia, onde a participação é imprescindível. A participação permite ao governo exercer controle mais eficiente das operações, no seu âmago. Também resulta em um acréscimo de sua parcela de produção. Os governos

têm utilizado uma variedade de formas e extensões de participação, por exemplo, participação fixa, participação gradativa e participação opcional. Além disso, a participação pode ser imediata ou adiada.⁶⁶

6.1 Aspectos essenciais dos acordos de *joint venture* da Noruega

Embora a participação estatal possa ser exercida dentro do contexto de qualquer acordo de petróleo, a melhor base legal para ela é o acordo de concessão.⁶⁷ A implementação dessa participação é feita através de um instrumento legal chamado Acordo de Operação Conjunta (*Joint Operating Agreement - JOA*). O JOA tem duas funções principais:

- 1) estabelecer a base para a divisão de direitos e responsabilidades entre os membros, e
- 2) fornecer os critérios de condução das operações.

Na Noruega, segundo os termos do Decreto Real de 8/12/1972, o Ministro de Petróleo e Energia detém a autoridade para outorgar uma licença de produção conjunta para a Statoil (a companhia estatal norueguesa de petróleo) e uma companhia (ou grupo) de petróleo estrangeira. Aquela licença dá ao empreendedor direitos exclusivos de exploração e produção de depósitos de petróleo na área licenciada, segundo os termos do acordo. Ademais, a licença instrui, *inter alia*, que os licenciados são obrigados a executar, dentro de trinta dias da outorga da licença, um "acordo de exploração e produção" sobre o bloco referido, segundo um modelo anexado à licença. Aquele é, de fato, um Acordo de Operação Conjunta (*joint operating agreement - JOA*), que conduzirá uma *joint venture* entre os participantes. O acordo de *joint venture* da Noruega estabelece inicialmente as respectivas participações de 50% de cada lado. Depois, esclarece que a participação da Statoil subirá para 51% após a descoberta comercial. Antes desse evento, a Statoil participa na base de *carried interest*, isto é, ela é "carregada" pelo(s) outro(s) membro(s); depois, assim como o(s) outro(s) membro(s), ela tem de contribuir com os custos de desenvolvimento e de produção, e é entitulada a 51% da produção. Além disso, à medida que a produção aumenta, ou um novo campo é

descoberto, a Statoil pode aumentar a proporção de sua participação.⁶⁸

Como em todo JOA, um comitê de administração é constituído pelos membros, para administrar e supervisionar as operações confiadas ao operador. O comitê de administração é o órgão supremo do consórcio. Cada membro aponta um representante e um substituto. O presidente é um representante do operador. O operador conduz os trabalhos segundo as decisões do comitê. O operador pode ser qualquer um dos membros mas, geralmente, é o membro majoritário na concessão. Contudo, a partir da participação majoritária do Estado, tal como acontece nos países membros da OPEP e na Noruega, o operador passa a ser um dos membros minoritários. As resoluções são adotadas por votação, geralmente por maioria simples, a não ser em aprovações de orçamentos, decisões de execução de unificação (*unitization*), decisões básicas sobre o projeto, substituição do operador, e devolução de áreas. O JOA requer que cada membro (com exceção, às vezes, da estatal) pague ao operador a sua parcela de custos das obrigações de trabalho, incluindo despesas e custos de capital. Na Noruega, o operador deve submeter, até julho de cada ano, ao comitê de administração, um programa de trabalho preliminar e estimativas orçamentárias para as operações e investimentos no ano subsequente, e orçamentos para os investimentos nos três anos seguintes e para todo o período de investimento. O operador fornece informações sobre as bases e premissas do orçamento. Até dezembro do mesmo ano, o comitê deve aprovar as propostas. O objetivo do processo é determinar as chamadas de capital (*cash calls*) necessárias para executar o programa.⁶⁹

Dada a incerteza inicial sobre os campos de petróleo que possam vir a ser encontrados na área de concessão, o tamanho da área, diferenças na interpretação de informações obtidas durante a exploração, e questões de futura disponibilidade de recursos financeiros, os participantes usualmente não se dispõem a compromissos de operação de longo prazo. Como resultado, o JOA reserva aos membros o direito de decidir sua participação, ou não, em muitas operações, à medida em que estas são propostas, durante a vigência da concessão. Essa

abertura ocorre sob a cláusula de "operações de exclusivo risco" (*sole risk operations*), permitindo aos dissidentes evitar a sua participação em um projeto aprovado pelo comitê. O acordo modelo da 11ª rodada de concessões da Noruega, em 1987, especificava as atividades que poderiam ser executadas *on sole risk*:

- levantamentos e testes geológicos, geofísicos e estratigráficos;
- sondagem exploratória, retomada de sondagem exploratória, sondagem feita para estimar reservas, em conexão com unificação;
- sondagem profunda, sondagem direcional ou teste de zonas já atravessadas por sondagem exploratória, e
- avaliação adicional de um depósito compreendido em um plano de desenvolvimento.

As propostas relativas aos *sole risk projects* devem ser submetidas aos membros do consórcio, com descrição detalhada do trabalho a ser executado, junto com um orçamento. Se os membros interessados em participar constituírem maioria, o projeto torna-se um projeto do consórcio. Do contrário, o projeto deve ser executado por conta e risco dos membros minoritários. Em compensação, os dados e informações são exclusivos dos membros participantes e, se o projeto resultar em aumento de produção, esta é apropriada exclusivamente pelos membros participantes. Da mesma forma, se o *sole risk project* resulta na descoberta de estruturas geológicas ou depósitos que os demais membros estiverem dispostos a sondar, ou desenvolver, eles são obrigados a pagar aos responsáveis pelo *sole risk project*, um mil por cento da sua cota parte de custos.⁷⁰

Cada membro tem o direito e obrigação de dispor de parte da produção proporcional a sua participação. Um programa de produção é especificado para cada ano. O JOA da Noruega estabelece que, em situações específicas, tais como má conduta deliberada, ou negligência, resultando em perdas financeiras para os membros, o operador pode ser destituído imediatamente.⁷¹

7. A TRIBUTAÇÃO NOS ACORDOS DE PETRÓLEO

O âmago da questão dos acordos de petróleo, fonte constante de conflitos entre as partes contratantes, é a partilha das receitas geradas pelo empreendimento. A produção de petróleo pode gerar uma renda econômica substancial, cuja apropriação tem sido o principal objetivo dos governos. A renda econômica é o excedente de receita do investimento, após a dedução dos custos econômicos totais, inclusive a taxa mínima de retorno aceitável pela companhia.

Sob a ótica do governo, às companhias petrolíferas estrangeiras estariam restritos os rendimentos necessários para remunerar o capital empregado nas atividades de exploração, desenvolvimento, produção e operação. Por outro lado, as companhias de petróleo internacionais, tipicamente, esperam auferir substancialmente mais do que uma taxa normal de retorno sobre o capital investido e em pagamento pelos serviços. Elas se vêem como investidoras de capital de risco e, portanto, credenciadas a uma substancial taxa de retorno sobre o investimento. Assim, uma campanha de exploração de alto risco, e baixa probabilidade de sucesso, precisa ser estimulada por condições contratuais generosas em caso de descoberta. A perspectiva das companhias de petróleo e de mineração, ao aceitar o risco, é que o insucesso financeiro de um ou mais projetos possa ser compensado pelo retorno substantivo de outros projetos bem sucedidos.⁷² Assim, a tributação torna-se uma questão complicada de resolver, dadas as dificuldades de definir uma taxa de imposto efetiva, bem como prever seu impacto na taxa de retorno do investimento, estando ambos sujeitos aos riscos e probabilidades de sucesso do programa exploratório. Tipicamente, as companhias de petróleo avaliam e comparam o valor presente líquido esperado de seus projetos de exploração, com base nas análises dos respectivos fluxos de caixa ponderados pelas probabilidades de sucesso de cada área.⁷³

Um regime fiscal desenhado para a atividade de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo, desejavelmente, deve atender aos seguintes pressupostos:

- satisfazer os requisitos cruciais do governo, atrair companhias para a exploração e manter a atividade; maximizar o desenvolvimento das jazidas e produzir ganhos aceitáveis, e
- satisfazer os requisitos cruciais dos investidores, recuperar totalmente os custos e permitir lucro razoável.

Ademais, para ser funcional e bom para ambas as partes, o regime fiscal deve possuir as seguintes características:⁷⁴

- ser simples e direto;
- conter termos transparentes;
- ser intrinsecamente flexível;
- ser estável;
- ser de impacto previsível;
- ser tributariamente neutro;
- maximizar eficiência;
- minimizar carga tributária inicial;
- produzir alguma receita governamental inicial;
- produzir ganho geral razoável;
- ser progressivo;
- admitir o mínimo de intervenção discricionária, e
- evitar vazamento de tributo.

Comparações entre regimes fiscais devem considerar todos os fatores pertinentes aos contratos, dadas as amplas diferenças de prospectividade geológica (subjéctiva e objectiva) ou risco geológico, e ambiente económico de produção, desde operações de baixo custo *onshore* a operações de alto custo *offshore*. Assim, um pacote fiscal, perfeitamente adequado para

um país produtor ou bacia produtora, pode se provar inadequado para outro país ou bacia ainda não produtores.

7.1 Regime fiscal dos acordos de concessão

Os instrumentos fiscais comumente utilizados nos acordos de concessão constam de:

- Bônus (de assinatura e de produção)
- Taxa de ocupação (*rentals*)
- *Royalty*
- Imposto de renda
- Partilha de lucros extraordinários
- Participação do governo

Do ponto de vista económico, esses instrumentos fiscais devem ser desenhados com vistas a:

- aumentar a rentabilidade dos campos de petróleo marginais, a fim de induzir a companhia de petróleo a procurar e desenvolver tais descobertas, e
- capturar parte dos lucros excedentes, em caso de descobertas de campos grandes e lucrativos, ou de condições favoráveis de mercado, sem desincentivar a companhia de petróleo.

Isso implica a necessidade de incorporação de flexibilidade e progressividade aos instrumentos e contratos, a fim de assegurar a inviolabilidade, e prevenir o risco de renegociação, de um contrato já assinado.⁷⁵

Bônus: os bônus de assinatura são devidos quando da assinatura de um contrato ou da outorga de uma concessão ou licença. Os bônus de produção são devidos quando da descoberta de petróleo e durante a fase de produção. Há três processos para se determinar o valor do bônus de assinatura:

- 1) concorrência pública (*bidding*);
- 2) negociação bilateral, e
- 3) definição do valor do bônus em legislação.

A principal finalidade do sistema de *bonus bidding* é alocar a licença ou concessão à proposta mais alta. Isso permite uma justa e competitiva alocação de áreas e, segundo alguns estudiosos, é o melhor sistema de apropriação da renda econômica do petróleo.⁷⁶ Entretanto, não é um sistema efetivo para capturar lucros extraordinários (*windfall profits*). Este sistema é usado nos EUA, para alocação de áreas federais para a exploração de petróleo. O governo dos EUA adota um criterioso procedimento para avaliação de áreas (*tract evaluation procedures*) e aceitação de propostas. O sistema de negociação de bônus tem como objetivo recuperar os custos governamentais decorrentes do processo de negociação e assegurar pelo menos alguma receita ao governo. São encontrados frequentemente em contratos de partilha da produção e contratos de *joint ventures*. O bônus definido em legislação tem como finalidade desencorajar a especulação de áreas. Esse sistema é aplicado na Holanda.⁷⁷

Taxa de ocupação: a cobrança de taxas de ocupação de áreas (*rentals*) serve a duas finalidades:

- proporcionar receita para o governo tocar a administração do setor de petróleo, particularmente em relação às áreas não produtoras, e
- estimular a devolução voluntária de áreas.

Usualmente, são pagamentos anuais, estabelecidos em legislação. Inúmeros países adotam esse instrumento.⁷⁸

Para as companhias, tanto o bônus como o *rental* representam perdas, se não houver descoberta de petróleo.

Royalty: os modos de repartir as receitas entre governos e companhias, em um acordo de concessão, são baseados ou na

renda, ou na produção. A origem dos pagamentos baseados na produção reside na convicção de que eles são decorrentes do privilégio de usar ou desenvolver um recurso natural não-renovável. Na maioria dos países, o domínio dos recursos e reservas petrolíferas é do Estado, e o *royalty* é a forma mais comum de pagamento baseado nos direitos de produção. Desta forma, o *royalty* não é considerado um imposto, e sim uma participação, ou renda. Por outro lado, há quem o considere realmente um imposto, pois ele somente é pago após a descoberta de petróleo.⁷⁹ Algumas vantagens do *royalty*, como fonte de receita para o governo, são as seguintes:

- royalties são pagos desde o início da produção;
- royalties são mais fáceis de monitorar e controlar do que o pagamento de impostos e
- royalties são independentes da lucratividade da produção.⁸⁰

Obviamente, seu pagamento pode se transformar em uma carga pesada para a concessionária. Ademais, os *royalties* são particularmente pesados para as companhias estrangeiras pois, por não serem equiparados ao imposto de renda, geralmente não constituem créditos de impostos no país de jurisdição da companhia.⁸¹

A taxa de *royalty* em geral é fixa (*flat*) e igual a 12,5% do valor do óleo ou gás produzido, e o governo exerce a opção de receber em "*kind*" ou "*cash*". No Reino Unido, eram cobrados à taxa de 12,5%, mas sua cobrança foi abolida para campos novos desenvolvidos a partir de 1982. Na Noruega, variavam entre 8% e 16%, mas foram abolidos em 1986. Na Colômbia, a taxa é 20%. Na maioria dos países, o *royalty* é calculado com base no valor justo do óleo no mercado.

Por serem regressivos, os *royalties* apresentam problemas e desestimulam a extração de petróleo em campos economicamente marginais ou em final de produção: Quanto maior a taxa de *royalties*, menor é o incentivo para desenvolver

campos marginais, e maior é o estímulo para abandonar a produção prematuramente. Este ponto é ilustrado a seguir, para três categorias de campos de petróleo.⁶²

	Campo Pequeno	Campo Médio	Campo Grande
Receita bruta	10	30	100
Custos	5	10	20
Renda econômica	5	20	80
Royalty @ 10%	1	3	10
Participação do governo	20%	15%	12,5%

Em muitos países, têm sido criados vários métodos para evitar os efeitos distorcidos dos *royalties* altos e fixos. Um deles é a escala móvel, que permite o ajuste progressivo ou regressivo da taxa de *royalty*, quando a produção aumenta ou diminui. Há várias possibilidades de aplicação de uma escala móvel de *royalties*.⁶³ Uma abordagem desse tipo foi introduzida pela Noruega, no Decreto Real de 1972. Quando a produção de um campo alcança uma certa média diária, sobre um período de trinta dias, aplicam-se as seguintes taxas à produção total:

Produção média alcançada (barris/dia)	Royalty (%)
< 40.000	8
40.000	10
100.000	12
225.000	14
350.000	16

Porém, uma legítima escala móvel deve se aplicar sobre incrementos ou faixas de produção. A França introduziu, em 1981, incentivos a novas descobertas, com a seguinte escala:

Incrementos de Produção	Produção anterior a 1980 (%)	Produção nova (%)
Óleo cru (b/d)		
de 0 a 1.000	8	0
de 1.000 a 2.000	14	6
de 2.000 a 6.000	17	9
mais de 6.000	20	12
Gás natural (Mm³)		
de 0 a 300	0	0
mais de 300	20	5

Além da taxa de *royalty* em si, o critério de cálculo do pagamento também é significativo. Há quatro possibilidades para determinar o ponto onde devem ser aplicados os *royalties*: no reservatório, como é praticado na Holanda; na cabeça do poço, (conhecida como "árvore de Natal") ou na válvula mais próxima do poço em questão; fora do campo ou no ponto de embarque da área de produção, antes da linha tronco, e no ponto de exportação ou de entrega, quando o *royalty* é calculado na base FOB, sem qualquer dedução de custos de transporte. A maioria dos países produtores tem adotado o quarto critério, porque é o mais simples, especialmente para produção *offshore*, onde o cálculo de deduções é motivo de prolongadas discussões.⁶⁴

O tratamento reconhecido aos *royalties*, em relação ao cálculo do imposto de renda, usualmente é crítico para a alocação de receitas. O *royalty* pode ser dedutível no cálculo do imposto de renda, pode ser creditado contra ele, ou nenhuma coisa nem outra.⁶⁵

Imposto de Renda: O IR e outros pagamentos baseados na lucratividade propiciam as maiores fontes de receita governamental, na maioria dos acordos de petróleo modernos. Porém, pelo fato dos abatimentos e deduções, de custos e despesas, amortização e depreciação serem elevados, pode haver um longo período entre o início da produção e o pagamento do imposto.

Dado que o IR é cobrado ao nível da empresa, isto significa que ele constitui um instrumento fiscal muito diferente de outros tributos que incidem sobre as receitas de poços, campos ou áreas. A receita bruta da empresa geralmente é baseada nos preços internacionais de mercado, determinada no ponto de venda, da produção bruta do poço ou campo, menos as deduções aprovadas, como queima ou reinjeção de gás. Em geral, todos os pagamentos ao governo (federal, estadual e municipal) podem ser abatidos da receita bruta. Todos os custos operacionais do ano-base podem ser abatidos integralmente, enquanto as deduções de custos de capital devem ser feitas ao longo de um período, segundo a legislação do IR de empresas.⁸⁶

A receita tributável é tipicamente calculada assim:

Receita bruta	100
menos:	
Participações governamentais (<i>royalties, rentals etc.</i>)	20
Custos operacionais	15
Depreciação	20
Juros de empréstimos	7
Perdas em exercícios anteriores	8
Receita tributável	30
Imposto de renda @ 40%	12
Receita líquida	18

A monitoração e controle de custos e despesas não é tarefa fácil para o departamento de receitas do governo, porque geralmente as operações são muito complexas e envolvem transferência de preços, bens e serviços entre afiliadas em diversos países. Como proteção, certos contratos colocam limites ao pagamento de juros, taxas de administração e *overhead*, taxas de transferência de tecnologia, serviços e suprimentos.⁸⁷

Muitos países produtores têm adotado uma legislação tributária especial para o petróleo, visando especificamente tanto a apropriação de parte dos lucros extraordinários das empresas,

como os abatimentos, deduções e créditos de impostos. Alguns regimes fiscais admitem diferentes níveis e possibilidades de consolidação das receitas e despesas das companhias, para finalidades tributárias. Um dispositivo de utilização muito disseminada, designado como *ring-fence*, impede que os lucros oriundos da produção de um campo ou da área do contrato, sejam reduzidos por custos e prejuízos advindos da exploração em outros campos ou áreas, ou de outras atividades. Por outro lado, a inexistência de *ring-fence*, serve de incentivo à exploração. Em outros sistemas fiscais, as despesas de exploração podem ser abatidas, parcial ou totalmente, de qualquer receita, uma vez estabelecida a produção lucrativa inicial. Desse modo, uma companhia pode reduzir seus encargos tributários através do investimento em exploração, o que tem importante impacto na sua atitude face ao risco exploratório. Se um governo propicia, por exemplo, um incentivo fiscal para sondagens exploratórias, permitindo dar baixa de todas as despesas exploratórias, esse governo está essencialmente compartilhando o risco geológico. Esse efeito, chamado por Van Meurs, de *entrapment effect*, pois "prende" a atividade exploratória em certas áreas com produção já estabelecida, tem sério impacto negativo sobre a competitividade de países interessados em atrair companhias de petróleo. Um efeito indesejável desse tipo de regime fiscal, que permite a baixa irrestrita de custos e despesas, é que, quanto mais alta a taxa de imposto, mais generoso se torna o crédito para imposto. Isso pode resultar no chamado *gold plating*, que é o expediente de realização de investimentos não econômicos ou desnecessários, ou na indução de práticas de transferência de lucros, por exemplo, da operadora para as prestadoras de serviço.⁸⁸ Para limitar as possibilidades de *overinvestment*, as legislações do Reino Unido e da Dinamarca impuseram *ring-fences* em torno de cada campo de petróleo para fins de aplicação dos impostos especiais sobre petróleo. Na Noruega e na Holanda, conseguiu-se efeito similar pela regulamentação do tempo hábil para exercício das deduções.⁸⁹

Partilha de Lucros Extraordinários: Em muitos países, têm sido aplicados impostos especiais sobre as receitas das companhias de petróleo ou impostos progressivos, destinados a recolher parte do lucro inesperado (*excess or windfall profits*) das companhias, decorrentes da produção de campos extraordinários.

riamente lucrativos, ou de aumentos de preços do petróleo. Abaixo estão alguns exemplos.⁹⁰

Windfall Profits Tax: este imposto foi introduzido nos EUA (onde já foi abolido), a uma alíquota de 40%, em razão dos fortes aumentos de preços da década de 70. Tem sido aplicado na Tailândia e na Malásia. A fórmula é a seguinte:⁹¹

$$WPT = \text{Alíquota} * (\text{MP} - \text{BP}) * (\text{Pro} - \text{Roy}),$$

onde:

MP = preço de mercado;

BP = preço base;

Pro = produção;

Roy = royalty

Petroleum Revenue Tax: este imposto foi aplicado primeiro no Reino Unido, em 1975. A base de cálculo é a receita da produção comercial, menos as parcelas relativas a custos operacionais e royalties, investimentos e certos incentivos. O PRT foi abolido para campos desenvolvidos a partir de 1993. O exemplo abaixo mostra (de modo simplificado) a relação entre o IR (*corporation income tax*), o PRT e royalties, para dois campos de petróleo no Reino Unido.⁹²

	Campo sujeito a royalty	Campo isento de royalty
Receita bruta	100,00	100,00
Royalty @ 12,5%	12,50	00,00
	87,50	100,00
PRT @ 75%	65,63	75,00
Receita tributável	21,87	25,00
IR @ 52%	11,37	13,00
Receita líquida	10,50	12,00
Total arrecadado pelo governo	89,50	88,00

Hydrocarbon Tax: este imposto tem sido aplicado na Noruega e na Dinamarca. Seu cálculo é idêntico ao do IR da empresa, mas, além das deduções normais, ele permite uma dedução adicional (*uplift*) sobre parte dos investimentos de capital. O HT pode ser consolidado (Noruega) ou tem que ser calculado para cada campo (Dinamarca). O IR pode ser deduzido para HT (Dinamarca) ou não (Noruega).⁹³

Additional Profits Tax/Petroleum Resource Rent Tax: mais recentemente, alguns países têm introduzido esquemas de impostos com base na lucratividade real de um projeto. Estes são esquemas de partilha do lucro, baseados na taxa de retorno do fluxo de caixa. Na Austrália, é denominado PRRT. Tais esquemas dotam o governo de um imposto progressivo, que permite a apropriação de parte do fluxo de caixa anual líquido da empresa, gerado em cada campo, segundo as taxas de retorno:

Taxa de retorno	Alíquota de imposto sobre lucro adicional
Inferior a 15%	zero
De 15% a 20%	(A) por cento
De 20% a 25%	(B) por cento
Superior a 25%	(C) por cento

As alíquotas A, B e C são negociáveis. Uma vez que tenha sido alcançado um retorno real (descontada a inflação) acima de uma certa percentagem, sobre todo o fluxo de caixa negativo relativo ao campo e a todas as despesas incorridas na área coberta pelo contrato, o governo é entitulado a (A) uma alíquota (chamada imposto sobre lucro adicional) no fluxo de caixa líquido. Então, o imposto aumenta para as alíquotas (B) e (C), enquanto a companhia recupera todos seus custos e alcança retornos cada vez maiores.⁹⁴ As principais vantagens desse imposto adicional são as seguintes:

- é bem possível para a companhia pagar menos impostos durante os primeiros anos de produção, o que é um incentivo, e reduz o limiar do tamanho de campo que se aceita como descoberta marginal;

- parece ser mais fácil disparar um imposto sobre lucro adicional, que seja baseado na lucratividade, do que usar parâmetros físicos tais como produção diária, e
- em caso de empreendimentos muito lucrativos (descobertas grandes e de baixo custo, ou repentinas elevações de preços, os interesses de longo prazo do governo ficam protegidos através de uma arrecadação (government take) maior, o que também é uma garantia para a intocabilidade dos contratos.

Participação Especial: o projeto de lei de petróleo do MME estabelece que o edital e o contrato de concessão poderão prever que, em caso de grande volume de produção, será devida uma participação especial em escala progressiva (Art.47). Contudo, o texto não prevê participação em eventuais *windfall profits* no caso de oscilações significativas de preços.

Atualmente, as tencências fiscais na indústria mundial de petróleo favorecem as empresas.⁹⁵ Há grande competição internacional para atrair capital e tecnologia das empresas de petróleo. Em simultâneo, os governos melhoram a sua percepção e reconhecimento das características especiais da indústria de petróleo, *offshore* em particular, e em decorrência têm oferecido termos contratuais melhores, ao mesmo tempo em que reduzem um pouco o seu ganho (*take*).⁹⁶ Em face das vantagens e desvantagens dos instrumentos fiscais baseados na produção e na lucralividade, tem havido uma tendência em flexibilizar as regras de aplicações de *royalties*, bem como de combinar os dois sistemas básicos de pagamentos, além da cobrança de outros impostos. Concretamente, isto tem sido traduzido em abrandamento dos *royalties*; taxas de impostos mais baixas, mas incidindo sobre uma base expandida; limites mais elevados de produção tributável; menor participação na produção; bônus menores ou inexistentes. Verifica-se também uma tendência à progressividade da taxaço; tratamento mais equalitário para investidores domésticos e estrangeiros; melhor gestão dos impostos; menor participação estatal. Estas tendências na área fiscal têm sido acompanhadas por desenvolvimentos na área legislativa e contratual, traduzidos em contínua revisão e atualização do arcabouço jurídico;

menos regulamentos e controle sobre a operação das companhias; limitação dos poderes discricionários "absolutos"; regimes mais transparentes, por meio de critérios objetivos para aprovações ou decisões, e agilização dos processos.

8. A QUESTÃO AMBIENTAL NOS ACORDOS DE PETRÓLEO

Em razão da variedade, complexidade e alcance das questões envolvidas na legislação ambiental, a resposta legal aos problemas de poluição e outros danos ambientais, eventualmente decorrentes das atividades abrangidas em um acordo de petróleo, varia entre países, regiões e organizações internacionais, tornando difícil resumir a aplicação da legislação ambiental.

Pelo lado da indústria, os riscos ambientais decorrentes da execução de um acordo de petróleo também variam, segundo a localização da atividade, no mar ou em terra. No mar, há que se distinguir as operações próximas à costa, com suas eventuais restrições de várias naturezas, como proximidade a vias de navegação, portos, ecossistemas sensíveis, mangues e reservas biológicas e pesqueiras, e zonas turísticas, daquelas operações em águas profundas da plataforma continental, por exemplo, e afastadas dos constrangimentos mencionados. Para as atividades em terra importam, na avaliação de impactos e tomada de precauções, o ecossistema local, a população humana e reservas biológicas, fisiografia, vegetação, solo, clima e recursos hídricos. Os impactos, obviamente, dependerão da atividade a ser executada. A etapa de exploração, onde quer que seja executada, implica riscos ambientais limitados, durante a prospecção geológico-geofísica, e riscos que demandam cuidados relativamente maiores, quando se iniciam as sondagens. Estas são atividades que consomem muita água, combustíveis e lubrificantes, além de produtos químicos usados na preparação da lama de perfuração. Todos esses materiais exigem cuidado no armazenamento e disposição, incluindo a lama de sondagem, produzida em grande quantidade, à qual se agrega o material rochoso triturado pela broca, e as águas servidas. Esses problemas tornam-se mais expressivos, e o potencial de acidentes aumenta muito, após a descoberta de petróleo, nas etapas de desenvolvimento e de produção. O próprio objeto da atividade torna-se um motivo de crescente preocupação, à medida que a

produção de petróleo aumenta. Atividades complementares de armazenamento, transporte, instalação de oleodutos, acampamento de pessoal, exigem a ocupação de terrenos e obras de engenharia, construções de infra-estrutura, vias de acesso, enquanto aumenta a probabilidade de ocorrer um vazamento. Recursos hídricos são usados em maior quantidade, bem como produtos químicos. Em áreas virgens ou de florestas, a intervenção torna-se grave, com desmatamentos e danos à biota e às populações nativas, que são desalojadas ou destruídas, enquanto chegam trabalhadores e forasteiros.

Gao (1994) estudou exemplos das principais categorias de acordos de petróleo, para avaliar como as questões ambientais têm sido neles enfrentadas, à luz das novas tendências originadas do conceito de desenvolvimento sustentável. Uma síntese de suas observações é apresentada a seguir. Poucas concessões do início do século trataram da questão ambiental. Uma delas foi a concessão da Irak Petroleum Company, de 1925, que embora coloque explicitamente o problema em um dos artigos, deliberadamente reconhece-a como inevitável, o que, para os padrões da época, é compreensível.

A Tailândia, cujo contrato moderno de concessão foi aqui exemplificado, comete os mesmos pecados ambientais comuns aos países em desenvolvimento que, no propósito de se livrar da pobreza e melhorar a renda e o padrão de vida do seu povo, ignoram os impactos ambientais, por insensibilidade, falta de recursos financeiros e de conhecimento tecnológico. A Lei do Petróleo de 1971 estabelece que o concessionário deve tomar "medidas segundo a boa prática de indústria de petróleo", e prescreve uma multa irrisória em caso de falta. Data de 1979 o contrato de petróleo contendo provisão para um fundo ambiental sob o qual se requer das concessionárias uma quantia em dinheiro, nos três primeiros anos, para a finalidade de proteção ambiental, controle de poluição e sanitização. Uma cláusula de abandono foi introduzida em contrato em 1981, sob a qual é requerida a remoção de estruturas de produção e reconstituição das áreas *offshore* do golfo da Tailândia à sua condição original, tanto quanto possível. No mais, o sistema de concessão tailandês não exige atitude de precaução ou antecipação, nem medidas preventivas. Até mesmo a

penalidade (US\$3.900) estabelecida pela Lei do Petróleo sugere uma atitude informal a respeito da responsabilidade ambiental. O fundo ambiental parece estar sendo usado mais como gerador de divisas do que aplicado seriamente a questões ambientais. Quanto à remoção das estruturas de exploração e produção, o custo acaba sendo do governo, pois as companhias podem abatê-lo dos impostos. Em relação aos regulamentos ambientais nacionais, persiste dúvida se eles se aplicam às concessões, pois não há referência a isso nem nos regulamentos nem nos contratos. Novos termos regulatórios da Lei do Petróleo, introduzidos em 1989, não acrescentaram muito além de uma exigência de seguro cobrindo a operação, o que enfatiza medidas reativas em lugar de proativas e antecipativas, como requerem os recentes desenvolvimentos da lei ambiental internacional.

Na Indonésia, da mesma forma que na Tailândia, os problemas ambientais são produtos diretos do modelo de desenvolvimento baseado na utilização intensiva de recursos naturais, e industrialização para exportação, adotado desde os anos 70. Entretanto, o Ministério do Meio Ambiente só foi estabelecido em 1978, e importantes leis ambientais foram aprovadas na década de 80. Apesar da conscientização do problema, a implementação da política ambiental tem esbarrado na falta de regulamentos; na obscura divisão de responsabilidades entre as agências envolvidas, central e regionais; na política regional de favorecer o desenvolvimento em detrimento do ambiente, visando benefícios imediatos; na escassez de fundos, tecnologia e pessoal capacitado e na concepção ideológica "desenvolvimentista" de ter o direito de controlar e fazer o que bem entender de seus recursos, especialmente as florestas. Dessa forma, os acordos de petróleo de partilha da produção, da Indonésia, têm dado pouco destaque para os impactos sociais e ecológicos das operações. Os contratos não tratam a questão ambiental separadamente, ela é referida apenas de passagem como recomendação para a companhia tomar precauções para prevenir poluição extensiva dos rios e mar. Portanto, não há obrigações traduzidas em termos operacionais, exigências, nem mesmo a menção à legislação ambiental nacional. Os termos frouxos dos contratos têm causado problemas de responsabilidade, pelo abandono de instalações *offshore*, que

já são mais de 300, próximas a rotas de navegação, com custo estimado de remoção de US\$500 milhões. Pelos contratos, todos os equipamentos tornam-se propriedade do governo, uma vez trazidos para o país, o que tira a responsabilidade das companhias. Para Gao (op.cit.), as cláusulas ambientais são deliberadamente frágeis, dado o contexto de urgente necessidade de investimento e desenvolvimento econômico.

A China tem despertado para seus problemas ambientais apenas há poucos anos. Na Conferência ECO-92, no Rio de Janeiro, ela apresentou a tese de que a resolução dos problemas ambientais e de desenvolvimento devem respeitar a independência nacional e a soberania, e também imputou os problemas ambientais aos países desenvolvidos que, portanto, teriam que "pagar a conta da limpeza". Recentemente, a gestão ambiental passou a ter destaque no país, inclusive a relacionada com desenvolvimento de recursos naturais. Entretanto, os recursos destinados a isso são escassos e a situação continua a deteriorar. A legislação chinesa e os contratos híbridos de petróleo contêm substanciais provisões para a proteção ambiental e o contratado é obrigado a:

- providenciar um programa de seguro e responsabilidade contra poluição, incluindo limpeza e extinção de blow-outs;
- preparar e submeter ao comitê de gestão, para revisão e aprovação, os procedimentos de emergência sobre segurança e proteção ambiental, antes do início das operações de petróleo;
- fornecer à corporação estatal (CNOOC) relatórios oportunos sobre segurança, proteção ambiental e acidentes no curso das operações de petróleo;
- evitar qualquer perturbação de recursos pesqueiros, e
- fornecer aos inspetores ambientais da China todas as facilidades e assistência para a execução de suas tarefas.

Finalmente, o artigo sobre Segurança e Proteção Ambiental requer dos contratados empregar compreensivamente seus melhores esforços para prevenir poluição e danos à atmosfera, oceanos, rios, lagos, portos e terra, e aplicar todo o empenho para eliminar prontamente qualquer poluição decorrente da execução de operações de petróleo e minimizar suas consequências. Além das cláusulas contratuais acima, os regulamentos de operações *offshore* de petróleo contêm cláusulas exigindo que as operações sejam executadas em estrita obediência às leis e regulamentos de proteção ambiental da China. Estas contêm uma série de exigências importantes para a proteção ambiental, tais como relatório de impacto ambiental, planos de emergência, padrões de descarga, medidas de proteção de recursos, medidas emergenciais preventivas e de proteção, sanções e responsabilidade criminal contra violações sérias. Em suma, o arcabouço legal para proteção ambiental, introduzido com os contratos híbridos, utiliza uma abordagem de estrita responsabilidade. O sistema adota controles baseados no desempenho e na tecnologia, medidas preventivas e reativas e responsabilidades cívicas e criminais. Todas as exigências legais são claramente expostas em termos mensuráveis. Pode-se dizer que os acordos chineses têm o sistema de proteção ambiental mais completo dentre os acordos de petróleo dos países em desenvolvimento. As companhias de petróleo não recebem bem esses regulamentos, que tendem a constranger a exploração e desenvolvimento. Contudo, essas companhias têm tido pouco sobre o que falar a respeito dos mesmos. Como se sabe, a chave da proteção ambiental está no campo da implementação e vigor, sem os quais as mais completas estipulações sobre proteção ambiental tornam-se inócuas.

O Brasil, a par de outros países em desenvolvimento, tem resistido à tese da imposição de restrições ambientais ao crescimento econômico, com resultados desastrosos. A Constituição de 1988 estabelece cláusulas para a proteção e recuperação ambiental, mas, no cotidiano, a devastação de recursos, principalmente da floresta amazônica, prossegue. Quanto ao aproveitamento do petróleo, a instituição do monopólio parece ter esgotado a necessidade de legislação ambiental regulatória, bem antes do advento das preocupações ambientais que, em decorrência, não têm sido consideradas. Assim, o modelo dos

contratos de risco de 1976 ignora essas questões, apesar da Conferência de Estocolmo sobre o Ambiente Humano ter sido realizada em 1972. Ou, talvez, pela interpretação da Declaração de Estocolmo ao pé da letra, dentro do pragmatismo e autoritarismo dos governos militares. É que, o direito soberano de explorar seus próprios recursos, segundo suas próprias políticas ambientais, dá aos países ampla latitude para o governo avaliar o compromisso entre proteção ambiental e desenvolvimento econômico.⁹⁷ Nos contratos de risco subsequentes foi acrescentado um breve parágrafo exigindo desempenho ambiental cuidadoso e atribuindo a responsabilidade por questões de poluição ambiental ao contratado. A despeito das sucessivas revisões dos termos dos contratos de risco, essa cláusula permaneceu inalterada. Seus termos não tocam em medidas objetivas nem substantivas quanto à precaução e prevenção, limitando-se a obrigações de limpeza da poluição. A exploração de petróleo na Amazônia, sem exigência de avaliação de impactos ambientais, deu margem à destruição de segmentos da floresta, por falta de critérios ambientais oficiais. A própria executora do monopólio, Petrobrás, já foi responsabilizada por vários vazamentos desde 1983.

Concluído este retrospecto, examinemos as tendências atuais de tratamento da questão ambiental nos acordos de petróleo. Hoje, em termos globais, há três áreas que recebem destaque:

- a regulamentação dos procedimentos operacionais, para evitar problemas ambientais durante a exploração, desenvolvimento e produção;
- a atribuição de responsabilidade legal por vazamentos de óleo durante transporte, particularmente em águas navegáveis, e
- a determinação do impacto potencial da crise ambiental global, na demanda e uso de energia no futuro, especialmente entre os países em desenvolvimento, onde as necessidades de uso de energia provavelmente aumentarão rapidamente.⁹⁸

Wälde (1992) observa que, enquanto a cláusula ambiental genérica tradicional, contendo um princípio geral de boa vontade, tende a permanecer nos acordos de petróleo, o escopo e o volume das provisões ambientais aumentaram substancialmente nos últimos anos. Provisões novas e mais específicas incluem:⁹⁹

- restrições à exploração em áreas turísticas;
- obrigação de submeter laudos ambientais independentes;
- obrigação de submeter plano compreensivo de gestão ambiental;
- atribuição de responsabilidades ambientais na organização da companhia operadora;
- obrigação de submeter cauções ou garantias cobrindo a responsabilidade ambiental, e incluir responsabilidade ambiental na cobertura do seguro obrigatório;
- obrigação de realizar auditoria ambiental ou permitir sua promoção pela agência governamental, no sentido de verificar e avaliar práticas e conformidades, e identificar os maiores riscos ambientais e os programas mais efetivos de mitigação de riscos e programas de gestão de desastres, e
- obrigação de recuperar áreas degradadas e esgotadas.

Porém, é prematuro esperar que um acordo de petróleo possa tratar de todas as questões ambientais em detalhe. A melhor providência é assegurar que o acordo obtenha o comprometimento formal da companhia concessionária, e deixe uma abertura através da qual os procedimentos e padrões de proteção e gestão ambiental, aceitos internacionalmente¹⁰⁰, possam vir a ser considerados e incorporados aos contratos. No Reino Unido, o edital de concorrência para a 15ª rodada de licenciamento, em 1994, exigia dos candidatos uma compreen-

siva declaração de política ambiental, onde a companhia devia expor os seus objetivos, o teor de suas preocupações ambientais, a alocação de responsabilidades ambientais na estrutura da administração, a sua filosofia de ação e o método para colocá-la em operação de acordo com a legislação e exigências ambientais do Reino Unido, os arranjos para efetivá-las, treinamento, monitoração, organização, procedimentos para auditoria ambiental etc..¹⁰¹

O projeto de lei do petróleo encaminhado pelo MME faz apenas vaga menção à proteção do meio ambiente (Seção II - Dos princípios e objetivos, Art. 3º, alínea VI), atribuindo à Agência Nacional de Petróleo, a ser criada, as atribuições para implementar políticas de preservação do meio ambiente (Art. 7º, alínea VIII). Diante dessa proposta, o futuro regulamento da lei do petróleo terá a oportunidade de incorporar os preceitos legislativos da atual política nacional do meio ambiente, desde a exigência de estudos de impacto ambiental, passando pela regulamentação dos procedimentos operacionais, pelo estabelecimento de normas, critérios, padrões, e medidas preventivas, até a responsabilização, seguros obrigatórios e auditoria ambiental. A coordenação das agências governamentais e respectivas exigências exigirá atenção do governo, dado o impacto que a excessiva burocratização dos processos relativos à proteção ambiental poderá causar no desenvolvimento da exploração e produção.

9. SÍNTESE DA POLÍTICA DE PETRÓLEO NO BRASIL

9.1 O passado...

O processo de elaboração da política do petróleo no Brasil começa com o início da I Guerra; ganha corpo como projeto de desenvolvimento durante o Estado Novo, com a criação do Conselho Nacional do Petróleo em 1938; culmina em 1953, com o estabelecimento do monopólio de Estado sobre a indústria do petróleo e a criação da Petrobrás. Em 1995, o governo brasileiro modifica a política de ter a Petrobrás como única executora do monopólio estatal.¹⁰²

A primeira concessão mineral no Brasil, mencionando especificamente petróleo, é outorgada em 1864, para a exploração de turfa, petróleo e outros minerais, no estado da Bahia.¹⁰³ No início do século XX, o Estado do Amazonas outorga concessões de enormes extensões de terra a companhias estrangeiras, pelo prazo de 50 anos. Também nessa época, o Presidente Rodrigues Alves contrata o geólogo norte-americano I.C.White para estudar a Bacia do Paraná. Em 1919, o Serviço Geológico e Mineralógico do Brasil, sob a direção de Gonzaga de Campos, começa os trabalhos de sondagens em São Paulo, Alagoas, Bahia e Paraná. Em 1927, o governo do estado de São Paulo contrata o geólogo norte-americano C. Washburne, depois do insucesso de algumas sondagens pioneiras no início do século.

A Câmara dos Deputados conhece a primeira iniciativa parlamentar para definir uma legislação para o petróleo em 1927, quando os indícios de sua existência no país ainda eram vagos. Simões Lopes, deputado pelo Rio Grande do Sul, é encarregado, pela Comissão de Agricultura da Câmara, de estudar o problema. Abordando o tema da legislação do petróleo no mundo, ele faz um relato que mantém sua atualidade no Brasil, setenta anos mais tarde:

"Em se tratando, porém, do petróleo, especialmente nos últimos anos, em que tal produto se tornou de excepcional relevância para defesa e progresso dos povos, não há nenhum país que deixe de resguardar as suas reservas por meio de leis rigorosas, que, sem prejuízo da expansão da indústria, assegurem o controle das minas por parte do Estado.

E, mesmo quando não exista o domínio direto sobre as jazidas, as leis prescrevem limitações ao direito de propriedade, proibindo a venda das minas a estrangeiros, regulamentando o regime de concessões a companhias ou particulares, estatuiendo prazos, regulando a superfície arrendável dos campos petrolíferos e os preços ou contribuições de impostos para os cofres públicos."

Simões Lopes e Marcondes Filho apresentam, em dezembro de 1927, o anteprojeto da lei sobre petróleo que propõe, em resumo, que:

- as jazidas de petróleo não podem "*pertencer a estrangeiros nem ser exploradas por eles*" (Art.2);
- o governo Federal pode expropriar "*todo jazimento particular*", quando isto for conveniente aos "*interesses nacionais*" (Art.5);
- ninguém pode "*explorar jazidas de petróleo sem autorização expressa do governo Federal*" (Art.14);
- essa autorização prevê um "*prazo improrrogável*" de seis meses para a primeira sondagem e de cinco anos para a conclusão de todas as pesquisas (Art.8);
- o desrespeito a esses prazos fatais habilita o governo a "*fazer uso das terras para a pesquisa*".

Alguns anos mais tarde, o governo Provisório de Getúlio Vargas edita o Decreto nº 20.799 de 16/12/31, fixando normas para a autorização, pelo governo Federal, de pesquisa e lavra de jazidas minerais, inclusive petróleo, em todo o território da República. Nenhuma iniciativa pode ser tomada a não ser com uma autorização federal prévia. Esses preceitos são consolidados em 1934, com a promulgação da nova

Constituição e do primeiro Código de Minas. As autorizações para a pesquisa de petróleo em todo o país passam para a esfera de competência do Departamento Nacional da Produção Mineral, autarquia criada para executar a política mineral.

Em 1937, o Presidente Vargas instaura o Estado Novo, com apoio do Exército. No início de 1938, o Exército pede a atenção do Conselho Superior de Segurança Nacional para o problema do consumo interno de petróleo, agravado pelos prenúncios da II Guerra Mundial e pela expansão da rede rodoviária, e sugere que o Conselho Federal do Comércio Exterior (também criado em 1934) estude e proponha para o problema, "solução consentânea aos interesses da economia e da defesa nacionais". Nas reuniões do CFCE, atua como relator da matéria, Fleury da Rocha, ex-chefe do Serviço Geológico e Mineralógico, co-autor do Código de Minas e, depois, diretor-geral do DNPM. O projeto do que seria o Conselho Nacional do Petróleo é elaborado nessas reuniões.

As providências não tardam. Já em 11/3/38, o Decreto-Lei nº 366 incorpora ao Código de Minas novo título, em que institui o regime legal das jazidas de petróleo e gases naturais, rochas betuminosas e pirobetuminosas. Prevê, também, a constituição das reservas de zonas e áreas petrolíferas, e anula qualquer pretensão, ato ou concessão existente sobre as jazidas de petróleo e gases naturais. A seguir, em 29/4/38, é expedido o Decreto-Lei nº 395 que:

"Declara de utilidade pública e regula a importação, exportação, transporte, distribuição e comércio de petróleo bruto e seus derivados no território nacional e bem assim a indústria de refinação de petróleo importado ou produzido no país e dá outras providências."

Ademais, reserva à competência do governo Federal todas as medidas afetas ao setor e estipula a nacionalização da indústria de refinação do petróleo importado ou de produção nacional, mediante a organização das respectivas empresas nas seguintes bases:

- capital social constituído exclusivamente por brasileiros natos, em ações nominativas e
- direção e gerência confiados exclusivamente a brasileiros natos, com participação obrigatória de empregados brasileiros, na proporção estabelecida pela legislação do país.

O Art.4º do Decreto-Lei nº 395 cria o Conselho Nacional do Petróleo. O CNP será um órgão autônomo, subordinado diretamente ao Presidente da República. A organização e a definição das suas atribuições são feitas através do Decreto-Lei nº 538, de 7/7/38, que também prevê a criação de novos órgãos. As atribuições referentes à pesquisa e lavra de jazidas petrolíferas, e materiais e equipamentos correspondentes, são transferidos do DNPM para o CNP. As incumbências do CNP alcançam todos os aspectos da pesquisa, lavra, refino, comércio, importação, exportação, taxaço, fiscalização, administração, controle, e estatística, que ficaram definidas no Art.10. Os itens "d", "e" e "j", fazem uma primeira referência às atividades de pesquisa e lavra:

**Art. 10. Incumbe ao Conselho Nacional do Petróleo:*

- d) *opinar sobre a conveniência da outorga de autorizações de pesquisa e concessões de lavra de jazidas de petróleo, gases naturais, rochas betuminosas e piro-betuminosas requeridas ao governo Federal;*
- e) *opinar sobre a constituição das reservas de zonas e áreas petrolíferas (...);*
- i) *sugerir ao governo as medidas que julgar necessárias à intensificação da pesquisa de petróleo no país (...);"*

O Art.13 define a ação do CNP na área da pesquisa e lavra:

"O Conselho Nacional do Petróleo realizará, por intermédio do órgão técnico que for criado, os trabalhos oficiais de pesquisa das jazidas de petróleo e gases naturais, bem como, quando julgar conveniente, procederá à lavra e industrialização dos respectivos produtos".

Em 21/1/39, finalmente, é descoberto petróleo no Brasil, em Lobato (BA). Um novo Código de Minas, promulgado pelo Decreto-Lei nº 1985, de 29/1/40, reforça as bases nacionalistas da política de petróleo. De acordo com os Artigos 5º e 6º, quanto aos direitos de pesquisa, cabe exclusivamente ao governo da União autorizá-la, e só para brasileiros, pessoas naturais e jurídicas, constituídas estas de sócios ou acionistas brasileiros. No ano seguinte, o Decreto-Lei nº 3236, de 7/5/41, atribui à União o domínio privativo sobre as jazidas de petróleo:

"Art.1. As jazidas de petróleo e gases naturais existentes no território nacional pertencem à União, a título privado e imprescritível."

Finalmente, o processo político desemboca na Lei nº 2004, de 3/10/53, que *"dispõe sobre a política nacional do petróleo, estabelece o monopólio estatal da indústria, define as atribuições do Conselho Nacional do Petróleo, institui a sociedade por ações Petróleo brasileiro Sociedade Anônima, e dá outras providências"*:

"Art.1 Constituem monopólio da União:

- I. a pesquisa e a lavra das jazidas de petróleo e outros hidrocarbonetos fluidos e gases raros, existentes no território nacional;*
- II. a refinação do petróleo nacional ou estrangeiro;*
- III. o transporte marítimo de petróleo bruto de origem nacional ou de derivados de petróleo produzidos no país, e bem assim o transporte, por meio de condutos, de petróleo bruto e seus derivados, assim como de gases raros de qualquer origem.*

Art.2 A União exercerá o monopólio estabelecido no artigo anterior:

- I. Por meio do Conselho Nacional do Petróleo, como órgão de orientação e fiscalização;*
- II. Por meio da sociedade por ações Petróleo brasileiro S.A. e de suas subsidiárias, constituídas na forma da presente lei, como órgãos de execução."*

A Lei nº 2004 é promulgada sob a presidência de Getúlio Vargas, desta vez reconduzido pelo voto, em 1950. Seu objetivo não é estabelecer o monopólio, mas atrair capital privado doméstico e estrangeiro para a indústria petrolífera. Uma coalizão de nacionalistas com a oposição (conservadora) a Vargas no Congresso aprova a inclusão do monopólio no texto da Lei 2004.¹⁰⁴ O monopólio acaba sendo incorporado também à Constituição de 1967, outorgada durante o regime militar iniciado em 1964:

"Art.169 A pesquisa e lavra de petróleo em território nacional constituem monopólio da União, nos termos da lei."

A Constituição de 1967 é elaborada na esfera do Executivo e, embora o Congresso não tenha tido tempo ou poder suficiente para modificar o texto original, uma das emendas propostas, e não vetada pelo Executivo, é a inclusão do monopólio do petróleo no texto constitucional, apesar dessa não ser uma das prioridades dos militares.¹⁰⁵

A crise internacional do petróleo em 1973, e o substancial aumento do seu preço no mercado mundial, coincidem com o aumento do consumo de petróleo no Brasil e com o declínio da produção doméstica, agravado pela insuficiência das reservas brasileiras. A política de petróleo no Brasil privilegiava as atividades *downstream*, colocando a exploração em segundo plano, em função da baixa cotação que o petróleo alcançava no mercado internacional até então. Em 1975, o Presidente Ernesto Geisel anuncia a decisão do governo de promover os contratos de risco, apoiado no argumento de desequilíbrio da balança

comercial após o choque do petróleo.¹⁰⁶ Dadas as limitações impostas pelo monopólio estatal, os contratos de risco são celebrados entre a Petrobrás e as companhias de petróleo interessadas. Entretanto, a resposta às três rodadas de licitação de blocos para exploração, em 1976, 1977 e 1978, não corresponde à expectativa. Os resultados tampouco são animadores. Na CPI dos Minérios realizada em 1978, o assunto é exaustivamente debatido e o depoimento de vários especialistas é conclusivo na demonstração da inconstitucionalidade dos contratos de risco. No entanto, o autoritarismo, o pragmatismo e os argumentos econômicos prevalecem sobre a ordem constitucional.

A reação aos contratos de risco chega ao auge em 1988. A matéria constitucional referente ao monopólio torna-se ainda mais restritiva na Constituição de 1988, que também coloca obstáculos à participação de capital estrangeiro na mineração. A Constituição de 1988 reafirma o monopólio estatal do petróleo e urânio e proíbe a assinatura de novos contratos de risco, mas respeita os contratos em vigor (Ato das Disposições Constitucionais Transitórias, Art.45). No Título VII - Da Ordem Econômica e Financeira, lê-se:

**Art. 177 Constituem monopólio da União:*

- I. a pesquisa e a lavra das jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos;*
- II. a refinação do petróleo nacional ou estrangeiro;*
- III. a importação e exportação dos produtos e derivados básicos resultantes das atividades previstas nos incisos anteriores;*
- IV. o transporte marítimo do petróleo bruto de origem nacional ou de derivados básicos de petróleo produzidos no país, bem assim o transporte, por meio de conduto, de petróleo bruto, seus derivados e gás natural de qualquer origem;*

V. a pesquisa, a lavra, o enriquecimento, o reprocessamento, a industrialização e o comércio de minérios e minerais nucleares e seus derivados.

*§1º O monopólio previsto neste artigo inclui os riscos e resultados decorrentes das atividades nele mencionadas, sendo vedado à União ceder ou conceder qualquer tipo de participação, em espécie ou em valor, na exploração de jazidas de petróleo ou gás natural, ressalvado o disposto no artigo 20 §1º.**

O Art. 20 §1º assegura aos estados, ao Distrito Federal e aos municípios, bem como a órgãos da administração direta da União, participação no resultado da exploração de petróleo ou gás natural no respectivo território (...), ou compensação financeira por essa exploração.

9.2 ... e o presente

Após a frustrada revisão constitucional de 1993, o Congresso aprova, em 1995, a Emenda Constitucional nº 9, alterando o parágrafo 1º do Art.177, ao qual acrescenta também um novo parágrafo:

**Art.177*

§1º A União poderá contratar com empresas estatais ou privadas a realização das atividades previstas nos incisos I a IV deste artigo, observadas as condições estabelecidas em lei.

§2º A lei a que se refere o §1 disporá sobre:

- I. a garantia de fornecimento dos derivados de petróleo em todo o território nacional;*
- II. as condições de contratação;*

*III. a estrutura e atribuições do órgão regulador do monopólio da União.**

Em dezembro de 1995, o Ministério de Minas e Energia dá a conhecer a primeira versão de seu projeto de "lei do petróleo", cujos princípios e objetivos políticos são (Art.3^º):

- A preservação do interesse nacional;
- A garantia do abastecimento dos derivados de petróleo e gás natural em todo o território nacional;
- A atração de investimentos de risco;
- A promoção da livre concorrência;
- A proteção dos interesses do consumidor;
- A proteção do meio ambiente;
- A promoção do desenvolvimento nacional, ampliação do mercado de trabalho e valorização dos recursos petrolíferos, e
- A ampliação da competitividade do País no mercado internacional.

O projeto de lei encaminhado pelo MME à Presidência da República (Exposição de Motivos n. 023/MME, de 25 de abril de 1996) contém 10 Capítulos com 70 Artigos, cuja estrutura é a seguinte:¹⁰⁷

Capítulo I

Da Titularidade das Jazidas e do Monopólio da União

Seção I. Do exercício do monopólio (Art.1-2)

Seção II. Dos princípios e objetivos (Art.3)

Seção III. Das definições técnicas (Art.4)

Capítulo II

Da Agência Nacional do Petróleo

Seção I. Da instituição e das atribuições (Art. 5 - 7)

Seção II. Da estrutura organizacional da Autarquia (Art. 8 - 14)

Seção III. Das receitas e do acervo da Autarquia (Art. 12 - 15)

Capítulo III

Do Conselho Nacional de Política do Petróleo (Art.16-17)

Capítulo IV

Da Exploração e da Produção em Curso

Seção I. Das áreas de exploração existentes (Art.13)

Seção II. Das áreas de produção existentes (Art.19-20)

Capítulo V

Da Exploração, Desenvolvimento e Produção em Novas Áreas

Seção I. Das normas gerais (Art.21-28)

Seção II. Da licitação (Art.29-36)

Seção III. Do contrato de concessão (Art.37-47)

Capítulo VI

Do Refino e Processamento de Gás Natural

Seção I. Das refinarias e das unidades de processamento de gás natural existentes (Art.48-49)

Seção II. Da instalação de novas refinarias e sua ampliação (Art.50)

Capítulo VII

Do Transporte de Petróleo, seus Derivados e Gás Natural

Seção I. Do transporte marítimo (Art.51)

Seção II. Do transporte dutoviário (Art.52-54)

Seção III. Da armazenagem e das instalações portuárias (Art.55)

Capítulo VIII

Da Importação e Exportação (Art.56)

Capítulo IX

*Da Petrobrás (Art. 57-62)***Capítulo X***Das Disposições Finais e Transitórias (Art. 63-70)*

Como pode ser verificado, os Capítulos IV e V (30 artigos) tratam especificamente da exploração e produção de petróleo. Os principais artigos relacionadas ao tema deste trabalho - política e administração da exploração e produção de petróleo - são destacados a seguir. O projeto de lei do MME...

"Dispõe sobre as atividades econômicas relativas ao monopólio do petróleo, institui a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências."

Art. 1º Pertencem à União as jazidas de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos existentes no território nacional, neste compreendidos o mar territorial e a plataforma continental.

Art. 2º As atividades econômicas vinculadas ao monopólio da União, de que tratam os incisos I a IV do Art. 177 da Constituição, poderão ser exercidas por empresas estatais ou privadas, nos termos desta Lei.

Art. 18 Todos os direitos de exploração relativos às áreas nas quais não exista, na data de início de vigência desta Lei, produção de petróleo ou gás natural reverterão, automaticamente à União, cabendo sua administração à Agência Nacional do Petróleo.

§1º Nos blocos em que, quando do início de vigência desta Lei, tenha a Petróleo brasileiro SA - Petrobrás definido prospectos, poderá ela prosseguir nos trabalhos de exploração e desenvolvimento, pelo prazo de 3(três) anos, a partir da publicação desta Lei.

§2º Para efeito do disposto no parágrafo anterior, a Petrobrás submeterá à Agência Nacional do Petróleo, no prazo de 6(seis) meses da publicação desta Lei, os

estudos já realizados, que comprovem a existência dos prospectos nos blocos ali mencionados.

§3º Cumprido o disposto no parágrafo anterior, a Agência Nacional do Petróleo celebrará com a Petrobrás, dentro de um ano após o prazo ali fixado, contratos de concessão dos blocos onde esta prosseguirá nas atividades de exploração, definindo as participações governamentais devidas por cada um deles.

§4º Realizando alguma descoberta comercial ou iniciando a produção de petróleo dentro desse período, poderá a Petrobrás requerer a ratificação de direitos sobre os campos respectivos, observando o disposto na Seção seguinte.

§5º Na falta da comprovação exigida no 2º parágrafo, ou na inexecução total dos trabalhos de exploração, os direitos de exploração reverterão à União, cabendo à Agência Nacional do Petróleo promover a licitação destinada à outorga de nova concessão.

§6º A Petrobrás poderá ceder, total ou parcialmente, os direitos de exploração de que seja titular, bem como associar-se a outras empresas para desenvolver a exploração de seus blocos, sempre mediante prévia autorização da Agência Nacional do Petróleo.

Art. 19 A Petrobrás terá ratificados seus direitos sobre cada um dos campos que se encontrem em efetiva produção na data de início de vigência desta Lei, nos termos regulados nesta Seção.

§1º No prazo de 6 (seis) meses de vigência desta Lei, a Petrobrás submeterá à Agência Nacional do Petróleo proposta para a ratificação de seus direitos sobre cada um dos campos onde esteja realizando atividades de produção, bem como a demarcação dos mesmos, que poderá incluir um anel de transição de até 1 (um) quilômetro de largura em torno de cada um deles.

- Art.20 A Petrobrás poderá ceder, total ou parcialmente, os direitos de produção de que seja titular, bem como associar-se a outras empresas para operar seus campos de produção, sempre mediante prévia autorização da Agência Nacional do Petróleo.
- Art. 21 A Agência Nacional do Petróleo definirá os blocos a serem objeto de contratos de concessão a empresas estatais ou privadas, para fins de exploração, desenvolvimento e produção.
- Art.22 Poderão obter concessão para a exploração e produção de petróleo ou gás natural empresas constituídas segundo as leis brasileiras, com sede e administração no País, que comprovem possuir capacidade técnica e econômico-financeira, segundo o disposto nesta Lei.
- Art.23 A concessão para exploração, desenvolvimento e produção de jazidas de petróleo e de gás natural será precedida de licitação na modalidade de concorrência, na forma estabelecida nesta Lei.
- §1º Poderão concorrer na licitação, isoladamente ou em consórcio, empresas que demonstrem possuir, na forma indicada nesta Lei, capacidade técnica e financeira para desenvolver, por sua conta e risco, as atividades de exploração, desenvolvimento e produção de que trata este Capítulo.
- §2º Não acudindo interessados, (...) poderá a Agência Nacional do Petróleo, (...) promover negociação direta para a outorga da concessão.
- Art. 24 A concessão implica, para o contratado, a obrigação de explorar, por sua conta e risco e, em caso de êxito, produzir petróleo ou gás natural em determinado bloco, conferindo-lhe a titularidade desses bens, após extraídos, com os encargos relativos ao pagamento dos tributos incidentes e das participações legais ou contratuais correspondentes.

- Art. 25 A Agência Nacional do Petróleo estabelecerá regras gerais sobre a devolução de blocos, prevendo sua redução progressiva, até limitar-se à superfície sob a qual se encontrem as perspectivas de produção, acrescida de uma área circundante de segurança técnica.
- Art.26 O concessionário poderá ceder seus direitos contratuais, total ou parcialmente, ou associar-se a terceiros, mediante prévia e expressa aprovação da Agência Nacional do Petróleo.
- Art.27 No caso de campos que se estendam por blocos contíguos, onde atuem concessionários distintos, deverão eles celebrar acordo para a individualização da produção.
- Art.29 A licitação para celebração do contrato que tenha por objetivo o direito de exploração e produção de petróleo ou gás natural obedecerá ao disposto nesta Lei, na regulamentação expedida pela Agência Nacional do Petróleo e no edital respectivo, aplicando-se, subsidiariamente, as normas gerais editadas nos termos do Art.37 da Constituição,(...).
- Art.32 No julgamento da licitação serão levados em conta os seguintes fatores, além de outros que o edital expressamente estipule:
- I. o programa geral de trabalho, especialmente quanto à exploração e produção da área e o volume de investimentos para cada fase do contrato;
 - II. o bônus de assinatura;
- O Art.37 especifica as cláusulas essenciais dos contratos de concessão, como definição do bloco, prazos, programa de trabalho e investimento, obrigações, garantias, instalação e remoção de equipamentos, rescisão, contabilidade, fiscalização, auditoria, informação e conservação de reservas.

Art.38 Os contratos deverão prever duas fases: a de exploração e a de produção.

Art.39 Estabelece uma série de obrigações do concessionário com vistas a conservação de reservatórios, segurança, meio ambiente, descoberta de petróleo, avaliação, plano de desenvolvimento, responsabilidade civil e condução das operações.

Art.40 Os contratos de concessão para exploração e produção de petróleo e gás natural contemplarão as seguintes participações governamentais, conforme previsto no edital da licitação correspondente:

I. bônus de assinatura;

II. royalties;

III. participação especial;

IV. pagamento pela ocupação de área.

Art.41 O bônus de assinatura, quando exigido, terá o seu valor mínimo estabelecido no edital e corresponderá ao pagamento ofertado na proposta para obtenção da concessão, devendo ser pago no ato da assinatura do contrato.

Art.42 Os royalties deverão ser pagos mensalmente, em moeda nacional, a partir da data de início da produção comercial de cada campo, à razão de 10% (dez por cento), calculados sobre a produção de petróleo ou gás natural.

Art.43 O edital e o contrato poderão prever que, em caso de grande volume de produção, será devida participação especial, em escala progressiva, conforme definido na regulamentação expedida pela Agência Nacional do Petróleo.

Art.44 O pagamento pela ocupação de área será feito anualmente, por quilômetro quadrado ou fração da área do contrato, na forma da regulamentação expedida pela Agência Nacional do Petróleo.

Art.45 Os contratos de concessão terão prazo inicial de 3 (três) anos, durante o qual a empresa concessionária deverá executar as atividades exploratórias mínimas, previstas na proposta e no contrato.

§ único O prazo fixado neste artigo para a concessão poderá ser prorrogado por 2(dois) anos (...).

O projeto de lei também prevê (Art.5º) a instituição da Agência Nacional do Petróleo, órgão executivo vinculado ao MME e, ademais (Art.16), a criação do Conselho Nacional de Política de Petróleo, órgão consultivo também vinculado ao MME, com competência para acompanhar e avaliar o desempenho das atividades vinculadas ao monopólio de que trata a lei (Art.17).

Art.6º A Agência Nacional do Petróleo terá como finalidade promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas relacionadas com o monopólio da União, de que trata esta Lei, bem como o abastecimento nacional de petróleo e seus derivados e do gás natural.

Como se pode constatar (especificamente em relação a exploração e produção), o conteúdo do projeto de lei de petróleo do MME é compatível com a realidade atual da indústria doméstica, e segue os preceitos da política e legislação de petróleo adotados em todo o mundo (Capítulo 1 deste trabalho). O texto da lei é relativamente sucinto e genérico, conforme a tendência atual, porém abrangente em seu conteúdo. Em particular, está prevista a adoção do regime de concessão para exploração e produção, o que também acompanha a tendência mundial.

Cabem aqui, porém, algumas observações. Inicialmente, verifica-se que o projeto de lei do MME não prevê participação opcional do governo nos contratos de concessão (vide capítulo

6 deste trabalho). Na redação do Art.27, foi feito uso de um vocábulo aparentemente equivocado: Em lugar de "individualização" (da produção), o espírito do referido artigo ficaria melhor atendido com o uso do termo "unificação" (*unitization*). De fato, o objetivo é que, havendo mais de uma companhia com direitos sobre um campo de petróleo, as reservas sejam desenvolvidas de comum acordo, e não segundo critérios individuais. A divisão ou individualização do petróleo recuperado será proporcional à quantidade de petróleo subjacente à área de cada concessionário.

Outra observação refere-se aos prazos. O Art.37 dispõe que o contrato de concessão deverá conter uma cláusula estipulando o prazo de duração das fases de exploração e produção. Depois, o Art.45 estabelece um prazo inicial de 3 anos, podendo ser prorrogado por mais 2 anos, para a execução da fase de exploração (prazo total que pode ser considerado curto), mas não quantifica o prazo para a etapa de produção. Talvez fosse preferível não definir prazos exíguos na lei básica de petróleo, o que constituirá uma rigidez legal que poderá causar dificuldades na administração da exploração, sem levar em consideração as especificidades e riscos de cada bacia.¹⁰⁸ Uma alternativa seria estipular prazos limites, deixando para defini-los, conforme dispõe o Art.37, junto com os termos do próprio contrato. A duração total da moderna concessão é usualmente 35 a 40 anos (vide Seção 2.1).

Uma lacuna é notada no projeto de lei em relação à utilização, pelas companhias internacionais concessionárias, de mão-de-obra (e seu treinamento), bens, serviços e tecnologia disponíveis no mercado doméstico. O projeto tampouco prevê a possibilidade de outorga de licenciamentos não-exclusivos para a execução de levantamentos geológico-geofísicos.

Quanto ao regime fiscal, o projeto de lei adota os instrumentos de uso corrente nos acordos de concessão (Capítulo 7 deste trabalho). Resta saber qual será o valor do bônus e da taxa de ocupação de área. Prevê-se uma taxa de *royalty* de 10%, que poderá ser reduzida para até 5%, tendo em conta os fatores pertinentes (Art.42). Embora o texto legal atente para a variabilidade de circunstâncias de produção, evidencia-se ali

uma possível fonte de complicações administrativas, para o estabelecimento das taxas efetivas de *royalties*. As taxas limites previstas são comparativamente baixas, mas talvez fosse preferível a adoção de uma escala móvel de *royalties*, desde zero até 15%, por exemplo, e a ser definida junto com a base de cálculo a ser fixada pela ANP (Art.42 §2). Além dessas participações previstas no Art.40, incidirão sobre as companhias os impostos federais, estaduais e municipais. Assim, a taxa efetiva de tributos ainda é incógnita. Veja uma análise suplementar no Capítulo 10.

Além do projeto de lei do MME, outros projetos de lei foram protocolados na Câmara dos Deputados até dezembro de 1995: projeto nº 1210/95, de autoria de Luciano Zica; nº 1.319, de Miro Teixeira; nº 1386, de Eduardo Mascarenhas e Marcio Fortes. Um quadro comparativo sucinto de alguns termos desses quatro projetos é apresentado a seguir:

Comparação Genérica de Quatro Projetos de Lei Referentes à Regulamentação da Emenda Constitucional nº 9 ao Artigo 177

TERMOS	Projeto de Lei nº 1.210/1995	Projeto de Lei nº 1.319/1995	Projeto de Lei nº 1.386/1995	Projeto de Lei do MME
Prazo do Contrato	Nada consta	3 anos p/ exploração; 8 + 4 anos p/ produção	Contratos de exploração não exclusivos improrrogáveis	3 + 2 anos para exploração. Contrato fixa prazo p/ produção
Área e Restrições	Nada consta. Petrobrás deve registrar suas áreas dentro de um ano a contar da lei	Exploração, 30 km ² em terra e 60 km ² no mar; Produção, 100 e 200 km ² . Áreas da Petrobrás (50% do potencial total) não serão objeto de licitação	Área especificada periódica/pelo órgão regulatório; limite à retenção de áreas em cada estado. Petrobrás terá 18 meses para contratar suas lavras/ áreas	Blocos serão definidos pela Agência Nacional do Petróleo. Petrobrás terá 3 anos p/continuar exploração e 6 meses para ratificar seus direitos
Obrigações de Trabalho	Nada consta	Investimentos em produção e exploração equivalentes	Não especificadas; devem constar do contrato	Serão indicadas no edital de licitação bem como no contrato
Participação do Estado	Participação mínima de 50% do capital e poder decisório à Petrobrás	No mínimo 50% dos investimentos e resultados de produção	Petrobrás poderá negociar associações para produção em suas áreas	Nada consta. Petrobrás poderá ceder seus direitos total ou parcialmente, de acordo com a ANP
Royalty e Imposto	Nada consta	Royalty, taxa de uso da área IR e outras; 1% faturam bruto aplicado em P&D	Royalty, taxa de ocupação da área bônus produção, IR Petrobrás não terá isenções	Bônus assinatura, royalty, particip especial, taxa de ocupação da área Demais impostos

Comparação Genérica de Quatro Projetos de Lei Referentes à Regulamentação da Emenda Constitucional nº 9 ao Artigo 177

TERMOS	Projeto de Lei nº 1.210/1995	Projeto de Lei nº 1.319/1995	Projeto de Lei nº 1.386/1995	Projeto de Lei do MME
Disposição da Produção	União terá direito à compra de no mínimo 60% da produção; Exportação e importação reservadas à Petrobrás	Desembarque de produto obrigatório. União tem preferência para adquirir a produção; quotas de exportação	Permite a exportação de petróleo produzido pela concessionária. Preços desregulamentados	A ANP poderá autorizar a exportação de petróleo. Preços desregulamentados
Outorga de Direitos	Apenas para as áreas que não sejam de interesse da Petrobrás. Fiscalização e regulamentação pelo Congresso	Regime de concessões por licitação para serviços de exploração; concessão de produção só para jazidas novas	Licitação competitiva e contratação com base em contrato modelo. Prevista negociação direta	Licitação competitiva. Critérios em editais. Prevista a negociação direta
Qualificação dos Candidatos	Nada consta	Preferência a candidatos cujas propostas privilegiem bens, serviços e mão-de-obra nacionais	Especificações e critérios em editais. Operadora domiciliada no país	Requisitos de qualificação em editais. Prova de capacitação. Operadora com domicílio no país

10. COMPETITIVIDADE DO BRASIL NA EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO

O exame das várias modalidades e opções de acordos de petróleo e de regimes fiscais expõe a complexidade do processo de administração da exploração e produção de petróleo. Muitas são as alternativas disponíveis e já testadas, cada qual com aspectos positivos e dificuldades próprias. Não há, porém, fórmulas acabadas ou prontas para uso.

A privatização parcial do setor petrolífero brasileiro¹⁰⁹ ocorre diante da seguinte conjuntura global:

- a indústria mundial de petróleo encontra-se na maturidade, e em busca de racionalização, e
- uma nova indústria mundial, de gás natural, está sendo construída nos países em desenvolvimento.¹¹⁰

Nessa conjuntura, prevalecem determinados fatores com potencial de influenciar o padrão de investimento global da indústria de petróleo:

- evolução nas políticas de investimento e redefinição do papel do Estado na estratégia de desenvolvimento de petróleo;
- evolução da prática contratual, com forte tendência para a flexibilização e estabilização contratual, e generalizada melhoria nas condições de investimento;
- introdução, em muitos países, de novas e mais liberais legislações de investimento e de petróleo;¹¹¹
- reservas mundiais de petróleo estáticas ou declinantes, e grande dependência de áreas maduras, com maior ênfase em estratégias de desenvolvimento e de produção do que em exploração nova;

- reservas mundiais de gás em evolução, e crescente interesse no desenvolvimento e produção de gás, e
- calma no *downstream*, com margens apertadas de lucratividade no refino, aumento das exigências ambientais quanto ao refino nos EUA e na Europa, crescimento lento da demanda em mercados estabelecidos e competição em novos mercados.¹¹²

A situação mundial, hoje, com relação ao caráter, grau e magnitude do envolvimento estatal no desenvolvimento de recursos petrolíferos, é muito distinta da que vigorou há cerca de quinze anos. A transformação tem operado no sentido do desengajamento, desburocratização, desregulamentação das funções das instituições estatais, motivada por um ambiente internacional altamente competitivo por investimentos. A participação estatal nos acordos de petróleo é hoje muito menos mandatária, ao mesmo tempo em que se verifica uma significativa mudança no poder de barganha em favor das companhias.¹¹³

O recente acordo de US\$3,5 bilhões entre a BP e a Argélia ilustra o interesse das grandes companhias de petróleo mais em desenvolvimento e produção, do que em exploração. E ilustra, também, os demais fatores listados acima, com exceção do último. Em geral, as companhias estão simplesmente evitando exploração em áreas de fronteira, e as incertezas associadas com os investimentos de alto risco, em um momento em que a maioria delas orça a exploração com base no preço de petróleo entre US\$ 12 e 16 por barril.¹¹⁴ Contudo, há sinais de renovado interesse no *upstream*, após os favoráveis resultados obtidos pelas *major* no primeiro trimestre de 96.¹¹⁵

A atratividade do setor petrolífero de um país resulta de:

- fatores geológicos, traduzidos na expectativa de tamanho das reservas a serem descobertas, e o respectivo perfil de produção esperado;
- fatores econômicos, que têm impacto na lucratividade, e

- fatores políticos, que afetam a estabilidade legal/fiscal.

Condições favoráveis à exploração são encontradas, por exemplo, na Irlanda, Reino Unido, Colômbia, Argentina, Venezuela, Azerbaijão e Cazaquistão. Companhias internacionais de petróleo continuam a manter interesse na Irlanda, Reino Unido e Argentina, principalmente em razão de seus regimes liberais de impostos. Os grandes campos de petróleo da Colômbia atraem o interesse geral, enquanto a decisão da Venezuela de abrir áreas para as companhias estrangeiras, vinte anos após a nacionalização da sua indústria, desperta interesse porque suas reservas provadas sugerem boas chances de novas grandes descobertas.¹¹⁶ No caso do acordo entre a BP e a Argélia, os riscos políticos podem ser compensados por outras condições vantajosas.

O Brasil, certamente, não teria dificuldade em atrair investimentos para avaliação, desenvolvimento e produção de petróleo, em razão do seu potencial de petróleo já demonstrado (7,1 bilhão de barris de reservas totais: provada + provável + possível + não-definida). Das reservas exploráveis (provada + provável + possível) de 5,5 bilhões de barris, 38% já foram desenvolvidas¹¹⁷ e não necessitam novos investimentos; 16% estão em desenvolvimento; 46% não tiveram o desenvolvimento iniciado ainda. Recursos da ordem de 1,5 bilhão de barris aguardam avaliação e definição.¹¹⁸ Ademais, a Petrobrás, com sua liderança tecnológica na exploração e produção em águas profundas, desperta o interesse de suas congêneres para *joint ventures*. Ressalte-se que estas alternativas estão previstas no projeto de lei de petróleo em discussão no Congresso: A Petrobrás poderá ceder, total ou parcialmente, os direitos de exploração e de produção de que seja titular, bem como associar-se a outras empresas para desenvolver a exploração ou operar seus campos de produção (Art.21 e 23). Isso pode ser a solução para os problemas de caixa da Petrobrás. A Petrobrás já investiu US\$ 20 bilhões na bacia de Campos, para obter a produção de 500.000 barris de petróleo/dia, e necessita de mais US\$12 bilhões para duplicar esta produção. No total, ela vai precisar investir entre US\$30 e 40 bilhões nos seus campos de águas profundas na próxima década.¹¹⁹ Somente os investimentos de curto prazo para produção, principalmente na bacia

de Campos, estão orçados em US\$ 6,7 bilhões.¹²⁰ Além da alternativa dos acordos de *joint venture*, contratos não tradicionais têm sido usados correntemente, para participação (*farm out*), desenvolvimento de campos (FDC), recuperação ampliada (EOR), aquisição de campos em produção, e, mesmo, reativação de campos abandonados.¹²¹

Porém, com respeito a exploração nova, em áreas ainda não produtoras, o Brasil tem potencial competitivo no contexto mundial? Para responder esta pergunta, vejamos qual é a expressão de cada um dos três fatores de atratividade listados acima, no caso do Brasil:

Fatores geológicos: o território brasileiro tem 3,2 milhões de quilômetros quadrados de terrenos sedimentares de idades Paleozóicas, mas a prospectividade para petróleo é mais favorável nas bacias costeiras e da plataforma continental, de idades Mesozóico-Terciárias, que compreendem cerca de 1,2 milhão de quilômetros quadrados. No total, são vinte e nove bacias sedimentares, sendo quinze *offshore*. Atualmente, a Petrobrás está executando projetos de produção em sete bacias.¹²² O futuro da indústria de petróleo do Brasil pode depender da exploração das bacias *offshore*, apesar de não se poder desprezar o potencial das bacias do Solimões e do Amazonas (Paleozóicas). As prospectividades geológicas das bacias sedimentares brasileiras, tanto *onshore* como *offshore*, são muito diversas e ainda precisam e podem ser melhor evidenciadas, através de novas tecnologias de exploração e de produção. Isto já aconteceu na bacia de Campos, que contém quase metade das reservas de petróleo do Brasil, em seis campos gigantes, e responde por quase 70% da produção nacional. Sem dúvida, o potencial de petróleo do Brasil estende-se para além da bacia de Campos. O investimento feito até hoje nas bacias não produtoras é pequeno, como é pequeno o conhecimento de seu real potencial, que pode revelar gratas surpresas. Porém, para atrair companhias de petróleo estrangeiras para desvendar esse potencial, as condições dos acordos oferecidos pelo governo brasileiro precisam satisfazer as condições particulares de cada bacia oferecida para exploração. Além da prospectividade de cada uma, pesam, na decisão de investimento, fatores como localização e condições fisio-

gráficas, espessura da lâmina de água sobre as bacias *offshore* e profundidade dos reservatórios na crosta.¹²³

As grandes companhias privadas de petróleo respondem por 33% e 60% da produção mundial de óleo e gás, respectivamente, porém detêm apenas 9% e 11% das respectivas reservas totais.¹²⁴ Desta forma, precisam repor, por ano, cerca de 4,5 bilhões de barris de petróleo de suas reservas¹²⁵ e, embora o Mar do Norte, a Argélia, a Colômbia, o Azerbaijão ou as Ilhas Falklands (Malvinas) ofereçam bons prospectos, as *major* não podem ignorar o Brasil, cujas bacias sedimentares têm um potencial geológico estimado em 40 bilhões de barris.¹²⁶

Fatores econômicos: a lucratividade é uma questão complexa, dadas todas as variáveis que a impactam, desde o regime fiscal e os termos dos acordos, passando pelos custos de exploração e de produção e culminando com as condições de mercado, como o preço do petróleo corrente e prognosticado. Expectativas de preços mais baixos podem reduzir a atratividade da exploração. O custo do petróleo produzido pela Petrobrás é de cerca de US\$14,40 por barril, mas há expectativa de que as novas tecnologias de levantamentos sísmicos tridimensionais e de perfuração horizontal, além da alta produtividade esperada para os campos de águas profundas, possam reduzir sensivelmente os custos de produção.¹²⁷

O regime fiscal é fator crucial para atrair as companhias de petróleo estrangeiras. Em princípio, a julgar pelo anteprojeto de lei do MME, o regime fiscal - *royalty & tax* - antecipado para os acordos de petróleo no Brasil tem condições de ser competitivo. Todas as companhias de petróleo a operar no Brasil, incluindo a Petrobrás, deverão pagar participações governamentais e os impostos federais, estaduais e municipais previstos na legislação em vigor. Assim, pode-se esperar um regime fiscal similar àquele em vigor para as concessões minerais no Brasil,¹²⁸ conforme o exemplo hipotético a seguir:

Receita bruta	100
menos:	
Custos operacionais	30
ICMS	20
Royalty @ 10%	10
Receita bruta	60
Dedução (-)	20
Receita líquida tributável	40
Imposto de renda @ 35%	14
Contribuições sociais	3
Total	23
Dedução (+)	20
Receita líquida	43

O ICMS varia de 18% a 25%. No caso de minerais, o ICMS é aplicado no ponto de saída das substâncias minerais do estabelecimento mineiro. Seus custos são usualmente transferidos para o consumidor final, exceto no comércio exterior, onde é absorvido pelo produtor. É considerado um imposto inadequado para o setor mineral e um grande desincentivo à exploração e investimentos minerais no Brasil¹²⁹. Em geral, o sistema tributário coloca uma carga pesada sobre as atividades minerais no Brasil. Há também, sobre o capital estrangeiro, um imposto sobre dividendos igual a 15%.¹³⁰ Em seu propósito de atrair companhias estrangeiras para aqui realizar exploração de petróleo, o governo do Brasil não pode perder de vista as condições competitivas já estabelecidas ao redor do mundo. Por exemplo, a Irlanda e o Reino Unido decidiram incentivar a exploração *offshore* em áreas de fronteira, cobrando das empresas um único tributo, o imposto de renda de 33%.

A análise da competitividade brasileira, na atração de investimento internacional para exploração, deve considerar também os objetivos estratégicos das próprias companhias de petróleo, o destino da produção e as necessidades de suprimento doméstico e o interesse das companhias em mercados emergentes. Pode-se esperar comportamentos distintos das companhias de petróleo, segundo suas categorias, quanto ao

potencial geológico do país, riscos, taxas de retorno esperadas, distribuição das respectivas operações, estratégias de mercado etc.. O Brasil tem a oferecer um enorme potencial de mercado de energia. O atual mercado doméstico de petróleo movimenta mais de US\$ 20 bilhões por ano. Contudo, o consumo per capita anual de petróleo e gás no Brasil (3,4 barris de petróleo e 28 m³ de gás) é muito baixo, se comparado, por exemplo, ao da Argentina (4,9 barris de petróleo e 770 m³ de gás).¹³¹ O crescimento anual do consumo de energia no Brasil é estimado entre 3,7% durante a década de 90, e 3,9% na década seguinte. Taxas de crescimento do consumo de petróleo e gás são estimadas entre 3,7% e 12,8%, respectivamente, na década de 90, e 4,1% e 6,6%, respectivamente, na década seguinte.¹³²

A expansão dos mercados de gás natural é uma das prioridades industriais na América Latina, que oferece uma das melhores oportunidades para a indústria mundial de petróleo atualmente. Estima-se que a demanda de gás na América do Sul no mínimo duplicará até o ano 2010. Apesar de deter 60% do produto doméstico bruto, e 50% da população da América do Sul, o Brasil responde por apenas 5% do consumo de gás do continente. A privatização e desregulamentação do setor elétrico e de gás no Brasil tendem a criar uma grande demanda de gás para geração de eletricidade e para consumo doméstico. Dentre os projetos internacionais, destaca-se o gasoduto Bolívia-Brasil, orçado em US\$2 bilhões, com 3.400 km de extensão, estando prevista inicialmente a importação de 8 milhões m³/dia de gás e previsão para alcançar 16 milhões m³/dia, a qual corresponde a cinco vezes o consumo atual de gás do Brasil meridional, perfazendo um total de 100 bilhões m³ em vinte anos.¹³³

O incipiente desenvolvimento tecnológico e industrial do setor doméstico de gás natural pode ser um forte atrativo para as companhias de petróleo em busca de diversificação e novos mercados. O setor mostra crescente necessidade de parcerias e *joint ventures* para novos projetos. As reservas brasileiras de gás natural (exploráveis provadas) foram estimadas em 137,4 bilhões m³ (53% *offshore* e 47% *onshore*). As reservas totais (provadas + prováveis + possíveis) alcançam 219,4 bilhões m³

de gás. Destes, apenas 39% são reservas desenvolvidas e para as quais não há necessidade de se fazer novos investimentos; assim, 61% das reservas de gás necessitam investimentos para serem desenvolvidas.¹³⁴ As reservas totais de gás da região de Urucum (Amazonas) alcançam 58 bilhões m³. A Petrobrás vem estudando o aproveitamento dessa reserva em volumes crescentes de 2,4 milhões m³/dia em 1997 a 10,4 milhões m³/dia no ano 2016, para geração de energia elétrica em Manaus e Porto Velho, estando previstos investimentos de cerca de US\$1,5 bilhão.¹³⁵

Fatores políticos: a estabilidade institucional, política e legal, não constitui problema para o investimento estrangeiro no Brasil que, sem dúvida, pode assegurar não menos estabilidade para acordos de petróleo do que se possa encontrar em outros países. Recorde-se, como exemplos, a estabilidade das concessões minerais no país e também dos contratos de risco em vigor, que foram respeitados pela Constituição de 1988. O investidor estrangeiro espera encontrar também condições de competição justas e estabilidade e imparcialidade de regras tributárias, incorporados em uma estrutura contratual flexível quanto a prazos, programas de trabalho, infra-estrutura existente, condições de mercado e amortização de investimentos, segundo a natureza das áreas contratadas.¹³⁶ Neste sentido, o país pode contar com um século de experiências internacionais de acordos, legislações, regulamentos, sistemas fiscais e matérias de assuntos correlatos, para desenhar seus próprios instrumentos legais, segundo seus objetivos de política de petróleo.

Uma adequada estrutura reguladora, na figura da anunciada Agência Nacional do Petróleo-ANP, será necessária para colocar em execução a política nacional do petróleo. As tarefas são complexas e diversificadas, o que exigirá uma burocracia especializada e competente para lidar com todos os assuntos, desde a licitação das áreas até o controle do abastecimento doméstico de petróleo e derivados. O funcionamento adequado da futura ANP é pressuposto fundamental da política do petróleo e da administração dos acordos de concessão.¹³⁷ A política do petróleo, seus instrumentos legais, e o poder administrativo para sua implementação, são três vetores que devem ter as

mesmas dimensões, força, direção e sentido, para que o sistema possa funcionar com estabilidade e equilíbrio.¹³⁸

Recente seminário sobre a regulamentação da indústria de petróleo no Brasil destacou a necessidade de criação e a importância de um órgão regulador. Segundo o relatório do evento, seriam desejáveis, dentre as características operacionais do órgão regulador:¹³⁹

Independência decisória e continuidade administrativa:

- Processo de seleção de dirigentes por mérito
- Autonomia operacional e financeira
- Alta capacitação do corpo de funcionários
- Flexibilidade da administração
- Estabilidade de regras
- Legislação sintética e de caráter geral
- Transparência nos processos de regulação
- Igualdade de tratamento aos participantes
- Diálogo contínuo com todos os segmentos

Em outras palavras, o que se espera da ANP é que ela seja uma agência moderna, independente, eficaz e eficiente, democrática, criativa, aberta etc.. Não são poucos predicados e, portanto, o desafio é grande, principalmente na fase de transição da indústria.

Em síntese, para atrair empresas estrangeiras de petróleo e alcançar os seus objetivos setoriais, o país tem o trunfo de sua produção já estabelecida. Esta, mais o acervo de informações sobre os programas exploratórios já executados, permite que sejam feitas avaliações realistas do potencial dos recursos geológicos do país, e dos riscos e lucros que uma companhia de petróleo possa obter sob vários termos contratuais. Em paralelo, o Brasil oferece segurança comercial, com um mercado doméstico de grande potencial para petróleo, o qual ainda importa, e para gás natural, que está ainda por

desenvolver. E dispõe de importante infra-estrutura econômica e industrial além do desenvolvimento tecnológico já alcançado pela Petrobrás. Objetivamente, o Brasil dispõe de condições extraordinárias para efetuar o planejamento, a supervisão, o controle e o desenvolvimento da sua indústria de petróleo. Assim, o futuro da indústria brasileira de petróleo e gás natural pode ser visto com muito otimismo.

AGRADECIMENTOS

- A realização desta pesquisa, como projeto de pós-doutorado, contou com o apoio financeiro da FAPESP - Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (processo 94/5606-1), que o autor agradece.
- Aos colegas do DARM/IG, meus agradecimentos pelo inestimável apoio. (Dundee, 29 de maio de 1996).

BIBLIOGRAFIA

- BEREDJICK, N. & WÄLDE, T.(eds) *Petroleum Investment Policies in Developing Countries*. London: Graham & Trotman, 1988. 265p.
- BLINN, K.W. et alii. *International Petroleum Exploration & Exploitation Agreements*. New York: Barrows, 1986. 346p.
- CAMERON, P. *Petroleum Licensing: A Comparative Study*. London: Financial Times B.I., 1984. 194p.
- CATTAN, H. *The Law of Oil Concessions in the Middle East and North Africa*. New York: Oceana/Parker School, 1967. 200p.
- COELHO NETO, J.S. *Risk-bearing Service Contracts in Brazil: An Overview*. Diploma Thesis, Univ. of Dundee, 1983. 50p.
- COELHO NETO, J.S. *Política e Legislação Mineral*. Brasília: DNPM. Estudos de Política Mineral, 2. 1988. 43p.
- CUNHA FILHO, C.A.V.M. *The Brazilian Regulatory System: Is It Assisting or Impeding the Development of the Mineral Sector?* MSc Thesis, Univ.of Dundee, CPMLP, Set.94. 102p.
- DAINTITH, T.(ed). *The Legal Character of Petroleum Licences: A Comparative Study*. Dundee: University of Dundee-Centre for Petroleum and Mineral Law Studies, 1981. 225p.
- DAINTITH, T. & WILLOUGHBY, G. *Manual of United Kingdom Oil and Gas Law*. London: Sweet & Maxwell, 1984. 285p.
- DAM, K.W. *Oil Resources: Who Gets What How?* Chicago: University of Chicago Press, 1976. 193p.
- DIAS, D.S. & RODRIGUES, A.P. *Petróleo, Livre Mercado e Demandas Sociais*. Rio de Janeiro: I.Liberal, 1994. 217p.
- DIAS, J.L.M. & QUAGLINO, M.A. *A Questão do Petróleo no Brasil: Uma História da Petrobrás*. Rio de Janeiro: FGV-Petrobrás, 1993. 214p.
- GAO, Z. *International Petroleum Contracts: Current Trends and New Directions*. London: Graham & Trotman, 1994. 257 p.

- MARTINS, L.A.M. *Estado e Exploração Mineral no Brasil: Um Levantamento Básico*. Tese de doutorado. EPUSP, 1989. 349p.
- MARTINS, L.A.M. *Aspectos Políticos e Administrativos do Aproveitamento de Recursos Petrolíferos*. Campinas: Cadernos IG/UNICAMP, set. 1994, 4(2), pp.14-28.
- MASSERON, J. *Petroleum Economics*. Paris: Technip, 1990.
- MIKESELL, R.F. *Petroleum Company Operations & Agreements in the Developing Countries*. Washington: RFF, 1984. 148p.
- NEPOMUCENO FILHO, F. *Concessões na Área de Petróleo*. Rel. de Estudos Dirigidos, Curso de Pós-graduação em Administração e Política de Recursos Minerais. IG/UNICAMP. dez. 95. 36p.
- PETROBRÁS. *Sistema Petrobrás: Diagnósticos e Perspectivas*. Rio de Janeiro: Petrobrás, 1994. 165p.
- PHILIP, G. *Oil and Politics in Latin America: Nationalist Movements and State Companies*. Cambridge: Cambridge University Press, 1982. 570p.
- SMITH, D.N. & WELLS, L.T. *Negotiating Third-World Mineral Agreements*. Cambridge: Ballinger, 1975. 266p.
- SMITH, E.E. et alii. *International Petroleum Transactions*. Denver: Rock Mountain Mineral Law Foundation, 1993. 886p.
- TAVERNE, B. *An Introduction to the Regulation of the Petroleum Industry: Laws, Contracts and Conventions*. London: Graham & Trotman, 1994. 246p.
- UNCTC. *Alternative Arrangements for Petroleum Development*. New York: United Nations, 1982. 70p.
- UNCTC. *Main Features and Trends in Petroleum and Mining Agreements*. New York: United Nations, 1983. 129p.
- UNCTC. *Natural Gas Clauses in Petroleum Arrangements*. New York: United Nations, 1987. 54p.
- VAN MEURS & ASSOCIATES. *World Fiscal Systems for Oil*. (Reference Book). Calgary: Van Meurs, 1994. 128p.

- WÄLDE, T.W. & NDI, G.K. *International Oil and Gas Investment: Moving Eastward?* London: Graham & Trotman, 1994. 547p.
- WÄLDE, T.W. *The Current Status of International Petroleum Investment: Regulating, Licensing & Taxing and Contracting.* Dundee: CPMLP, PP14, 1994. 50p.
- YERGIN, D. *The Prize: The Epic Quest for Oil, Money & Power.* New York: Touchstone, 1993. 884p.

NOTAS BIBLIOGRÁFICAS

- ¹ J.S.COELHO NETO, *Política e Legislação Mineral*, p.2-9
- ² B.TAVERNE, *An Introduction to the Regulation...*, p.9
- ³ T.W.WÄLDE, *Oil and gas legislation in Russia.* In: Walde, T. & Ndi, G. *International Oil and Gas Investment*, p.239
- ⁴ J.S.COELHO NETO. *Política e Legislação Mineral*, p.25
- ⁵ T.WÄLDE, *Investment policies in the international petroleum industry.* In: BEREDJICK & WÄLDE (eds)..., p.10
- ⁶ H.CATTAN, *The Law of Oil Concessions ...*, p.2
- ⁷ H.CATTAN, *ibid.*, p.73
- ⁸ H.CATTAN, *ibid.*, p.3-4
- ⁹ T.DAINTITH, *Petroleum Licences: A Comparative Introduction.* In: *The Legal Character of Petroleum Licences*, p.3
- ¹⁰ H.CATTAN, *ibid.*, p.10
- ¹¹ T. DAINITH, *ibid.*, 1981; P.CAMERON, *Petroleum Licensing: A Comparative Study*, 1984; K.W.BLINN, *International Petroleum E & E Agreements*, 1986; E.E.SMITH, *International Petroleum Transactions*, 1993. T.WÄLDE, *The Current Status of International Petroleum Investment*, 1994.
- ¹² K.W.BLINN et al. *International Petroleum E & E Agreements*, p.54
- ¹³ P.CAMERON, *Petroleum Licensing: A Comparative Study*, p.6
- ¹⁴ K.W.BLINN et al. *International Petroleum E & E Agreements*, p.55
- ¹⁵ H.CATTAN, *The Law of Oil Concessions...*, p.21
- ¹⁶ T.DAINTITH, *Petroleum Licences: A Comparative Introduction.* In: *The Legal Character of Petroleum Licences*, p.9-11

- ¹⁷ K.W.BLINN et al. *International Petroleum E & E Agreements*, p.70
- ¹⁸ K.W.Blinn et al. *ibid.*, p.73
- ¹⁹ E.E.SMITH. *Typical World Petroleum Arrangements*, In: *International Resources Law: A Blueprint for Mineral Development*. Denver: Rocky Mountain Mineral Foundation. Mineral Law Series. v.1991, n.1, p.9-1 a 9-43
- ²⁰ K.W.BLINN et al. *International Petroleum E & E Agreements*, p.100
- ²¹ UN, *Alternative Arrangements for Petroleum Development*, p.58-59; K.W.BLINN et al., *International Petroleum E & E ...*, p.33
- ²² E.E.SMITH prefere dizer que há dois métodos para atribuir direitos de exploração e produção de petróleo: negociações individuais e o sistema baseado em licitação. Este compreende os sistemas competitivos e discricionários de licitação. *International Petroleum Transactions*, p.280
- ²³ T.WÄLDE, *Investment policies in the international petroleum industry*. In: BEREDJICK & WÄLDE (eds) ..., p.11
- ²⁴ E.E.SMITH, *International Petroleum Transactions*, p.283
- ²⁵ B.TAVERNE. *An Introduction to the Regulation...*, p.11
- ²⁶ O relato mais completo e atual da história da indústria do petróleo e suas repercussões na política mundial é a obra de D.YERGIN, *The Prize*; em português, *O Petróleo: Uma História de Ganância, Dinheiro e Poder*. Ed. Scritta. 1993.
- ²⁷ Z.GAO, *International Petroleum Contracts*, p.10-11
- ²⁸ E.E.SMITH, *International Petroleum Transactions*, p.301
- ²⁹ E.E.SMITH, *ibid.*, p.303
- ³⁰ J.TÁVORA, *Petróleo para o Brasil*. Rio de Janeiro: J.Olympio, 2ªed. 1955. p.15, apud L.A.M.Martins, *Estado e exploração mineral ...*

- ³¹ E.E.SMITH. *Typical World Petroleum Arrangements*, In: *International Resources Law: A Blueprint for Mineral Development*. Denver: Rocky Mountain Mineral Foundation. Mineral Law Series. v.1991, n.1, p.9-42
- ³² Z.GAO, *International Petroleum Contracts*, p.13
- ³³ Z.Gao, *ibid.*, p.14
- ³⁴ B.TAVERNE. *An Introduction to the Regulation...*, p.42
- ³⁵ Z.GAO, *International Petroleum Contracts*, p.18
- ³⁶ As questões relativas aos posted prices, abatimentos e negociações, culminando com os Acordos de Teerã (1971), e de Geneva (1972), são descritos por: B.TAVERNE, *An Introduction...*, p.43; E.E.SMITH, *International...*, p.306; D.YERGIN, *The Prize*, p.580
- ³⁷ Z.GAO, *International Petroleum Contracts*, p.15
- ³⁸ E.E.SMITH, *International Petroleum Transactions*, p.307
- ³⁹ K.W.BLINN et al. *International Petroleum E & E ...*, p.54
- ⁴⁰ P.CAMERON. *Petroleum Licensing: A Comparative Study*, p.7
- ⁴¹ E.E.SMITH. *Typical World Petroleum Arrangements*, In: *International Resources Law: A Blueprint for Mineral Development*. Denver: Rocky Mountain Mineral Foundation. Mineral Law Series. v.1991, n.1, p.9-26
- ⁴² E.E.SMITH, *International Petroleum Transactions*, p.318
- ⁴³ Z.GAO, *International Petroleum Contracts*, p.53-54
- ⁴⁴ T.DAINTITH & G.WILLOUGHBY, *Manual of UK...*, p.13-17.
- ⁴⁵ T.DAINTITH & G.WILLOUGHBY, *ibid.* p.19-20
- ⁴⁶ E.E.SMITH, *International Petroleum Transactions*, p.321-329
- ⁴⁷ T.DAINTITH & G.WILLOUGHBY, *ibid.*, p.116
- ⁴⁸ DTI.Tim Eggar announces new rounds of offshore licensing. *Press notice*, 25/4/94

- ⁴⁹ P.CAMERON, *Petroleum Licensing...*, p.70-71
- ⁵⁰ Z.GAO, *International Petroleum Contracts*, p.105
- ⁵¹ J.S.COELHO NETO, *Risk-bearing Service Contracts in Brazil*, p.26
- ⁵² Z.Gao, *International Petroleum Contracts*, estudou-os indiretamente através das publicações da Barrows Co.(1976, 1980, 1987) e da tese de J.S.Coelho Neto
- ⁵³ Z.GAO, *ibid.*, p.125
- ⁵⁴ Z.GAO, *ibid.*, p.127
- ⁵⁵ Z.GAO, *ibid.*, p.130
- ⁵⁶ UNCTC, *Main Features and Trends in Petroleum...*, p.11
- ⁵⁷ Z.GAO, *ibid.*, p.140
- ⁵⁸ Z.GAO, *ibid.*, p.139
- ⁵⁹ Partilha da produção é prática cuja origem se perde no tempo. No Brasil, é praticada no meio agrícola, sob o nome de "meiação". Na Indonésia foi aplicada primeiramente nos setores primários de agricultura e exploração de florestas.
- ⁶⁰ K.W.BLINN et al. *International Petroleum E & E Agreements*, p.69
- ⁶¹ Z.GAO, *International Petroleum Contracts*, p.67
- ⁶² Z.GAO, *ibid.*, p.73-93
- ⁶³ Z.GAO, *ibid.*, p.156-7
- ⁶⁴ Z.GAO, *ibid.*, p.160
- ⁶⁵ K.W.BLINN et al. *International Petroleum E & E...*, p.192
- ⁶⁶ K.W.BLINN et al. *ibid.*, p.99-100
- ⁶⁷ K.W.BLINN et al. *ibid.*, p.118-9
- ⁶⁸ K.W.BLINN et al. *ibid.*, p.101-4
- ⁶⁹ K.W.BLINN et al. *ibid.*, p.196-200

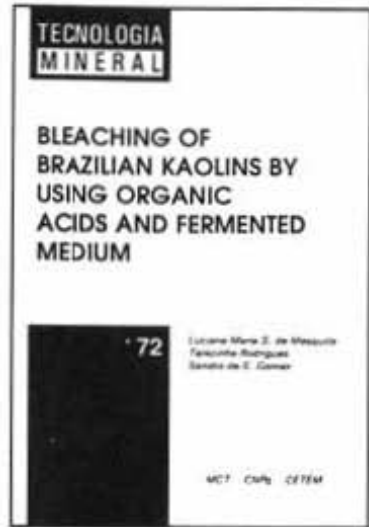
- ⁷⁰ E.E.SMITH, *International Petroleum Transactions*, p.519-21
- ⁷¹ E.E.SMITH, *ibid.*, p.531
- ⁷² UNCTC, *Alternative Arrangements for Petroleum...*, p.14
- ⁷³ R.F.MIKESELL, R.F. *Petroleum Company Operations ...*, p.30-35
- ⁷⁴ R.M.NELLIST, *Commonwealth Secretariat, London*, em palestra no CPMLP, 9/02/96.
- ⁷⁵ H.Le LEUCH, *Contractual flexibility in new petroleum investment contracts*. In: BEREDJICK & WÄLDE (eds)... p.81-100
- ⁷⁶ R.F.MIKESELL, *Petroleum Company Operations & Agreements*, p.38; K.W.DAM, *Oil Resources: Who Gets What How?*
- ⁷⁷ VAN MEURS, *World Fiscal Systems for Oil*, p.6-8
- ⁷⁸ VAN MEURS, *ibid.*, p.13
- ⁷⁹ J.MASSERCN, *Petroleum Economics...*, p.113
- ⁸⁰ UNCTC, *Alternative Arrangements...*, p.17
- ⁸¹ T.DAINTITH & G.WILLOUGHBY, *Manual of UK...*, p.221
- ⁸² VAN MEURS, *World Fiscal Systems for Oil*, p.82
- ⁸³ VAN MEURS, *World Fiscal Systems for Oil*, p.14
- ⁸⁴ K.W.BLINN et al. *International Petroleum E & E ...*, p.229
- ⁸⁵ D.N.SMITH & L.T.WELLS, *Negotiating Third-World Mineral Agreements*, p.61-65
- ⁸⁶ VAN MEURS, *World Fiscal Systems for Oil*, p.23-32
- ⁸⁷ D.N.SMITH & L.T.WELLS, *Negotiating Third-World Mineral Agreements*, p.65; K.W.BLINN et al., *International Petroleum...*, p.231
- ⁸⁸ P.VAN MEURS, *Financial and fiscal arrangements for petroleum development*. In: BEREDJICK & WÄLDE (eds), p.47-79

- ⁸⁹ A.G.KEMP, Principles and Philosophy of Petroleum Taxation. International Energy Law. Houston. 1984, p.401-418
- ⁹⁰ B.TAVERNE, An Introduction to the Regulation of the Petroleum Industry, p.29-31; VAN MEURS, World Fiscal Systems for Oil, p.53
- ⁹¹ VAN MEURS, World Fiscal Systems for Oil, p.54
- ⁹² T.DAINTITH & G.WILLOUGHBY, Manual of UK..., p.222
- ⁹³ VAN MEURS, World Fiscal Systems for Oil, p.56
- ⁹⁴ K.W.BLINN et al. International Petroleum E & E ..., p.241
- ⁹⁵ R.M.NELLIST, Commonwealth Secretariat, London, em palestra no CPMLP, 9/02/96.
- ⁹⁶ T.WÄLDE, Investment policies in the international petroleum industry. In: BEREDJICK & WÄLDE (eds). p.14-15
- ⁹⁷ E.E.SMITH, *ibid.*, p.566
- ⁹⁸ E.E.SMITH, International Petroleum Transactions, p.565
- ⁹⁹ T.WÄLDE, Recent Developments in Negotiating International Petroleum Agreements. Energy Law. Special Supplement. July 1992.
- ¹⁰⁰ Vide J.A.PARIZOTTO, O Gerenciamento Ambiental: Estudo de Caso de Cinco Empresas de Mineração no Brasil. Rio de Janeiro: CNPq/CETEM, 1995, 131p.
- ¹⁰¹ DTI (UK) Tim Eggar announces new rounds of offshore licensing. Press notice, 25/4/94
- ¹⁰² Este Capítulo é uma revisão atualizada de L.A.M.MARTINS, Atuação Normativa e Reguladora do Estado na Exploração Mineral. In: Estado e Exploração Mineral no Brasil: Um Levantamento Básico. Seção 3.2. p.126-139.
- ¹⁰³ Vide J.L.M.DIAS & M.A.QUAGLINO, A Questão do Petróleo no Brasil
- ¹⁰⁴ G.PHILIP, Oil and Politics in Latin America, p. 238-40; Exame, 21/6/95, p.23; Jornal do Brasil, 2/1/96, p.3

- ¹⁰⁵ J.S.COELHO NETO, Política e Legislação Mineral, p.14
- ¹⁰⁶ J.S.COELHO NETO, Risk-bearing Service Contracts..., p.12-14
- ¹⁰⁷ Conforme publicado no O Estado de São Paulo, 18 /5/ 1996
- ¹⁰⁸ P.D.CAMEFON, The structure of petroleum agreements. In: BEREDJICK & WÄLDE (eds), Petroleum Investment Policies, p.31
- ¹⁰⁹ De acordo com The World Bank, uma definição ampla de privatização inclui: vendas de ativos públicos para o setor privado, a contratação de serviços pelo governo através de concessões ou licenciamento, e consórcios (joint ventures).
- ¹¹⁰ E.MORSE & M.HUMPHRIES, An Overview of Capital Requirements for the Petroleum and Natural Gas Industries. Financing International Oil and Gas Operations. CPMLP Summer Seminar, Sep.95.
- ¹¹¹ T.WÄLDE & G.NDI, International Oil & Gas Investment, p.6
- ¹¹² R. BEAZLEY, Mobil New Exploration & Production Ventures - CEI, em palestra no CPMLP em 8/12/1995
- ¹¹³ T.WÄLDE & G.NDI, International Oil & Gas Investment, p.8
- ¹¹⁴ The Times, 28 dez. 1995, p.23-24
- ¹¹⁵ Petroleum Argus, April 29, 1996, p.1
- ¹¹⁶ Petroleum Argus, July 17, 1995, p.3
- ¹¹⁷ Desenvolvimento é o conjunto de operações e investimentos destinados a viabilizar as atividades de produção de um campo de petróleo ou de gás.
- ¹¹⁸ Petrobrás. Sistema Petrobrás:..., p.41-2
- ¹¹⁹ F.NEPOMUCENO FILHO. Concessões na Área de Petróleo, p.32
- ¹²⁰ Petrobrás. Sistema Petrobrás: Diagnósticos e Perspectivas, p.91

- ¹²¹ S.HODGSHON, Non-Traditional Petroleum Contracts, Seminar on International Petroleum Investment. CPMLP, 7/9/93
- ¹²² Petrobrás. Sistema Petrobrás:..., p.36
- ¹²³ F.NEPOMUCENO FILHO, Concessões..., p.12-19
- ¹²⁴ E.MORSE & M.HUMPHRIES, An Overview of Capital Requirements for the Petroleum and Natural Gas Industries. Financing International Oil and Gas Operations. CPMLP Seminar, Sep.95. Ranking PIW das 100 top companhias excluindo Aramco e Gazprom.
- ¹²⁵ Petrobrás. Debates, n.5, Jul. 94
- ¹²⁶ Petrobrás. Debates. n.1, Abr. 94
- ¹²⁷ Petrobrás, Sistema Petrobrás: Diagnósticos e Perspectivas, p.103-4; Petroleum Argus, 29/4/96, p.1
- ¹²⁸ C.A.V.M.CUNHA FILHO, The Brazilian Regulatory System, p22
- ¹²⁹ A isenção de ICMS para a exportação de produtos em bruto e semi-elaborados foi aprovada pelo Congresso em setembro de 96
- ¹³⁰ C.A.V.M.CUNHA FILHO, *ibid.*, p.14-31
- ¹³¹ Petrobrás. Mudanças no Setor Petróleo: Seus efeitos, sua análise. (s/d), p.11; Oil & Gas Journal, 13/11/95, p.257
- ¹³² Petrobrás. Sistema Petrobrás:..., p.22
- ¹³³ Oil & Gas Journal, 13/11/95, p.25-7
- ¹³⁴ Petrobrás. Sistema Petrobrás:..., p.42-4
- ¹³⁵ Petrobrás. Sistema Petrobrás:..., p. 92; Engenharia em Revista. n.6, Jan.94
- ¹³⁶ IBP/FGV, A Nova Regulamentação da Indústria de Petróleo no Brasil. Sumário Executivo do Seminário. Rio de Janeiro, 4-6/3/96

- ¹³⁷ J.P.T.PRATES & A.B.A.SARMENTO, Contratos de petróleo: conciliando interesses, In: DIAS, D.S. & RODRIGUES, A.P. Petróleo, Livre Mercado e Demandas Sociais, p.175-196.
- ¹³⁸ J.S.COELHO NETO, Política e Legislação Mineral, p.1-9
- ¹³⁹ IBP/FGV, A Nova Regulamentação da Indústria de Petróleo no Brasil. Sumário Executivo do Seminário. Rio de Janeiro, 4-6/3/96



**NÚMEROS PUBLICADOS NA SÉRIE
TECNOLOGIA MINERAL**

1. Flotação de Carvão: Estudos em Escala de Bancada - Antonio R. de Campos, Salvador L. M. de Almeida e Amílcar T. de Santos, 1979. (esgotado)
2. Beneficiamento de Talco: Estudos em Escala de Bancada - Nelson T. Shimabukuro, Carlos Adolpho M. Baltar e Francis W. Hollanda Vidal, 1979. (esgotado)
3. Beneficiamento de Talco: Estudos em Usina Piloto - Nelson T. Shimabukuro, Carlos Adolpho M. Baltar e Francisco W. Hollanda Vidal, 1979. (esgotado)
4. Flotação de Cranita da Localidade de Boa Esperança (MC) - Ivan O. de Carvalho Masson e Tulio Herman A. Luco, 1979. (esgotado)
5. Beneficiamento de Diatomita do Ceará - José A. C. Sobrin e Adão B. da Luz, 1979. (esgotado)
6. Eletrorecuperação de Zinco: uma Revisão das Variáveis Influentes - Roberto C. Villas Bôas, 1979. (esgotado)
7. Redução da Gipsita com Carvão Vegetal - Ivan O. de Carvalho Masson, 1980. (esgotado)
8. Beneficiamento do Diatomito de Canavieira do Estado do Ceará - Franz Xavier H. Filho e Marcello M. Veiga, 1980. (esgotado)
9. Moagem Autógena de Itabirito em Escala Piloto - Hedda Vargas Figueira e João Alves Sampaio, 1980. (esgotado)
10. Flotação de Minério Oxidado de Zinco de Baixo Teor - Carlos Adolpho M. Baltar e Roberto C. Villas Bôas, 1980. (esgotado)
11. Estudo dos Efeitos de Corrente de Pulso Sobre o Eletrorefino de Prata - Luiz Gonzaga dos S. Sobrinho, Ronaldo Luiz C. dos Santos e Delfin da Costa Laureano, 1980. (esgotado)
12. Lixiviação Bacteriana do Sulfeto de Cobre de Baixo Teor - Vicente Paulo de Souza, 1980. (esgotado)
13. Flotação de Minérios Oxidados de Zinco: uma Revisão de Literatura - Carlos Adolpho M. Baltar, 1980. (esgotado)
14. Efeito de Alguns Parâmetros Operacionais no Eletrorefino do Ouro - Marcus Granato e Roberto C. Villas Bôas, 1980. (esgotado)
15. Flotação de Carvão de Santa Catarina em Escala de Bancada e Piloto - Antonio R. de Campos e Salvador L. M. de Almeida, 1981. (esgotado)
16. Aglomeração Seletiva de Finos de Carvão de Santa Catarina: Estudos Preliminares - Lauro Santos N. Costa, 1981. (esgotado)
17. Briquetagem e a sua Importância para a Indústria - Walter Shinzel e Regina Célia M. da Silva, 1981. (esgotado)
18. Aplicação de Petrografia no Beneficiamento de Carvão por Flotação - Ney Hamilton Porphírio, 1981. (esgotado)
19. Recuperação do Cobre do Minério Oxidado de Caraíba por Extração por Solventes em Escala Semipiloto - Ivan O. C. Masson e Paulo Sérgio M. Soares, 1981. (esgotado)
20. Dyaawhirpool (DWP) e sua Aplicação na Indústria Mineral - Hedda Vargas Figueira e José Aury Aquino, 1981. (esgotado)

21. Flotação de Rejeitos Frios de Schoclit em Planta Piloto - José Farias de Oliveira, Ronaldo Moreira Horta e João Alves Sampaio, 1981. (esgotado)

22. Coque de Turfa e suas Aplicações - Regina Célia M. da Silva e Walter Schinzel, 1982.

23. Refino Eletrolítico de Ouro. Processo Wohlwill - Juliano Peres Barbosa e Roberto C. Villas Bóas, 1982. (esgotado)

24. Flotação de Oxidados de Zinco: Estudos em Escala Piloto - Adão Benvindo da Luz e Carlos Adolpho M. Baltar, 1982.

25. Dosagem de Ouro - Luiz Gonzaga S. Sobral e Marcus Granato, 1983.

26. Beneficiamento e Extração de Ouro e Prata de Minério Sulfetado - Márcio Torres M. Penna e Marcus Granato, 1983.

27. Extrações por Solventes de Cobre do Minério Oxidado de Caraíba - Paulo Sérgio M. Soares e Ivan O. de Carvalho Masson, 1983.

28. Preparo Eletrolítico de Solução de Ouro - Marcus Granato, Luiz Gonzaga S. Sobral, Ronaldo Luiz C. Santos e Delfin da Costa Laureano, 1983. (esgotado)

29. Recuperação de Prata de Fixadores Fotográficos - Luiz Gonzaga dos Santos Sobral e Marcus Granato, 1984. (esgotado)

30. Amostragem para Processamento Mineral - Mário V. Possa e Adão B. da Luz, 1984. (esgotado)

31. Indicador de Bibliotecas e Centros de Documentação em Tecnologia Mineral e Geociências do Rio de Janeiro - Subcomissão Brasileira de Documentação em Geociências - SBIDG, 1984.

32. Alternativa para o Beneficiamento do Minério de Manganês de Urucum, Corumbá-MS - Lúcia Maria Cabral de Góes e Silva e Lélcio Fellows Filho, 1984.

33. Lixiviação Bacteriana de Cobre de Baixo Teor em Escala de Bancada - Teresinha R. de Andrade e Francisca Pessoa de França, 1984.

34. Beneficiamento do Calcário da Região de Cantagalo-RJ - Vanilda Rocha Barros, Hedda Vargas Figueira e Rupen Adamian, 1984.

35. Aplicação da Simulação de Hidrociclones em Circuitos de Moagem - José Ignácio de Andrade Gomes e Regina C. C. Carrisso, 1985. (esgotado)

36. Estudo de um Método Simplificado para Determinação do "Índice de Trabalho" e sua Aplicação à Remoagem - Hedda Vargas Figueira, Luiz Antonio Pretti e Luiz Roberto Moura Valle, 1985. (esgotado)

37. Metalurgia Extrativa do Ouro - Marcus Granato, 1986. (esgotado)

38. Estudos de Flotação do Minério Oxidado de Zinco de Minas Gerais - Francisco W. Hollanda Vidal, Carlos Adolpho M. Baltar, José Ignácio de A. Gomes, Leonardo A. da Silva, Hedda Vargas Figueira, Adão B. da Luz e Roberto C. Villas Bóas, 1987.

39. Lista de Termos para Indexação em Tecnologia Mineral - Vera Lúcia Vianna de Carvalho, 1987.

40. Distribuição de Germânio em Frações Densimétricas de Carvões - Luiz Fernando de Carvalho e Valéria Conde Alves Moraes, 1986.

41. Aspectos do Beneficiamento de Ouro Aluvionar - Fernando A. Freitas Lins e Leonardo A. da Silva, 1987. (esgotado)

42. Estudos Tecnológicos para Aproveitamento da Atapulgita de Guadalupe-PI - Adão B. da Luz, Salvador L. M. de Almeida e Luciano Tadeu Silva Ramos, 1988.

43. Tratamento de Efluentes de Carvão Através de Espessador de Lamelas - Francisco W. Hollanda Vidal e Franz Xaver Horn Filho, 1988.

44. Recuperação do Ouro por Amalgamação e Cianetação: Problemas Ambientais e Possíveis Alternativas - Vicente Paulo de Souza e Fernando A. Freitas Lins, 1989. (esgotado)

45. Geopolítica dos Novos Materiais - Roberto C. Villas Bóas, 1989. (esgotado)

46. Beneficiamento de Calcário para as Indústrias de Tintas e Plásticos - Vanilda da Rocha Barros e Ant. R. de Campos, 1990. (esgotado)

47. Influência de Algumas Variáveis Físicas na Flotação de Partículas de Ouro - Fernando A. Freitas L. Rupen Adamian, 1991.

48. Caracterização Tecnológica de Caulim para a Indústria de Papel - Rosa Malena Fernandes Lima e B. da Luz, 1991.

49. Amostragem de Minérios - Maria Alice C. de Goes, Mário V. Possa e Adão B. da Luz, 1991.

50. Design of Experiments in Planning Metallurgical Tests - Roberto C. Villas Bóas, 1991. (esgotado)

51. Eletrorecuperação de Ouro a partir de Soluções Diluídas de seu Cianeto - Roberto C. Villas Bóas, 1991.

52. Talco do Paraná - Flotação em Usina Piloto - Salvador Luiz M. de Almeida, Adão B. da Luz e Ivan F. Po 1991.

53. Os Novos Materiais e a Corrosão - Roberto C. Villas Bóas, 1991.

54. Aspectos Diversos da Garimpagem de Ouro - Fernando Freitas Lins (coord.), José Cunha Cotta, Ad. da Luz, Marcello M. da Veiga, Fernando Freitas Lins, Luiz Henrique Farid, Márcia Machado Gonçalves, Ronaldo Luiz C. dos Santos, Maria Laura Barreto e Irene C. M. H. Medeiros Portela, 1992. (esgotado)

55. Concentrador Centrífugo - Revisão e Aplicações Potenciais - Fernando Freitas Lins, Lauro S. No Cosa, Oscar Cuéllar Delgado, Jorge M. Alvares Gutierrez, 1992. (esgotado)

56. Minerais Estratégicos: Perspectivas - Roberto C. Villas Bóas, 1992. (esgotado)

57. O Problema do Germânio no Brasil - Roberto C. Villas Bóas, Maria Dionísia C. dos Santos e Vicente I de Souza, 1992.

58. Caracterização Tecnológica do Minério Aurífero da Mineração Casa de Pedra-Mato Grosso - Hamilton Porphírio e Fernando Freitas Lins, 1992.

59. Geopolitics of the New Materials: The Case of the Small Scale Mining and New Materials Develop - Roberto C. Villas Bóas, 1992. (esgotado)

60. Degradação de Cianetos por Hipoclorito de Sódio - Antonio Carlos Augusto da Costa, 1992.

61. Paládio: Extração e Refino, uma Experiência Industrial - Luiz Gonzaga S. Sobral, Marcus Granato e Roberto B. Ogando, 1992.

62. Desempenho de Ciclones e Hidrociclones - Giulio Massarani, 1992.

63. Simulação de Moagem de Talco Utilizando Seixos - Regina Coeli C. Carrisso e Mário Valente Possa, 1992.

64. Atapulgita do Piauí para a Indústria Farmacêutica - José Pereira Neto, Salvador L. M. de Almeida e Ronaldo de Miranda Carvalho, 1993.

65. Caulim: um mineral industrial importante - Adão B. da Luz e Eduardo C. Damasceno, 1993.

66. Química e Tecnologia das Terras-Raras - Alcídio Abrão, 1994.

67. Tiouréia e Bromo como Lixivantes Alternativos à Cianetação do Ouro. Roberto de Barros E. Trin 1994.

68. Zeólitas: Propriedades e Usos Industriais - Adão Benvindo da Luz, 1994.

69. Caracterização Tecnológica de Lascas de Quartzo - Marília Inês Mendes Barbosa e Ney Har Pophírio, 1994.

70. Froth Flotation: Relevant Facts and the Brazilian Case - Armando Corrêa de Araújo e Antônio Ed Clark Peres, 1995.

71. Uma revisão da Síntese de Pós Cerâmicos Via Alcoxidos - Estudo de Caso: alcoxidos de Terras-R. Plácio Eduardo Praes e Maurício Moutinho da Silva, 1995.

**DETERMINAÇÃO
POTENCIOMÉTRICA DE
CIANETOS EM EFLUENTES
DE MINERAÇÃO**

15 *Razane Valente Martins*

ACT CIVIL COTM

**NÚMEROS PUBLICADOS NA SÉRIE
TECNOLOGIA AMBIENTAL**

1. Poconé: Um Campo de Estudos do Impacto Ambiental do Garimpo - Marcello M. da Veiga, Francisco R. C. Fernandes, Luiz Henrique Farid, José Eduardo B. Machado, Antônio Odilon da Silva, Luís Drude de Lacerda, Alexandre Pessoa da Silva, Edinaldo de Castro e Silva, Evaldo F. de Oliveira, Gercino D. da Silva, Hélcias B. de Pádua, Luiz Roberto M. Pedroso, Nelson Luiz S. Ferreira, Salete Kiyoka Ozaki, Rosane V. Marins, João A. Imbassay, Wolfgang C. Pfeiffer, Wanderley R. Bastos e Vicente Paulo de Souza (2ª edição), 1991. (esgotado)

2. Diagnóstico Preliminar dos Impactos Ambientais Gerados por Garimpos de Ouro em Alta Floresta/MT: Estudo de Caso (versão Português/Inglês) - Luiz Henrique Farid, José Eduardo B. Machado, Marcos P. Gonzaga, Saulo R. Pereira Filho, André Eugênio F. Campos, Nelson S. Ferreira, Gersino D. Silva, Carlos R. Tobar, Volney Câmara, Sandra S. Haçon, Diana de Lima, Vângil Silva, Luiz Roberto M. Pedroso, Edinaldo de Castro e Silva, Laís A. Menezes, 1992.

3. Mercúrio na Amazônia: Uma Bomba Relógio Química? - Luis Drude Lacerda e Win Salomons, 1992. (esgotado)

4. Estudo dos Impactos Ambientais Decorrentes do Extrativismo Mineral e Poluição Mercurial no Tapajós - Pré-Diagnóstico - Rita Maria Rodrigues et al., 1994.

5. Utilização do Aguapé no Tratamento de Efluentes com Cianetos - Marcus Granato, 1995.

6. Are Tropical Estuarine Environmental Sinks or Sources? - Egbert K. Duursma, 1995.

7. Assessment of the Heavy Metal Pollution in a Gold "Garimpo" - Saulo Rodrigues Filho e John Edmund L. Maddock, 1995.

8. Instrumental Multielement Analysis in Plant Materials - A Modern Method in Environmental Chemistry and Tropical Systems Research - Bernd Market, 1995.

9. Heavy Metals in Estuarine Sediments: Mangrove Swamps of the Subae and Paraguaçu Tributary Rivers of Todos os Santos Bay, Bahia, Brazil - J. F. Paredes, A. F. S. Queiroz, I. G. Carvalho, M. A. S. B. Ramos, A. L. F. Santos e C. Mosser, 1995.

10. Metais Pesados nas Sub-bacias Hidrográficas de Poconé e Alta Floresta - Saulo Rodrigues Pereira Filho, 1995.

11. Diagnóstico Ambiental das Áreas Submetidas à Garimpagem de Ouro em Rio Preto - MG - Antonio José L. de A. Ramos e Saulo Rodrigues Pereira Filho, 1996.

12. Batch and Continuous Heavy Metals Biosorption by a Brown Seaweed - Antonio Carlos A. da Costa, Luciana Maria S. de Mesquita e João Tornovsky, 1996.

13. Emissões de Mercúrio na Queima de Amálgama: estudo da contaminação de ar, solos e poeira em Poconé, MT - Alexandre Pessoa da Silva, Volney Câmara, Osmar da Cruz N. Nascimento, Lázaro J. Oliveira, Edinaldo C. Silva, Fátima Piveta e Paulo R. G. e Barrocas, 1996.

14. Desativação de Minas - Adão Benvindo da Luz e Eduardo Camilher Damasceno, 1996.

**NOTAS SOBRE O
LABORATÓRIO DA
PRODUÇÃO MINERAL:
LPM/DNPM**

10 *Heidi Vargas de O. Figueira*

ACT CIVIL COTM

**NÚMEROS PUBLICADOS NA SÉRIE
QUALIDADE E PRODUTIVIDADE**

1. Qualidade na Formulação de Misturas - Roberto C. Vil Bóas, 1992. (esgotado)

2. La Importância del Método en la Investigación Tecnológica - Roberto C. Villas Bóas, 1992.

3. Normalización Minerometalúrgica e Integración Latinoamericana - Rômulo Genuino de Oliveira, 1993.

4. A Competitividade da Indústria Brasileira de Alumínio: Avaliação e Perspectivas - James M. G. Weiss, 1993. (esgotado)

5. O Gerenciamento Ambiental: Estudo de Caso de Cin Empresas de Mineração no Brasil - José Antônio Parizott, 1995.

6. Situação Atual e Perspectivas da Indústria Mineral no Brasil - Ulysses Rodrigues de Freitas, 1995.

7. The Profile of the Brazilian Mining Professionals - Arth Pinto Chaves, 1995.

8. Certification and Use of Reference Materials - Maria Alice C. de Goes, 1995.

9. Arranjos Ortogonais de Taguchi: os $L_n(2^k)$ - Roberto C. Villas Bóas, 1996.

**POLÍTICA E ADMINISTRAÇÃO
DA EXPLORAÇÃO E
PRODUÇÃO DE PETRÓLEO**

Luiz Augusto Milani Martins

MCT CNPq CTEM

1. Quem é Quem no Subsolo Brasileiro - Francisco R. C. Fernandes, Ana Maria B. M. da Cunha, Maria de Fátima Faria dos Santos, José Raimundo Coatinho de Carvalho e Maurício Lins Arcoverde, (2ª edição) 1987. (esgotado)

2. A Política Mineral na Constituição de 1967 - Ariadne da Silva Rocha Nodari, Alberto da Silva Rocha, Marcos Fábio Freire Montysuma e Luis Paulo Schance Heler Giannini, (2ª edição) 1987.

3. Mineração no Nordeste - Depoimentos e Experiências - Manuel Correia de Andrade, 1987. (esgotado)

4. Política Mineral do Brasil - Dois Ensaio Críticos - Osny Duarte Pereira, Paulo César Ramos de Oliveira Sá e Maria Isabel Marques, 1987. (esgotado)

5. A Questão Mineral da Amazônia - Seis Ensaio Críticos - Francisco R. C. Fernandes, Roberto Gama e Silva, Wanderlino Teixeira de Carvalho, Manueia Carneiro da Cunha, Breno

Augusto dos Santos, Arrando Álvares de Campos Cordeiro, Arthur Luiz Bernardelli, Paulo César de Sá e Maria Isabel Marques, 1987. (esgotado)

6. Setor Mineral e Dívida Externa - Maria Clara Couto Soares, 1987.

7. Constituinte: A Nova Política Mineral - Gabriel Guerreiro, Octávio Elísio Alves de Brito, Luciano Galvão Coutinho, Roberto Gama e Silva, Alfredo Ruy Barbosa, Hildebrando Hermann e Osny Duarte Pereira, 1988. (esgotado)

8. A Questão Mineral na Constituição de 1988 - Fábio S. Sá Earp, Carlos Alberto K. de Sá Earp e Ana Lúcia Villas-Bôas, 1988. (esgotado)

9. Estratégia dos Grandes Grupos no Domínio dos Novos Materiais - Paulo Sá, 1989. (esgotado)

10. Política Científica e Tecnológica no Japão, Coreia do Sul e Israel. - Abraham Benzaquen Sicsú, 1989. (esgotado)

11. Legislação Mineral em Debate - Maria Laura Barreto e Gildo Sá Albuquerque (organizadores), 1990. (esgotado)

12. Ensaio Sobre a Pequena e Média Empresa de Mineração - Ana Maria B. M. da Cunha (organizadora) 1991. (esgotado)

13. Fontes e Usos de Mercúrio no Brasil - Rui C. Hasse Ferreira e Luiz Edmundo Appel, (2ª edição) 1991.

14. Recursos Minerais da Amazônia - Alguns Dados Sobre Situação e Perspectivas - Francisco R. C. Fernandes e Irene C. de M. H. de Medeiros Portela, 1991. (esgotado)

15. Repercussões Ambientais em Garimpo Estável de Ouro - Um Estudo de Caso - Irene C. de M. H. de Medeiros Portela, (2ª edição) 1991.

16. Panorama do Setor de Materiais e suas Relações com a Mineração: Uma Contribuição para Implementação de Linhas de P & D - Marcello M. Veiga e José Octávio Armani Pascoal, 1991.

17. Potencial de Pesquisa Química nas Universidades Brasileiras - Peter Rudolf Seidl, 1991.

18. Política de Aproveitamento de Areia no Estado de São Paulo: Dos Conflitos Existentes às Compatibilizações Possíveis - Hildebrando Hermann, 1991.

19. Uma Abordagem Crítica da Legislação Garimpeira: 1967-1989 - Maria Laura Barreto, 1993. (esgotado)

20. Some Reflections on Science in the Low-Income Economies - Roald Hoffmann, 1993. (esgotado)

21. Terras-raras no Brasil: depósitos, recursos identificados e reservas - Francisco Eduardo de V. Lapido Loureiro, 1994.

22. Aspectos Tecnológicos e Econômicos da Indústria de Alumínio, Marisa B. de Mello Monte e Rupen Adamian, 1994

23. Indústria Carbonífera Brasileira: conveniência e viabilidade - Gildo de A. Sá C. de Albuquerque, 1995.

24. Carvão Mineral: Aspectos Gerais e Econômicos - Regina Coeli C. Carrisso e Mário Valente Possa, 1995.

25. "Sustainable Development: materials technology and industrial development in Brazil" - Roberto C. Villas Bôas, 1995.

26. Minerais e Materiais Avançados - Heloísa Vasconcellos de Medina e Luis Alberto Almeida Reis, 1995.

27. Poluição Mercurial: parâmetros técnico-jurídicos - Maria Laura Barreto e Anna Christiana Marinho, 1995.

28. Aspectos Técnicos e Econômicos do Setor de Rochas Ornamentais - Cid Chiodi Filho, 1995.

29. Mineração e Desenvolvimento Econômico: a questão nacional nas estratégias de desenvolvimento do setor mineral (1930-1964), Vol. I - Ana Lucia Villas-Bôas, 1995.

29. Mineração e Desenvolvimento Econômico: o projeto nacional no contexto da globalização (1964-1994), Vol. II - Ana Lúcia Villas-Bôas, 1995.

30. Elementos Estratégicos e Geopolíticos da Evolução Recente dos Materiais - Sarita Albagli, 1996.

31. A Produção de Fosfato no Brasil: uma apreciação histórica das condicionantes envolvidas - Gildo de A. Sá C. de Albuquerque, 1996.

32. Pequena Empresa: a base para o desenvolvimento da mineração nacional - Gilson Ezequiel Ferreira, 1996.

33. Gestão Ambiental: uma avaliação das negociações para a implantação da ISO 14.000 - Gisela A. Pires, do Rio, 1996.

34. Guias Prospectivos para Mineralizações em Rochas Granitoides - Cid Chiodi Filho, 1997.



4

*Anais da
IV Jornada Interna do
CETEM*

MCT CNPq CETEM

NÚMEROS PUBLICADOS NA SÉRIE
INICIAÇÃO CIENTÍFICA

1. Anais da I Jornada Interna do CETEM, 1994.
2. Anais da II Jornada Interna do CETEM, 1995.
3. Anais da III Jornada Interna do CETEM, 1996

PUBLICAÇÕES AVULSAS EDITADAS PELO CETEM OU EM CO-EDIÇÃO

1. Programação Trienal: 1989/1991. Centro de Tecnologia Mineral (CETEM/CNPq), 1989.
2. Manual de Usinas e Beneficiamento. Editor: Adão Benvindo da Luz, Centro de Tecnologia Mineral (CETEM/CNPq), 1989. (esgotado)
3. Garimpo, Meio Ambiente e Sociedades Indígenas. Organizadores: Livia Barbosa, Ana Lucia Lobato, João Augusto Drummond (CETEM/CNPq/EDUFF), 1992. (esgotado)
4. Programação Trienal: 1992/1994. Centro de Tecnologia Mineral (CETEM/CNPq).
5. Impactos Ambientais. Editores: H. Rattner (SPRU/USP/CNPq), 1993.
6. Relatório de Atividades de 1993. Centro de Tecnologia Mineral (CETEM/CNPq), 1994.
7. Programação Trienal: 1995/1997. Centro de Tecnologia Mineral (CETEM/CNPq), 1995
8. Relatório Anual de Atividades 1994. Centro de Tecnologia Mineral (CETEM/CNPq), 1995. (esgotado)
9. 2nd Swedish-Brazilian Workshop on Mineral Technology. Editores: Eric Forsberg and Roberto C. Villas Bôas. (CETEM/CNPq/LULEÅ/EPUSP), 1995. (esgotado)
10. Tratamento de Minério. Editores: Adão B. da Luz, Lauro N. Costa, Mário Valente Possa e Salvador Lu M. de Almeida. (CETEM/CNPq), 1995. (esgotado)
11. Sustainable Development and the Advanced Materials: The Brazilian Case. Editor: Roberto C. Villas Bôas (IDRC/CRDI - CETEM/CNPq), 1995.
12. The Future of Extractive Metallurgy. Editor: Roberto C. Villas Bôas. (Laval/CETEM), 1996.
13. Relatório Anual de Atividades. Centro de Tecnologia Mineral (CETEM/CNPq), 1995.