

Participações Governamentais na Lei do Petróleo

Ivan Magalhães Junior

*Superintendência de Controle das Participações Governamentais
Agência Nacional do Petróleo*

Regime Fiscal Brasileiro



Participações Governamentais

- Bônus de assinatura
- Royalties
- Participação Especial
- Pagamento pela Ocupação ou Retenção de Área

Outras Obrigações

- **Pesquisa & Desenvolvimento**
 - Aplicável somente a campos sujeitos ao pagamento da Participação Especial
 - 1% do valor da Receita Bruta
- **Proprietários de terra**
 - Lavra em terra
 - 1,0% do valor da produção de petróleo e gás natural

Matriz Legal

- Lei 9.478, 6 Agosto de 1997 - Lei do Petróleo
 - Artigos 45 a 52
- Decreto 2.705, 3 de Agosto de 1998
 - Decreto das Participações Governamentais
- Portarias da ANP

Bônus de Assinatura

- **Artigo 46**

- Valor ofertado pela empresa vencedora da licitação
- Pago no ato da assinatura do contrato de concessão
- Valor mínimo estabelecido em Edital

- **5ª Rodada de Licitações**

- Valor mínimo depende do tipo de Bloco (A, B, C)
 - Blocos A: R\$ 100 mil
 - Blocos B: R\$ 20 mil
 - Blocos C: R\$ 10 mil

Pagamento pela Ocupação ou Retenção de Área

- Artigo 51
- Valores unitários por quilômetro quadrado variam dependendo da fase:
Exploração, Desenvolvimento e Produção

- Pago em 15 de janeiro relativo ao ano anterior
 - Reajuste pelo IGP-DI a cada aniversário do contrato

Exemplos para o Primeiro Período Exploratório (Pré-Edital)

Bacias em Terra

- Espírito Santo, Potiguar e Recôncavo: 85 R\$/km² por ano

Bacias em Mar

- Espírito Santo, Campos e Santos: 550 R\$/km² por ano

PREÇO DE REFERÊNCIA

Base para Participações Governamentais



Preço de Venda

- Preço de venda
 - Média ponderada dos preços de venda durante o mês
 - Preço livre de tributos incidentes sobre a venda (ICMS, PIS, COFINS)
 - No caso de petróleo embarcado: preço FOB
 - Preços em moeda estrangeira são convertidos pela taxa média de câmbio vigente no mês da venda



Preço Mínimo

- **Preço Mínimo, determinado pela ANP**
 - Baseado numa cesta-padrão, formada por até 4 tipos de petróleos similares, proposta pelo Concessionário
 - **Art. 7o do Decreto das Participações Governamentais**
 - Caso o concessionário não apresente a cesta, a ANP estabelecerá o preço mínimo segundo seus critérios
 - **Portaria ANP 206/00**

Preço Mínimo

- **Portaria 206, de 29 Agosto 2000, estabelece a metodologia de cálculo do preço mínimo**
 - Petróleo Brent +/- diferencial de qualidade, em dólares americanos
 - Preço em dólar será convertido em Reais pela média mensal das cotações diárias para compra publicadas pelo Banco Central do Brasil
- **Atualizado e publicado mensalmente pela ANP Portaria ANP 110, 17 de Abril de 2003**

Preço Mínimo Diferencial de Qualidade

- Valor das frações dos destilados do petróleo nacional
menos
- Valor das frações dos destilados obtidos a partir do Brent
- com base no preço de cada destilado no mercado de Rotterdam
- A diferença obtida é o diferencial de qualidade adotado para obtenção do Preço Mínimo do petróleo brasileiro



anp
Agência
Nacional do
Petróleo

Cálculo do Diferencial de Qualidade Derivados utilizados



Brasil Round5
Quinta Rodada de Licitações

% Enxofre	Fração Leve	Fração Média	Fração Pesada
≤ 0,35%	Regular Unleaded	Gasol EN590	Fuel Oil 1%
> 0,35%	Regular Unleaded	Gasol 0.2%	Fuel Oil 3,5%

Preço Mínimo do Petróleo - Exemplo de Cálculo - Mar 2003

FRAÇÕES (%)	A	B	C
	FI (leves)	Fm (médios)	Fp (pesados)
BAIANO MISTURA	20,58%	48,82%	30,60%
BRENT DATED	39,20%	44,90%	15,90%

PREÇOS (US\$/barril)	D	E	F
	PI (leves) Regular Unleaded	Pm (médios) Gasoil EN590	Pp (pesados) Fuel Oil 1%
	37,10	48,82	29,27

Valor Bruto do Petróleo - VBP (US\$/barril)	G = A x D	H = B x E	I = C x F	J = G + H + I
BAIANO MISTURA	7,64	23,83	8,96	40,43
BRENT DATED	14,54	21,92	4,65	41,12

= 38,51 - 43,03

Diferencial D = **-0,69**

Preço Mínimo do Baiano Mistura = Preço do Brent + Diferencial = 30,54 - 0,69

Preço Mínimo do Baiano Mistura = 29,84 US\$/bbl

x 6,2898 x 3,4460 (R\$/US\$)

Preço Mínimo do Baiano Mistura = **646,87 R\$/m3**

Royalties

- Artigo 47
 - Alíquota 10%
 - Pode ser reduzida em casos excepcionais, mínimo de 5%

Royalties - Volumes

- Royalty incide sobre o volume total de petróleo e gás natural:
 - Medido no(s) ponto(s) de medição definido(s) no Plano de Desenvolvimento do campo
 - Inclui o consumido nas operações do campo

Royalties - Volumes

- Volumes de gás excluídos da incidência de royalty:
 - Gás utilizado para elevação artificial ("gas lift")
 - Gás re-injetado no mesmo campo
 - Gás queimado por
 - razões de segurança
 - comprovada necessidade operacional

Royalties

Preço de Referência do Gás Natural

- A produção mensal de gás será valorada com base na média ponderada dos preços de venda do gás produzido no campo, praticados pelo concessionário no mês
- Preço é livre dos tributos incidentes sobre a venda
- Exclui custos de “transporte”

Royalties

Outras Considerações

- **Relatórios mensais de produção (por campo e por poço) e preços de venda devem ser apresentados até o 15º dia do mês seguinte**
- **Royalties são pagos até o último dia útil do mês seguinte ao mês de produção à Secretaria do Tesouro Nacional**
- **Comprovante de pagamento e Demonstrativo de Apuração devem ser entregues à ANP dentro de 5 dias úteis após o pagamento**
- **Demonstrativo de apuração padronizado é fornecido pela ANP**

Participação Especial ("PE")

- Artigo 50
- Pagamento trimestral sobre Receita Líquida de campos que atinjam substanciais volumes de produção
- Nenhuma PE é devida a menos e até que
 - Volume de isenção seja atingido; e
 - Receita Líquida acumulada seja positiva
- Demonstrativo de apuração trimestral em formato padronizado
 - Portaria ANP 58/01

PE - Generalidades

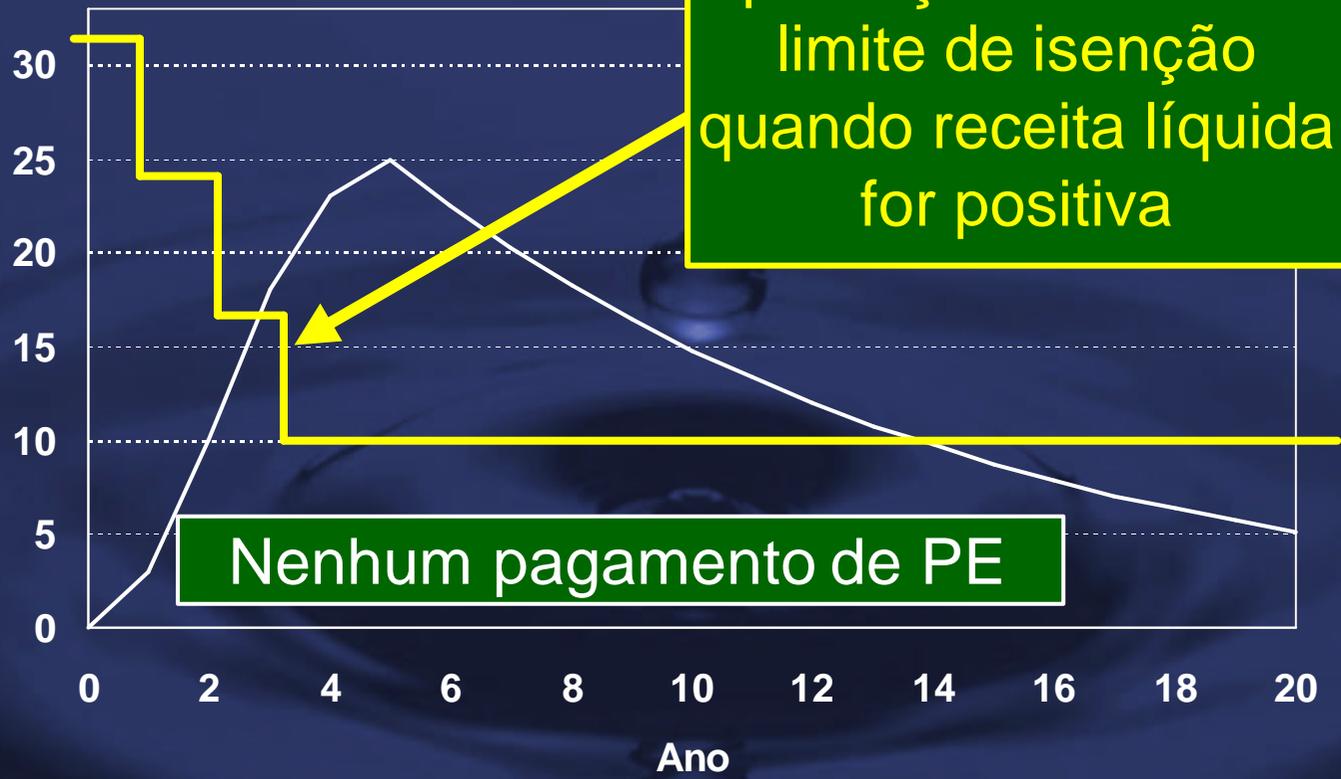
- Produção e despesas apropriadas campo-a-campo
- Alíquotas variam até de acordo com critérios fixados no Decreto 2.705/98
 - Volume de produção trimestral
 - Localização do campo (três estruturas de custos)
 - Lavra em terra
 - Plataforma continental < 400 metros de profundidade
 - Plataforma continental > 400 metros de profundidade

Anos de produção

- Volumes isentos declinam com os anos de produção
 - Volumes de isenção diferenciados para os anos 1, 2 e 3
 - Ano 4 e seguintes

PE - Volume de Produção

Produção, '000 BOEPD

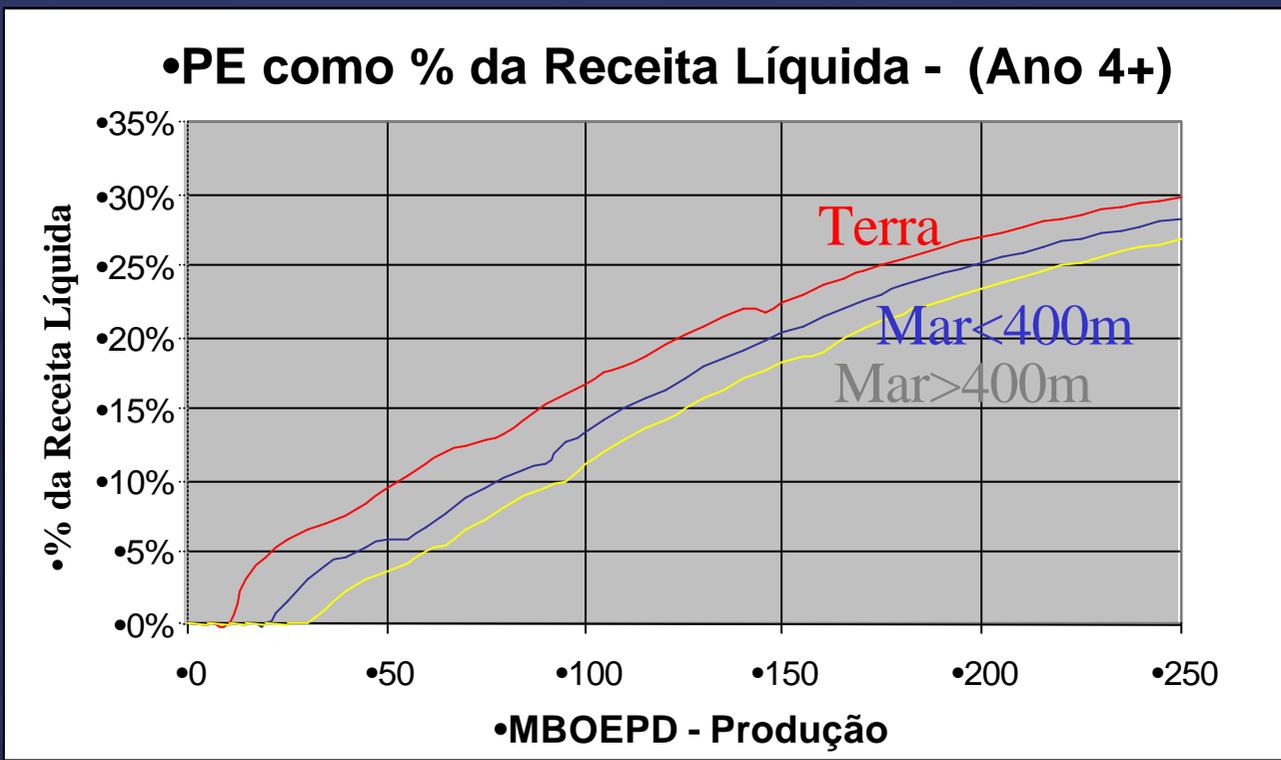


PE pagável sobre produção acima do limite de isenção quando receita líquida for positiva

Nenhum pagamento de PE

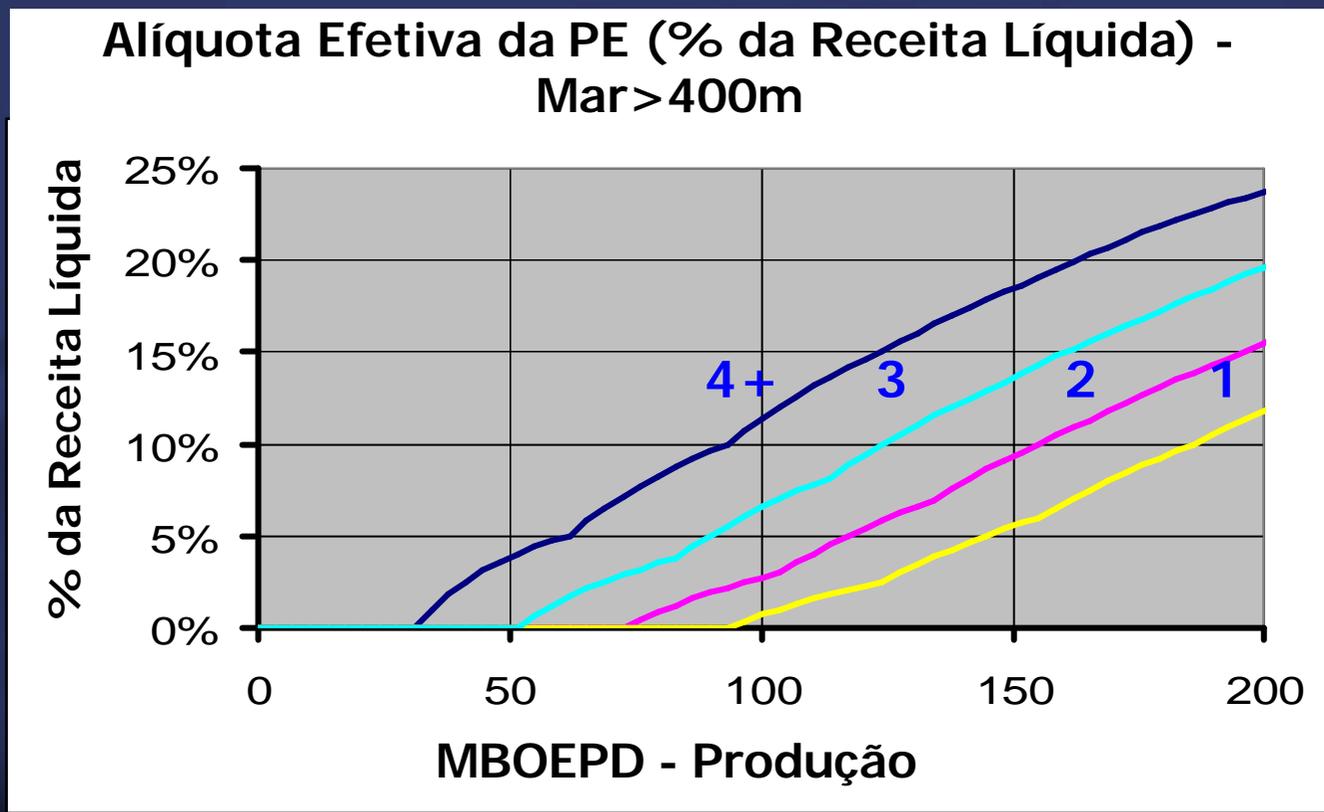
PE - Dependência da Localização

Alíquotas variam com a localização



PE - Dependência Temporal

Alíquotas variam para os anos 1, 2, 3, 4 e seguintes



- Receita Bruta de um campo é determinada com base nos mesmos volumes e preços utilizados para o Royalty, exceto
 - Volumes de gás consumidos nas operações do campo ou queimados não são considerados na apuração da PE

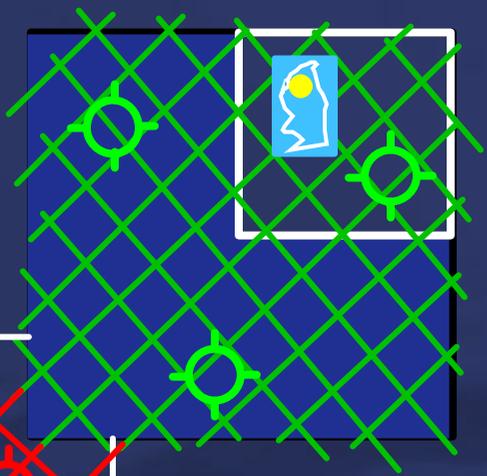
PE - Deduções

- **Normas detalhadas constam das Portarias ANP 10/99 e 102/99**
- **Bônus de Assinatura - 100% em qualquer trimestre**
- **Certas obrigações incidentes nas atividades de E&P**
 - Royalties
 - Pagamento pela Ocupação ou Retenção de Área
 - Pagamento aos Proprietários de Terra
 - 1% da Receita Bruta investido em P&D
- **Não dedutíveis:**
 - Imposto de renda, contribuição social sobre o lucro líquido

PE - Deduções Gastos na Fase de Exploração

- **Gastos na Fase de Exploração**
 - Concessionário pode deduzir como despesa 100% em qualquer trimestre ou amortizar ao longo do tempo
 - Gastos de exploração e avaliação compartilhados com outros campos produtores na Área de Concessão (incluindo poços secos)
 - **Critério de rateio próprio do concessionário**

PE - Deduções Gastos na Fase de Exploração



Poços descobridores
por campo



Toda a sísmica na Área
original



Poços secos na
Área original



Poços secos de outras concessões



Sísmica regional (fora da Área)

PE - Deduções

Gastos na Fase de Produção

- **Poços de desenvolvimento e bens de capital — ativados e depreciados conforme as regras do Imposto de Renda**
- **Custos Operacionais do campo**
 - Mão-de-obra e materiais
 - Pagamentos de serviços diretamente relacionados ao campo
- **Prestações de arrendamento mercantil ("leasing")**
- **Despesas comuns a mais de um campo (dentro ou fora da Área de Desenvolvimento) podem ser rateadas**
 - Apoio Operacional
 - Gastos Administrativos
- **Provisão de abandono (ao longo da vida útil do campo)**

PE - Deduções

- Despesas não dedutíveis
 - Encargos financeiros
 - Variações cambiais passivas
 - Modificação na Portaria 102/99
- Receitas Líquidas Negativas podem ser transferidas para trimestres seguintes (e compensadas) indefinidamente

PE - Comparação com IR (Imposto de Renda)

	Imposto de Renda (IR)	Participação Especial (PE)
Ring Fence	País	Campo de petróleo
Dedução de encargos financeiros	Sim	Não (exceto <i>leasing</i>)
Dedução da PE	Sim	Não dedutível
Dedução do IR	Não dedutível	Não dedutível
Compensação de prejuízo	Sim, porém limitado a 30% da base tributável	Sim, sem limite
Gastos na Fase de Exploração (E&A)	Amortizáveis	Dedutíveis como despesa

PE - Comparação com IR

	Imposto de Renda (IR)	Participação Especial (PE)
Custos tangíveis de capital (CapEx)	Depreciar IN-SRF nº 162/98	
Variações cambiais positivas	Adicionar à receita	Não se aplica
Variações cambiais negativas	Deduzir da receita	Não se aplica
Custos operacionais (OpEx)	Dedutíveis como despesa	

Relatório de Gastos Trimestrais

Portaria ANP 36/2001



Pagamento aos Proprietários de Terra

- Artigo 52
- Aplicável somente para lavra em terra
- Baseado no Valor Total da Produção dos poços localizados dentro das propriedades
 - Mesmo critério de valoração usado para os Royalties
- Não há pagamento para poços de injeção
- Portaria ANP 143/98
 - Fixou a alíquota em 1%, pagável mensalmente
 - Exige a celebração de contrato entre o proprietário de terra e o Concessionário