

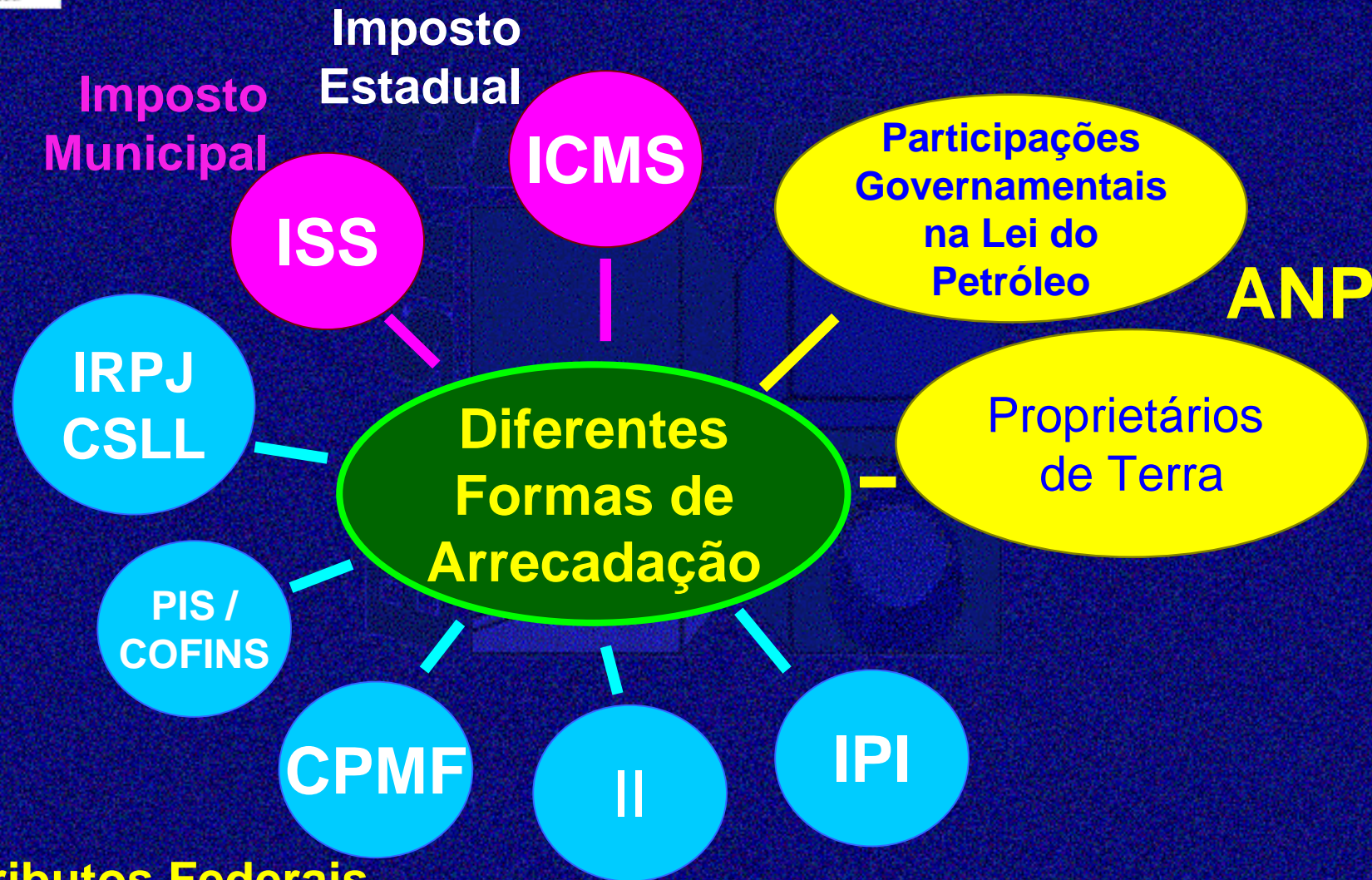


# Participações Governamentais na Lei do Petróleo

**José Gutman**

*Analista Técnico,  
Controle das Participações Governamentais  
Agência Nacional do Petróleo*

# Regime Fiscal Brasileiro



**Tributos Federais**



# Participações Governamentais na Lei do Petróleo



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



# Outras Obrigações



- P&D
  - Campos sujeitos ao pagamento da Participação Especial
- 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 - Arts. 45 a 52
  - Lei do Petróleo
- Decreto 2.705, 3 de Agosto de 1998
  - Decreto das Participações Governamentais
- Portarias
  - ANP 143, 25 Set 1998 (Proprietários de terra)
  - ANP 206, 29 Ago 2000 (Preço Mínimo do Petróleo)
  - ANP 45, 15 Mar 2000 (Preço do Gás Natural)
  - ANP 10, 13 Jan 1999 (Participação Especial)
  - ANP 102, 9 Jun 1999 (Alteração da ANP 10/99)
  - ANP 58, 5 Abr 2001 (Demonstrativo Apuração PE)
  - ANP 36, 7 Mar 2001 (Relatório de Gastos)
  - MF/MME 3, 17 Fev 2000 (Preço Máximo do GN)

# Bônus de Assinatura

- Artigo 46
  - Valor pago pela empresa vencedora da licitação da concessão
  - Deve estar pago no ato da assinatura do contrato de concessão
  - Valor mínimo estabelecido em Edital
- 4<sup>a</sup> Rodada de Licitações
  - Valor mínimo depende do tipo de Bloco (A, B, C)
    - Blocos A: R\$ 300 mil
    - Blocos B: R\$ 200 mil
    - Blocos C: R\$ 100 mil



# 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
  - Consumido nas operações do campo
  - Queima autorizada pela ANP, mas com incidência de royalties (Portaria ANP 249/00)



# Royalties - Volumes (cont.)

- Volumes de gás excluídos da incidência de royalty:
  - Gás utilizado para elevação artificial ("gas lift")
  - Gás reinjetado no mesmo campo
    - Gás reinjetado em um outro campo está sujeito a royalty, mas o campo receptor pode deduzir tal volume da sua base de cálculo
  - Gás queimado por
    - razões de segurança
    - comprovada necessidade operacional



# Royalties - Preço de Referência do Petróleo



- Petróleo vendido é valorado pelo maior dos seguintes valores:
  - Média ponderada dos preços de venda do petróleo produzido no campo, praticados pelo concessionário no mês
  - Preço Mínimo, determinado pela ANP
- Petróleo transferido para unidades de processamento do produtor é valorado pelo Preço Mínimo

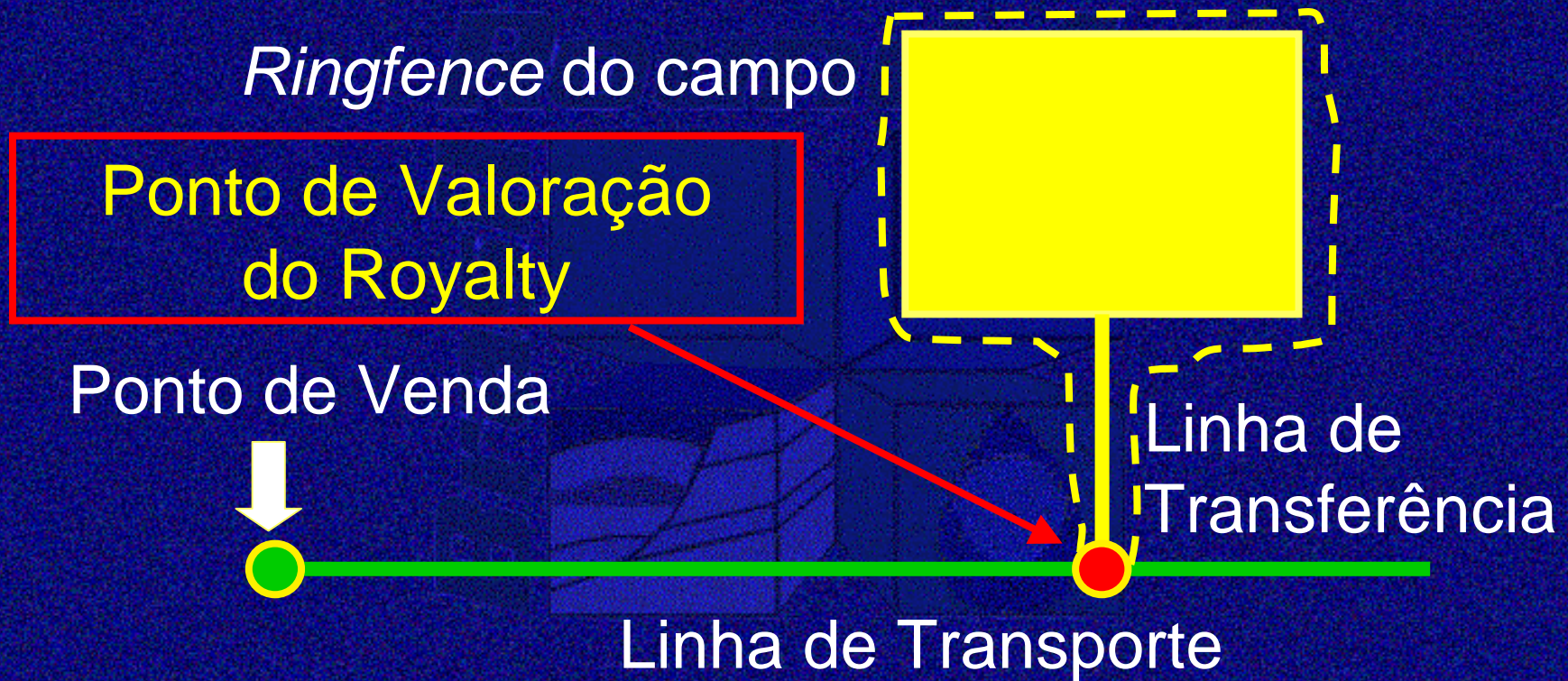


# Royalties - Preço de Referência do Petróleo (cont)



- Preços de venda
  - Média ponderada dos preços de venda durante o mês (venda pode ser para uma empresa vinculada, se a preço de mercado)
  - Preço livre de tributos incidentes sobre a venda (ICMS, PIS, COFINS)
  - Exclui tarifa de "transporte" — mesmo se paga a uma empresa vinculada — desde que a transação seja devidamente documentada e a preço de mercado
    - Custos de "transferência" (i.é, custos de transporte em dutos de propriedade do produtor) não são dedutíveis
  - Preços em moeda estrangeira são convertidos pela taxa média de câmbio vigente no mês da venda

# Royalties - Preço de Referência do Petróleo (cont)



Preço de Referência exclui os custos de "transporte",  
mas não os custos de "transferência"



# Royalties - Preço de Referência do Petróleo (cont)



- Preço Mínimo, determinado pela ANP
  - Baseado numa cesta-padrão, formada por até 4 tipos de petróleos similares, proposta pelo Concessionário
    - Submetida à ANP com antecedência mínima de 20 dias do início da produção, com informações sobre as características físico-químicas e de competitividade
    - ANP possui 10 dias para aprovar a cesta-padrão proposta ou sugerir a sua substituição
    - A cesta-padrão pode ser alterada ao longo do tempo, por iniciativa do Concessionário ou da ANP
  - Não há ajuste para considerar custos de transporte e manuseio para ou a partir do Brasil ou dentro do Brasil
    - Usar preços FOB conforme apresentados no Platt's
  - Caso o concessionário não apresente a cesta, a ANP estabelecerá o preço mínimo segundo seus critérios
    - Portaria ANP 206/00 aborda esta situação



# Royalties - Preço de Referência do Petróleo (cont)



- Portaria 206/00, de 29 Ago 2000, estabelece a metodologia de cálculo do preço mínimo
  - Petróleo Brent +/- diferencial, em dólares americanos
  - Preço em dólar será convertido em Reais pela média mensal das cotações diárias para compra publicadas pelo Banco Central do Brasil
  - Preço mínimo é calculado com base na média mensal das cotações diárias do Brent e alguns derivados, conforme apresentadas no Platt's
- Atualizado e publicado mensalmente pela ANP para todos os petróleos brasileiros
  - Portaria ANP 21/2002 (mês Jan de 2002)



# Royalties - Preço de Referência do Petróleo (cont)



- Cálculo do diferencial de qualidade:
  - Valor dos três tipos de destilados do petróleo nacional, com base no preço de cada destilado no mercado de Rotterdam menos
  - Valor dos mesmos destilados a partir do Brent, também com base no mercado de Rotterdam
- O diferencial encontrado aplica-se ao preço do Brent para obtenção do Preço Mínimo do petróleo brasileiro
- Derivados utilizados:

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

# Preço Mínimo do Petróleo - Exemplo de Cálculo - Jan 2001

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%
	30,85	32,77	22,17

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	6,35	16,00	6,78	<b>29,13</b>
BRENT DATED	12,09	14,71	3,53	<b>30,33</b>

$$= 29,13 - 30,33$$

$$\text{Diferencial D} = -1,20$$

$$\text{Preço Mínimo do Baiano Mistura} = \text{Preço do Brent} + \text{Diferencial} = 25,67 - 1,2$$

$$\text{Preço Mínimo do Baiano Mistura} = 24,47 \text{ US\$/bbl}$$

$$\times 6,2898 \times 1,9537 \text{ (TC)}$$

$$\text{Preço Mínimo do Baiano Mistura} = \mathbf{300,70 \text{ R\$/m}^3}$$





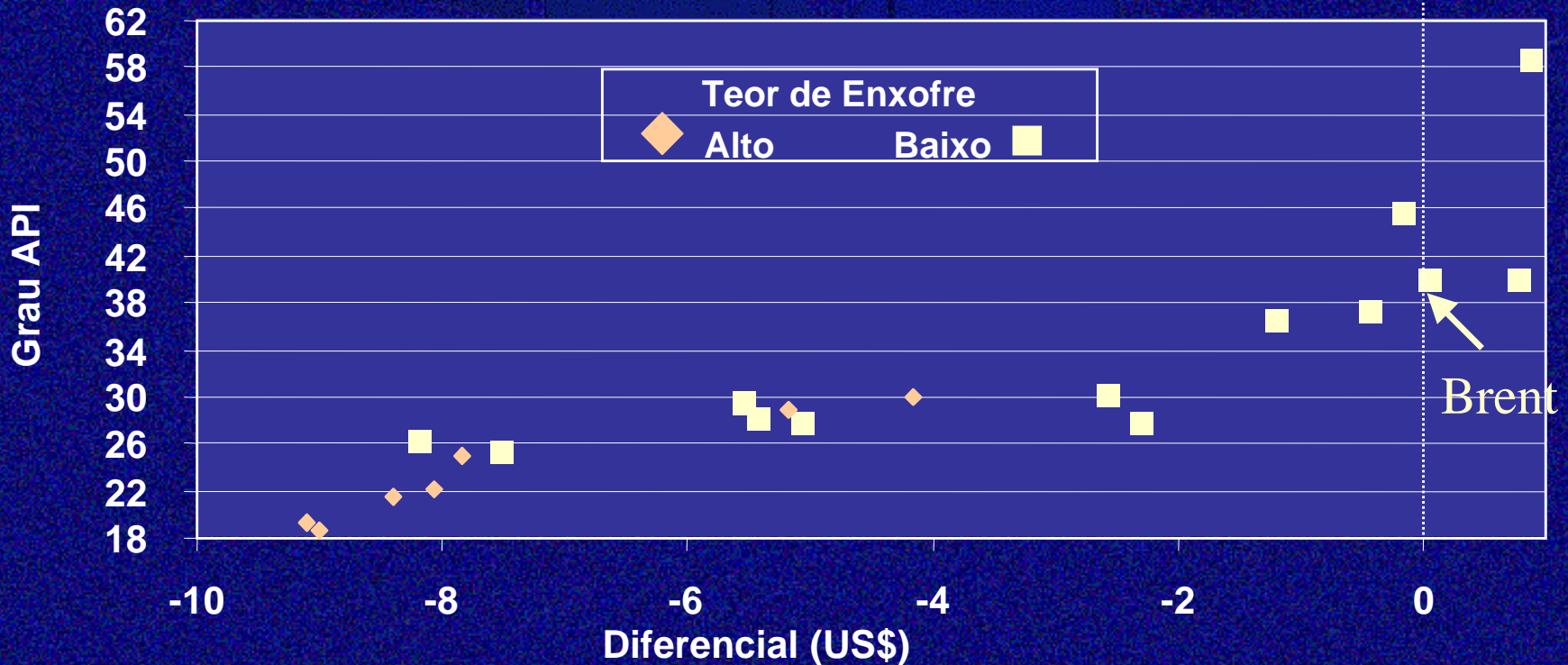
# Preço Mínimo do Petróleo - Exemplo de Diferencial - Jan 2001



Preço calculado pela Portaria ANP nº 206/00 para Jan/01

Brent Dated US\$ 25.70 / bbl

ex. 30 °API @ 0,5% S = US\$ 21.50 / bbl





# Royalties - Preço de Referência do Gás Natural



- Se houver venda a preço de mercado
  - 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
    - venda pode ser a uma empresa vinculada, se for a preço de mercado
  - Preço é livre dos tributos incidentes sobre a venda
  - Exclui custos de "transporte" — mesmo por empresa vinculada — se devidamente documentados e a preços de mercado, mas não custos de "transferência" (i.e. custos de transporte pelo produtor usando suas próprias instalações)



# Royalties - Preço de Referência do Gás Natural (cont)



- Se não houver venda ou se a venda não refletir as condições de mercado
  - aplica-se o preço na entrada do gasoduto de transporte ( $P_{GT}$ ) conforme Portaria ANP 45/00
  - a Portaria Interministerial (MF e MME) 3/00 estabeleceu o primeiro  $P_{GT}$  e a metodologia de reajuste trimestral
    - Indexação ao preço internacional do óleo combustível com os ajustes cambiais devidos
      - 50% preço do período anterior, e
      - 50% indexado ao preço internacional do óleo combustível, com ajustes pela variação da taxa de câmbio
        - » 50% 3.5% cargoes FOB Med
        - » 25% #6 1% Sulphur USGC
        - » 25% 1% Sulphur Fuel Oil cargoes NWE
    - Preço máximo do GN (Jan-Mar 2002) :
      - R\$ 184,99 / Mm<sup>3</sup> = US\$ 2.18 / MMBtu



# Royalties - Outras Considerações



- Royalties são pagos até o último dia útil do mês seguinte ao mês de produção à Secretaria do Tesouro Nacional
- Relatórios mensais de produção (por campo e por poço) e preços de venda devem ser apresentados até o 15º dia do mês seguinte
- 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 "lucro" (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 ("lucro") acumulada seja positiva
- Demonstrativo de apuração trimestral em formato padronizado
  - Portaria ANP 58/01



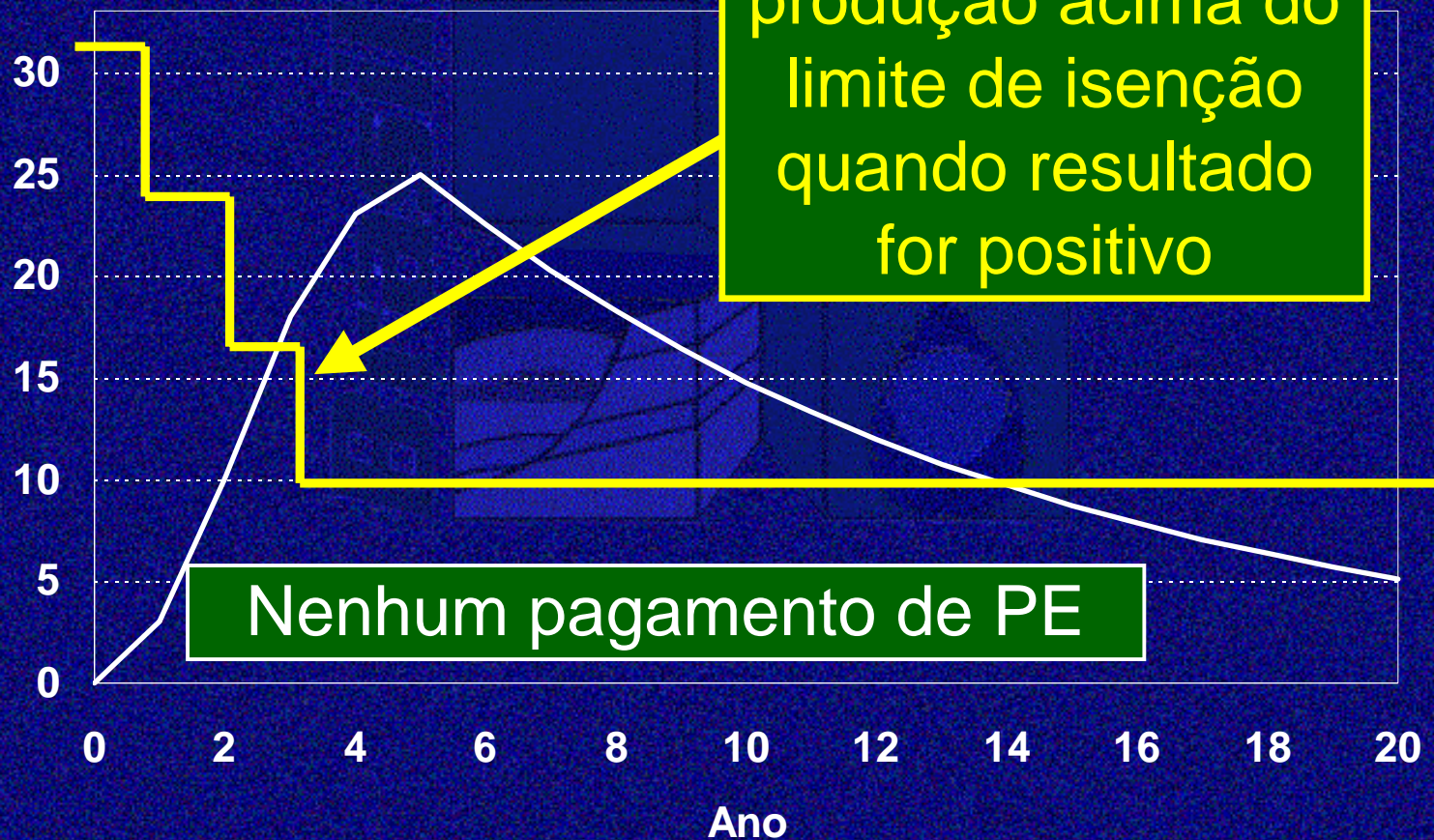
# PE - Generalidades



- Produção e despesas apropriadas campo-a-campo
- Alíquotas variam até 40% 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
  - Obs.: A determinação da profundidade de cada campo é baseada na maioria da área de superfície coberta pelo campo
  - 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

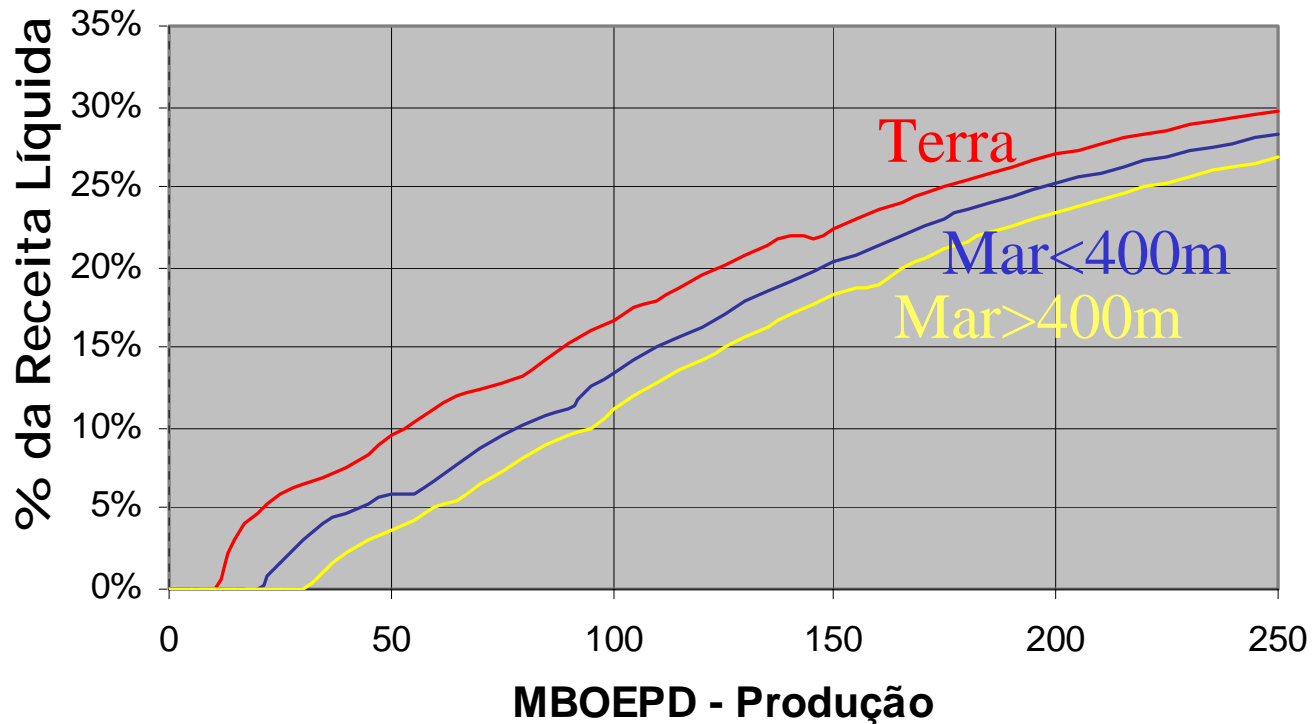


Nenhum pagamento de PE

PE pagável sobre produção acima do limite de isenção quando resultado for positivo

## Alíquotas variam com a localização

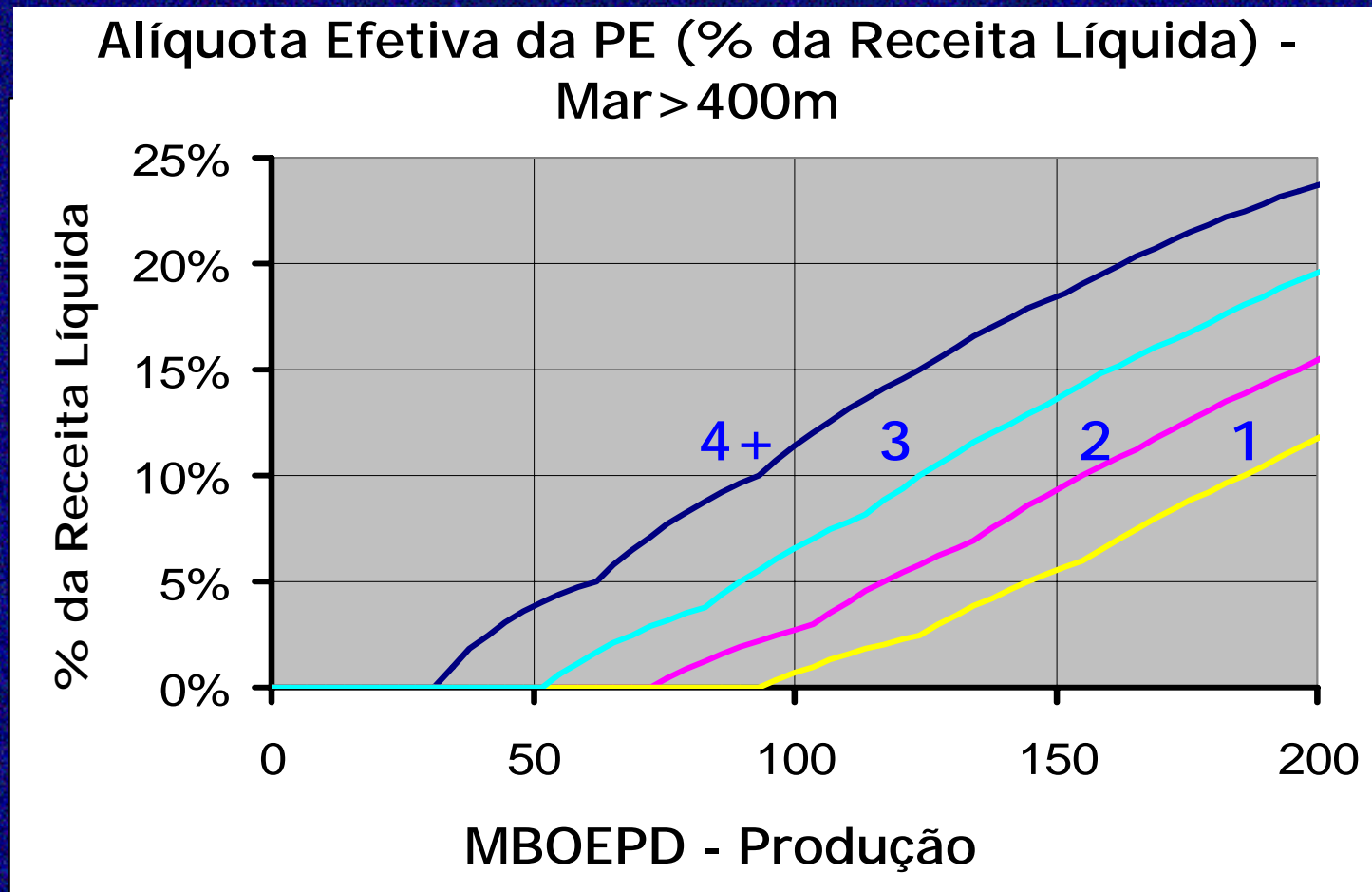
Alíquota Efetiva da PE (% da Receita Líquida) -  
Ano 4 +





# PE - Dependência Temporal

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





# PE - Exemplo de Tabelas de Cálculo (Decreto 2.705/98)



4º ano e seguintes, mar acima de 400 metros

<b>Volume de Produção Trimestral Fiscalizada</b> (em '000 metros cúbicos de petróleo equivalente)	<b>Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral</b> (em Reais)	<b>Alíquota</b> (em %)
Até 450	-	isento
Acima de 450 - até 900	450 x RLP / VPF	10
Acima de 900 - até 1.350	675 x RLP / VPF	20
Acima de 1.350 - até 1.800	900 x RLP / VPF	30
Acima de 1.800 - até 2.250	360 / 0,35 x RLP / VPF	35
Acima de 2.250	1.181,25 x RLP / VPF	40



# PE - Cálculo da Receita Bruta



- 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
  - Concessionário pode deduzir como despesa 100% em qualquer trimestre ou amortizar ao longo do tempo
- Certas exações 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 e contribuição social sobre o lucro líquido
  - Tributos incidentes sobre vendas de petróleo e gás (ICMS, PIS, COFINS); preço é isento destes tributos



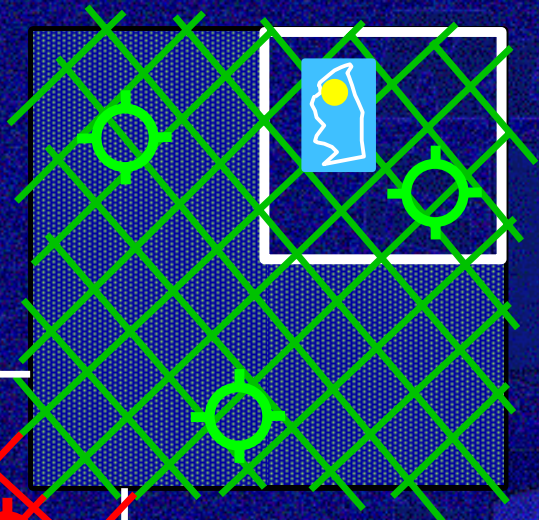
# PE - Deduções (cont)

## 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
- Tipos de Gastos na Fase de Exploração
  - Gastos de exploração e avaliação no campo
  - 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 (cont.) - 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 (cont)

## Gastos na Fase de Produção



- Gastos na Fase de Produção do campo
  - Poços de desenvolvimento e bens de capital — ativados e depreciados conforme as regras do Imposto de Renda
    - ANP permite a depreciação acelerada para equipamentos brasileiros
  - Mão de obra e materiais
  - Pagamentos de serviços (incluindo serviços prestados pela matriz ou por empresa vinculada, desde que a preço de mercado) diretamente relacionados ao campo
  - Custos de "transferência" (mas não de "transporte")
  - Prestações de arrendamento mercantil ("leasing")
  - Despesas comuns a mais de um campo (dentro ou fora da Área de Desenvolvimento) podem ser rateadas
  - Provisão de abandono (ao longo da vida útil do campo)

# PE - Deduções (cont)

- Despesas não dedutíveis
  - Encargos financeiros
  - Variações cambiais passivas
    - Modificação na Portaria 102/99
  - Despesas administrativas da administração central ("overhead") não dedutíveis
    - Exceto se a exploração do campo for a única atividade da empresa
- "Perdas" líquidas 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 ao longo da vida útil do campo / dedutíveis	100% dedutíveis como despesa

# PE - Comparação com IR (cont)

	Imposto de Renda (IR)	Participação Especial (PE)
<b>Custos tangíveis de capital (CapEx)</b>	<b>Depreciar IN-SRF nº 162/98</b>	
<b>Bens nacionais</b>	<b>Depreciação normal</b>	<b>Depreciação acelerada incentivada</b>
<b>Variações cambiais positivas</b>	<b>Adicionar à receita</b>	<b>Não se aplica</b>
<b>Variações cambiais negativas</b>	<b>Deduzir da receita</b>	<b>Não se aplica</b>
<b>Custos administrativos (overhead costs)</b>	<b>Dedutíveis</b>	<b>Não dedutíveis</b>
<b>Custos operacionais (OpEx)</b>	<b>Dedutíveis como despesa</b>	



# PE - Demonstrativo de Apuração (Portaria 58/01)



ITENS		unidade padrão	Trimestre Básico de Apuração			
			TOTAL	mês 1	mês 2	mês 3
<b>(1) Dados Básicos</b>						
Petróleo	- Volume de Produção Fiscalizada	m <sup>3</sup>				
	- Preço de Referência	R\$/m <sup>3</sup>				
	- Poder Calorífico Superior	MJ/m <sup>3</sup>				
Gás Natural	- Volume de Produção Fiscalizada	1000 m <sup>3</sup>				
	- Preço de Referência	R\$/1000 m <sup>3</sup>				
	- Poder Calorífico Superior	MJ/m <sup>3</sup>				
<b>Volume de Produção Fiscalizada TOTAL</b>		m <sup>3</sup> oe				
<b>(2) Receita Bruta</b>		R\$				



# PE - Demo. de Apuração (cont)



ITENS	unidade padrão	Trimestre Básico de Apuração			
		TOTAL	mês 1	mês 2	mês 3
<b>(3) Participações Governamentais e de Terceiros</b>	R\$				
3.1 Bonus de Assinatura	R\$				
3.2 Royalties	R\$				
3.3 Pagamento Ocup. ou Retenção de Área	R\$				
3.4 Pagamento aos Proprietários de Terra	R\$				
3.5 Pesquisa e desenvolvimento	R\$				
<b>(4) Gastos na Produção</b>	R\$				
4.1 Custos operacionais	R\$				
4.2 Administração	R\$				
4.3 Apoio Operacional	R\$				



# PE - Demo. de Apuração (cont)



ITENS	unidade padrão	Trimestre Básico de Apuração			
		TOTAL	mês 1	mês 2	mês 3
(5) Investimentos na Fase de Exploração	R\$				
(6) Investimentos na Fase de Produção	R\$				
6.1 Amortização de Gastos	R\$				
6.2 Depreciação de Poços Produtores/Injetores					
6.3 Depreciação de Bens (exceto Poços)	R\$				
(7) Provisão de Gastos com Abandono	R\$				
(8) Outros Gastos	R\$				



# PE - Demo. de Apuração (cont)



ITENS	unidade padrão	Trimestre Básico de Apuração			
		TOTAL	mês 1	mês 2	mês 3
<b>(9) Receita Líquida Ajustada (Base de Cálculo)</b>	R\$				
9.1 Receita Líquida da Produção	R\$				
9.2 Base de Cálculo Negativa Acumulada	R\$				
<b>(10) Participação Especial a Recolher</b>	R\$				
10.1 (DARF 7335 ) Estados e Municípios	R\$				
10.2 (DARF 7348 ) MME / MMA	R\$				



# Pagamento pela Ocupação ou Retenção de Área



- Artigo 51
- Valores unitários por quilômetro quadrado variam dependendo da fase
  - Primeiro período de exploração
    - Decreto 2.705/98 - entre R\$10 e R\$500 por km<sup>2</sup>, por ano
  - Segundo e terceiro períodos de exploração, e período de desenvolvimento da fase de produção
    - 2X o valor unitário para o primeiro período de exploração
  - Fase de Produção
    - 10X o valor unitário para o primeiro período de exploração
- Pago em 15 de janeiro relativo ao ano anterior
  - Reajuste pelo IGP-DI a cada aniversário do contrato
    - IGP-DI em 2001: 10,4%



# Pagamento pela Ocupação ou Retenção de Área (cont)



- 4ª Rodada de Licitações - Exemplos (Pré-Edital) para o Primeiro Período Exploratório
  - **Bacias em Terra**
    - Espírito Santo, Amazonas e Solimões: 70 R\$/km<sup>2</sup> por ano
    - São Francisco, Parnaíba, São Luís: 20 R\$/km<sup>2</sup> por ano
  - **Bacias em Mar**
    - Espírito Santo, Campos e Santos: 450 R\$/km<sup>2</sup> por ano
    - Para-Maranhão, Jequitinhonha, Cumuruxatiba: 160 R\$/km<sup>2</sup> por ano

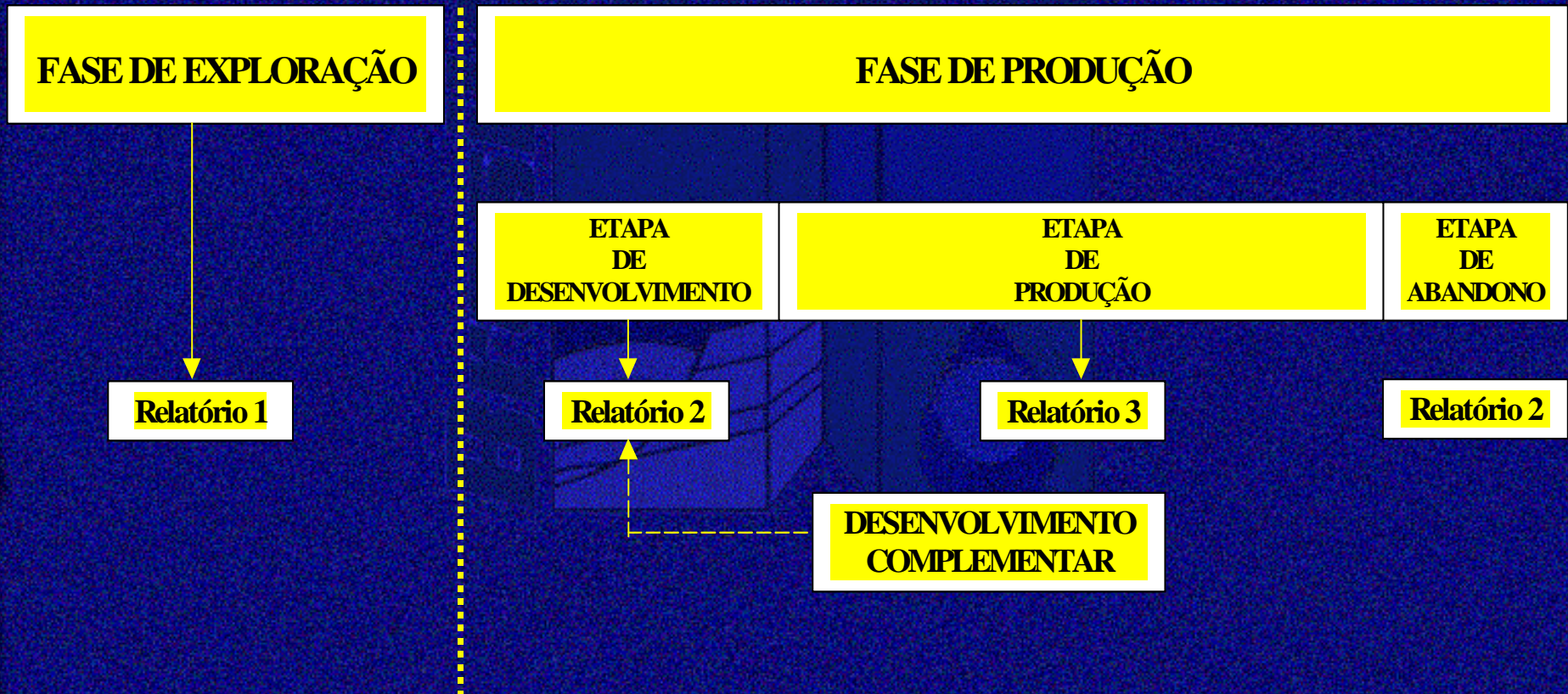




# Pagamento aos Proprietários de Terra



- 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
- Adicionalmente o Concessionário também está sujeito ao pagamento por servidões, direitos de passagem, etc.





# Relatório de Gastos Trimestrais Exploração (Relatório 1)



*( natureza do gasto )*

I - Geologia & Geofísica

II - Perfuração

III – Avaliação

IV - Meio Ambiente

V - Administração

VI - Apoio Operacional

**Total Gastos Exploração**



# Relatório de Gastos Trimestrais Desenvolvimento (Relatório 2)



<i>( natureza do gasto )</i>
I – Geologia & Geofísica
II – Estudos e Projetos
III – Perfuração
IV – Completação
V – Elevação Artificial
VI – Sistema de Coleta da Produção
VII– Unidade de Produção
VIII– Sistema de Escoamento da Prod.
IX – Segurança Operacional
X – Proteção Ambiental
XI – Desativação do Campo
XII– Administração
XIII– Apoio Operacional
<b>Total Gastos Desenvolvimento</b>



# Relatório de Gastos Trimestrais Produção (Relatório 3)



( *natureza do gasto* )

I - Custos Operacionais

I.1 Poços

I.2 Sistema de Coleta da Produção

I.3 Arrendamento ou Afretamento de Unidades de Produção

I.4 Unidade de Produção e Plantas de Processo e Utilidades

I.5 Sistema de Escoamento da Produção

I.6 Segurança Operacional

I.7 Proteção Ambiental

II - Administração

II.1 Custos Administrativos Diretos

II.2 Custos Administrativos Indiretos

III – Apoio Operacional

**Total Gastos Produção**



# Participações Governamentais na Lei do Petróleo

**José Gutman**

*Analista Técnico,  
Controle das Participações Governamentais  
Agência Nacional do Petróleo*