

Segunda Rodada de Licitações



Contrato de
Concessão

Ivan Simões Filho

*Superintendente de Promoção de
Licitações*

Agência Nacional do Petróleo

Informações Gerais



- 23 Blocos
 - 9 bacias
- Contrato de Concessão
 - Modalidade "tax and royalty"
 - Não é necessária a participação da empresa estatal
- Cobre exploração, desenvolvimento e produção
- Longa duração
 - Até 9 anos na fase exploratória
 - Duração Total de até 36 anos
 - Possibilidade de prorrogações
- Áreas grandes
 - 40.000 km² offshore; 20.000 km² onshore
 - 2.500 km² em média

Fase de Exploração



- Duração de até nove anos
 - **Dividida em 3 períodos de 2 a 4 anos cada**
- Devolução obrigatória de parte da área de concessão ao término de cada período
 - **50% ao término do primeiro período**
 - **25% ao término do segundo período**
- Programas Exploratórios Mínimos em cada período
 - **Companhias poderão solicitar redução após período inicial, caso não hajam prospectos**
 - **ANP poderá recusar redução do programa**
 - **Caso a ANP aceite, devolução de área deverá ser maior**
- Exploração poderá prosseguir na fase de produção
 - **Exclusivamente dentro da área de desenvolvimento**

Fase de Produção



- Começa com Declaração de Comercialidade
- Duração de 27 anos
 - Prorrogável caso ainda haja produção
- Realizada na área retida para desenvolvimento
- Possibilidade de várias áreas de desenvolvimento sob o mesmo Contrato de Concessão

Contrato de Concessão Prorrogações



- Fase de Exploração
 - Exclusivamente para avaliação de descobertas realizadas próximas ao término da Fase de Exploração
 - Com base em Plano de Avaliação pré-aprovado
- Fase de Produção
 - Solicitada com antecedência de um ano
 - Geralmente prorrogada caso ainda haja produção

Contrato de Concessão Descoberta e Desenvolvimento



- **Exploração**
 - Programa Exploratório Mínimo obrigatório
 - Programa adicional a critério do Concessionário
- **Avaliação**
 - Pode ser iniciado antes da aprovação do Plano de Avaliação pela ANP
 - Não poderá incluir testes de longa duração sem justificativa e aprovação prévia pela ANP
- **Declaração de Comercialidade**
 - Direito exclusivo do Concessionário
 - 180 dias para apresentar Plano de Desenvolvimento
 - Pode ser feita a qualquer momento dentro da Fase de Exploração
 - Deve ser feita em até 60 dias após término do Plano de Avaliação (nos casos de prorrogação da Fase de Exploração)

Plano de Desenvolvimento



- Definição da área de desenvolvimento
 - malha de 9,375" por 9,375"
 - prisma sem limite vertical
- Conteúdo
 - Informações típicas: reservas, perfil de produção, data de início da produção, requerimentos de segurança e proteção ambiental, cronograma, investimentos, etc.
- Podem ser revistos
 - Em caso de mudança nas condições
 - Necessita de aprovação prévia pela ANP
- Prazo de 60 dias para aprovação pela ANP

Plano de Desenvolvimento (cont.)



- O concessionário poderá encerrar a etapa de desenvolvimento
 - Se o campo não puder ser desenvolvido, mesmo com as modificações aprovadas
 - Entregar o plano de abandono à ANP com 30 dias de antecedência
 - Necessita de aprovação prévia da ANP
 - Concessionário devolve área contida no plano de abandono
- Completada a etapa de desenvolvimento, o concessionário retém somente o que determinou como área de produção, devolvendo o restante à ANP

- **Necessitam aprovação prévia pela ANP:**
 - **Plano de Avaliação (nos casos de prorrogação)**
 - **Plano de Desenvolvimento**
- **ANP tem prazo para manifestação**
 - **60 a 90 dias**
 - **Aprovado se ANP não se manifestar no prazo**
- **Não necessitam aprovação prévia:**
 - **Programa de trabalho anual e orçamento**
 - **Programas Exploratórios adicionais**
 - **Descobertas**
 - **Planos de Avaliação a serem concluídos dentro da Fase de Exploração**

Devoluções Obrigatórias de Área



- **Devolução obrigatória de parte da área de concessão ao término de cada período**
 - 50% ao término do primeiro período
 - 25% ao término do segundo período
 - Períodos exploratórios definidos no Edital de Licitação
- **Devolução de todas as áreas não desenvolvidas ao final do período exploratório**
- **Permitida a devolução adicional de áreas**
- **Devoluções de acordo com as regras da ANP e as melhores práticas da indústria do petróleo**
 - Ativos necessários para continuidade das operações na área devolvida também devem ser devolvidos
 - Concessionário deve remover outros ativos da área a ser devolvida

Segunda Rodada de Licitações



Programas
Exploratórios
Mínimos

Programas Exploratórios Mínimos



- Obrigatórios em cada período exploratório
- Primeiro período
 - Predominantemente sísmica, poços opcionais em alguns blocos
 - 5 km de sísmica 2D podem ser substituídos por 1 km² de 3D
- Segundo período
 - 2 poços
- Terceiro período
 - 2 poços para blocos em terra
 - 3 poços para blocos em mar

Programas Exploratórios Mínimos (cont.)



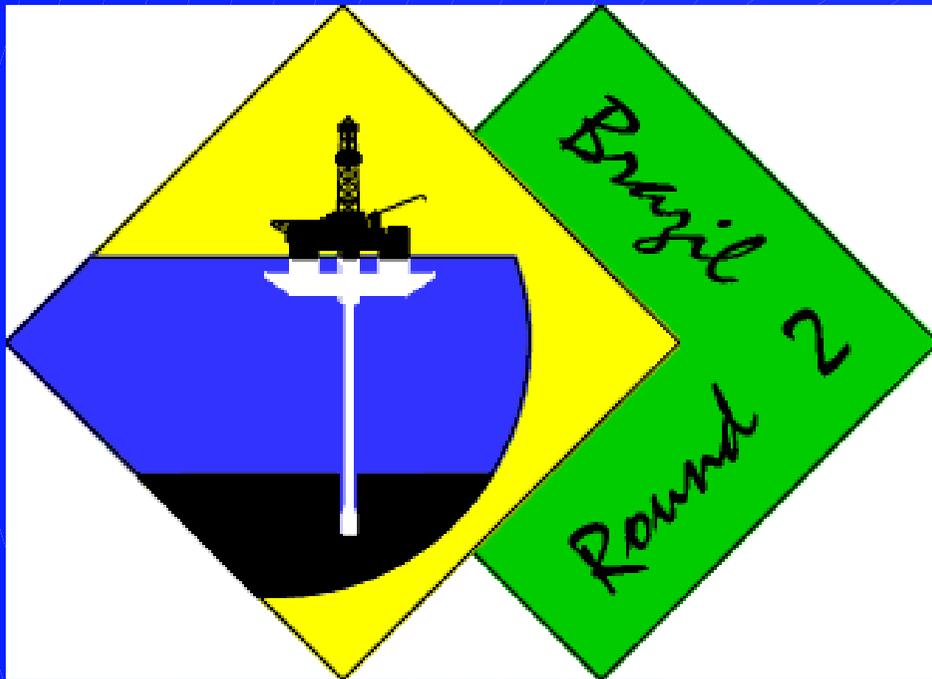
- Os programas exploratórios mínimos de cada período serão garantidos por carta de crédito
 - **Carência de um ano nas bacias terrestres maduras**
 - **US\$ 1 a 5 milhões para primeiro período**
 - **Valor a ser definido para demais períodos**
- Obrigação de cumprir o programa físico (não o financeiro)

Poços obrigatórios



- Todos os 23 blocos têm opção sísmica no primeiro período
 - **Perfuração de poços permitida**
- Todos os poços deverão ser perfurados até um horizonte mínimo pré-definido
- Perfurações antecipadas poderão ser creditadas para períodos subsequentes
 - **Sujeito a aprovação pela ANP**
 - **Sempre haverá algum programa exploratório obrigatório em cada período**

Segunda Rodada de Licitações



Participações
Governamentais
e outros
compromissos



Participações Governamentais



- Bônus de assinatura
- Ocupação ou retenção de área
- Royalty
- Participação especial

- Investimentos em pesquisa e desenvolvimento
- Pagamento aos proprietários de terras

Bônus de Assinatura



- Valor ofertado para a obtenção de concessões
- A ser pago à ANP até a assinatura do Contrato de Concessão
- Valores mínimos para cada bloco indicados no Pré-Edital e confirmados no Edital
- Equivalente em R\$ a:
 - US\$ 50.000 para blocos "C"
 - US\$ 100.000 para blocos "B"
 - US\$ 150.000 para blocos "A"

Royalty



- Calculado sobre o valor bruto da produção de cada campo
- Taxa será especificada no Edital de Licitação
- Taxa de 10% a não ser que expressamente determinada no Edital
 - **ANP poderá reduzir a taxa até 5%**
- Aplicável para todos os campos durante todo o período da concessão

- Royalties pagos sobre a produção de petróleo e gás:
 - Medida nos pontos de medição determinados no plano de desenvolvimento
 - Consumida como combustível nas operações do campo
 - Perda antes da medição
 - Queimada em flares sem autorização da ANP

Pagamento de royalties sobre a produção de gás



- Volume de gás sobre o qual não são cobrados royalties:
 - **Gas lift**
 - **Gás reinjetado no mesmo campo**
 - Gás reinjetado em campo diferente está sujeito ao pagamento de royalties podendo, entretanto, ser deduzido no cálculo dos royalties deste campo
 - **Queima em flares autorizada pela ANP, de acordo com as melhores práticas da indústria do petróleo**

Royalties - Preço de Referência do Petróleo



- Cálculo mensal do maior valor entre:
 - Média ponderada dos preços de venda
 - Preço mínimo determinado pela ANP
- Em caso de transferência entre afiliadas do mesmo concessionário, usa-se o preço mínimo definido pela ANP
- Preço de venda:
 - Exclui impostos
 - Exclui custos de transporte (mesmo para afiliadas), mas não exclui custos de transferência

Royalties - Preço Mínimo do Petróleo



- Baseado em uma cesta padrão proposta pelo concessionário, com 4 tipos de petróleo cru
 - Submeter à ANP com 20 dias de antecedência do início da produção, informando suas características físico-químicas
 - ANP tem 10 dias para aprovar ou sugerir outra cesta
 - A cesta pode mudar ao longo da concessão por iniciativa do concessionário ou da ANP
 - Não são permitidos ajustes para os custos de transporte e manuseio
 - Uso de preços FOB publicados no Platt's
- Caso não haja proposta do concessionário, a ANP pode estabelecer um preço mínimo
 - Portaria 155 regula estes casos

Royalties - Preço Mínimo do Petróleo



- Baseado no preço do Brent e derivados nos mercados do Nordeste da Europa
 - Gasolina sem chumbo
 - Gasoil (0,2% ou EN590)
 - Óleo Combustível 1% e 3%
- Ágio ou deságio em função das curvas de destilação
- ANP publica lista de preços para petróleos brasileiros
- Recalculado mensalmente, baseado no Platt's European Marketscan

Ajuste em relação ao Brent

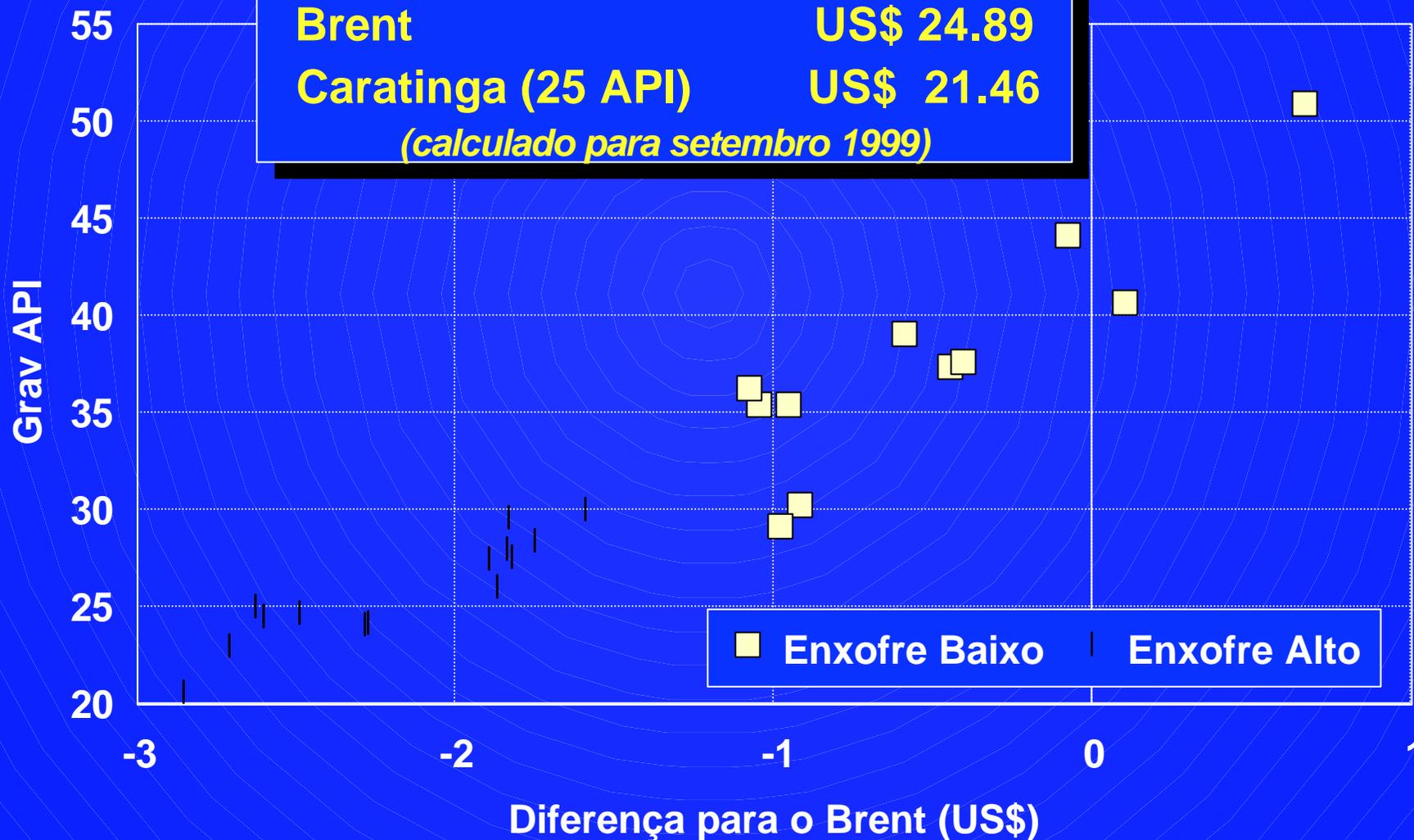


Cálculo de Preço pela Portaria 155

Brent US\$ 24.89

Caratinga (25 API) US\$ 21.46

(calculado para setembro 1999)



- Mercado doméstico em expansão
- Gás deve ser vendido às companhias locais de distribuição
- Preços estabelecidos pela ANP
 - **Portaria 162 (5/11/98)**
- Livre acesso a gasodutos
 - **Portaria 169 (26/11/98)**
 - **ANP publica capacidade ociosa**
 - **Tarifa sujeita a acordo entre as partes**
 - ANP pode determinar tarifa se acordo não for alcançado

Preços do gás natural do produtor para o distribuidor



Portaria ANP 94/99

	R\$ / mil m ³	US\$ / MMBTU (R\$1,95 = US\$ 1)
Eletricidade	130,20	1,79
Automotivo	118,69	1,63
Petroquímica	85,32	1,17
Siderúrgica	96,13	1,32

Preços atuais (out/99) praticados pela
Petrobras para distribuidores

Participação Especial



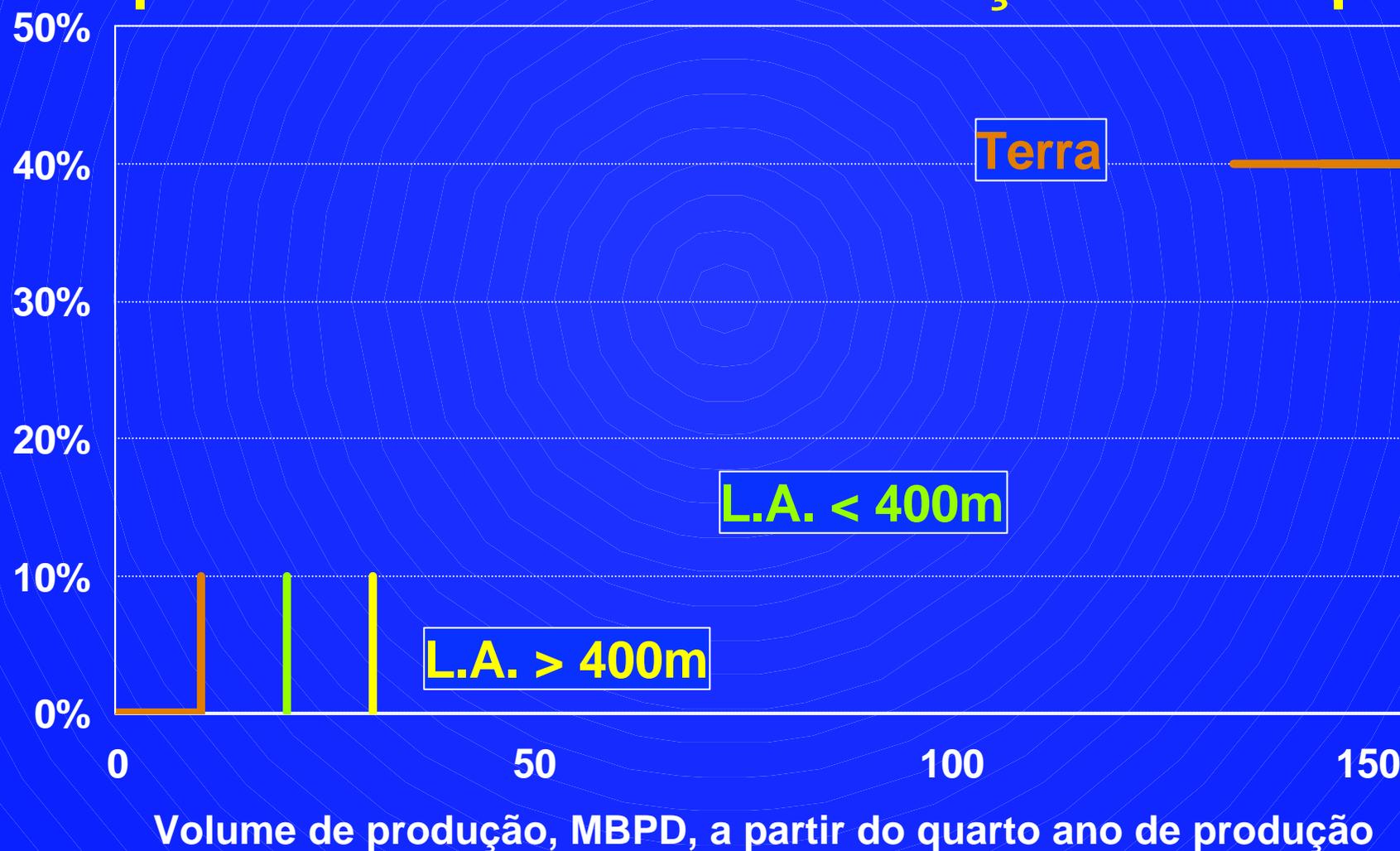
- Baseada no valor líquido da produção de cada campo
 - Os limites do campo são definidos no Plano de Desenvolvimento
- Alíquota varia de acordo com os critérios estabelecidos pelo Decreto 2705 de 3 de agosto de 1998
 - Volume produzido
 - Localização do campo
 - Onshore
 - Offshore até 400 m de lâmina d'água
 - Offshore acima de 400 m de lâmina d'água
 - Profundidade determinada de acordo com a maior área coberta pelo campo
- Nos 3 primeiros anos de produção as taxas são reduzidas
- Compensação de bases de cálculo negativas nos trimestres anteriores

Participação Especial

Dependência da localização

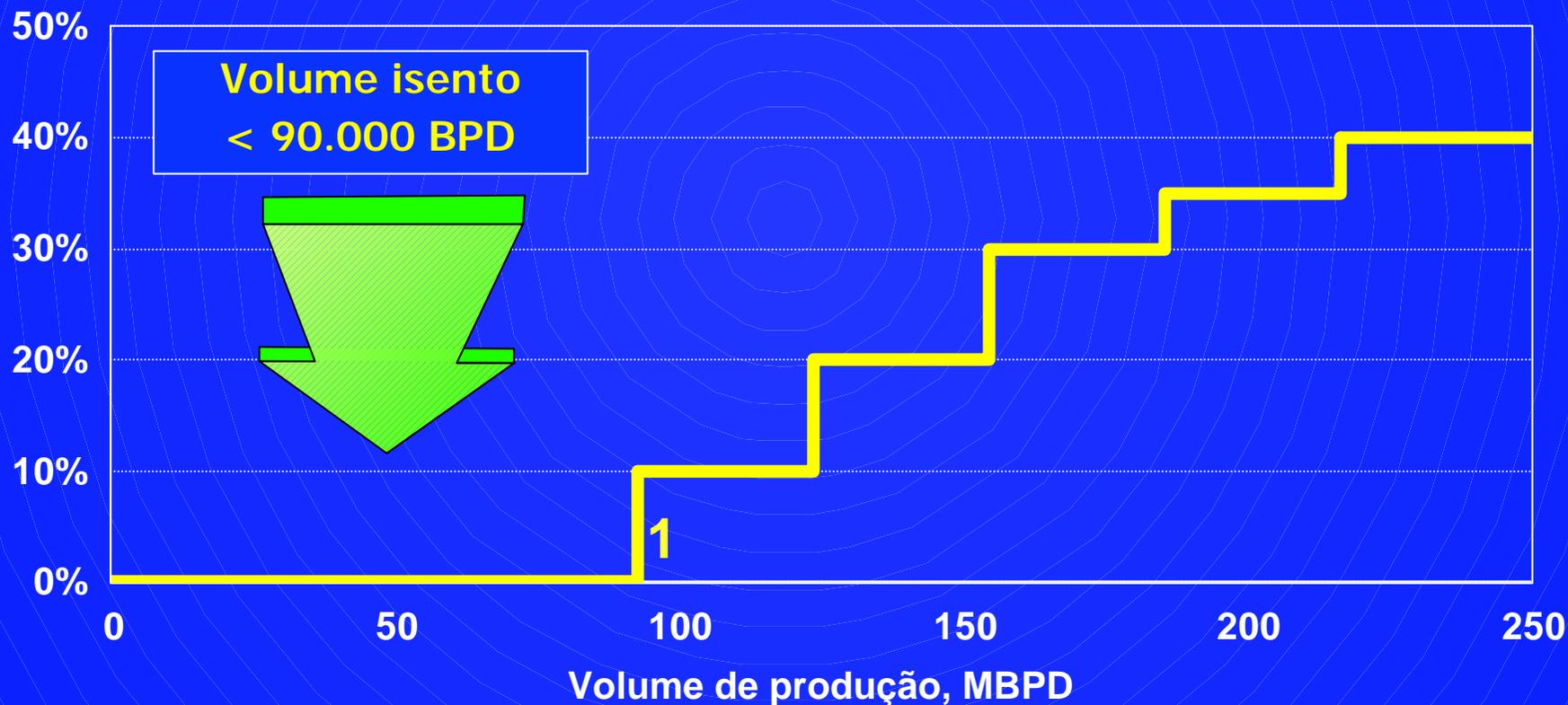


Alíquotas variam com a localização do campo



Alíquota variável em função do tempo

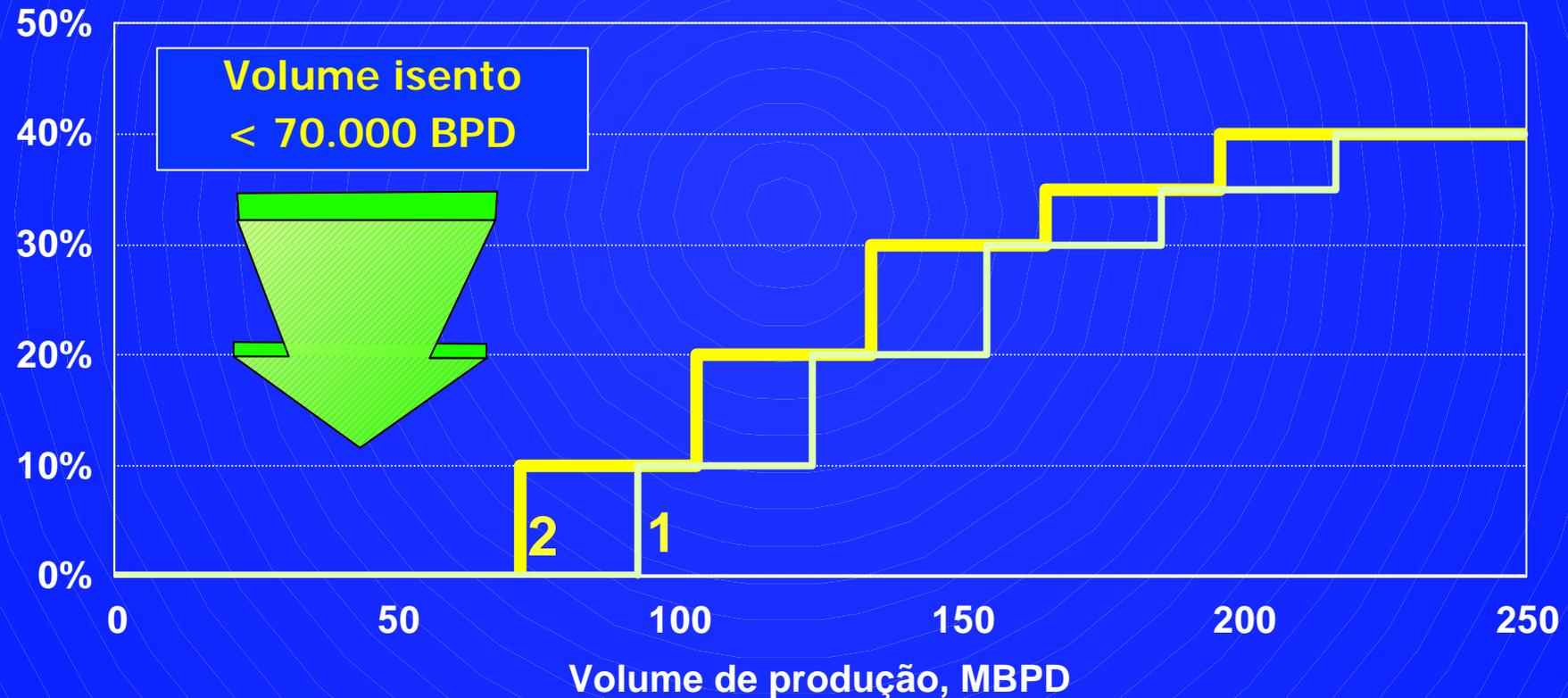
Alíquota (%)



Exemplo - Campos em águas profundas

Alíquota variável em função do tempo

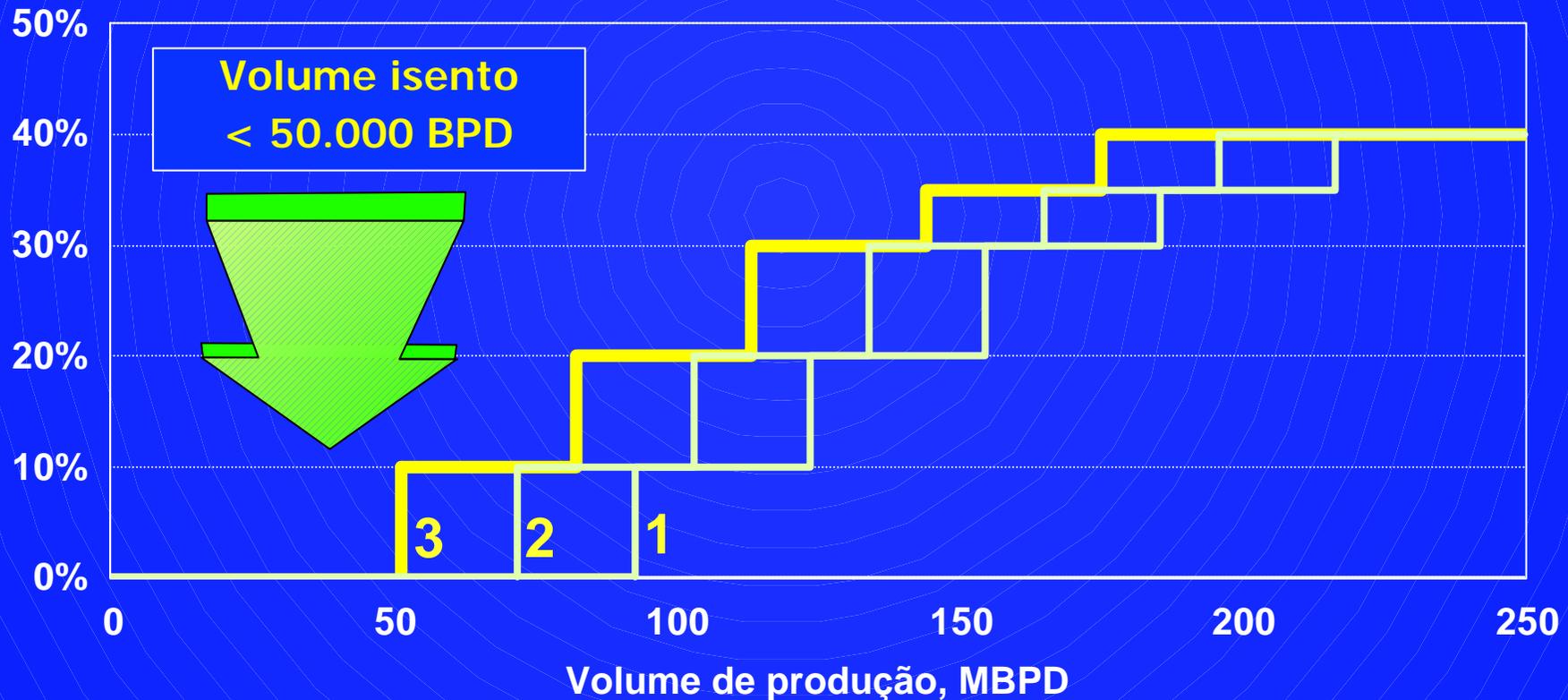
Alíquota (%)



Exemplo - Campos em águas profundas

Alíquota variável em função do tempo

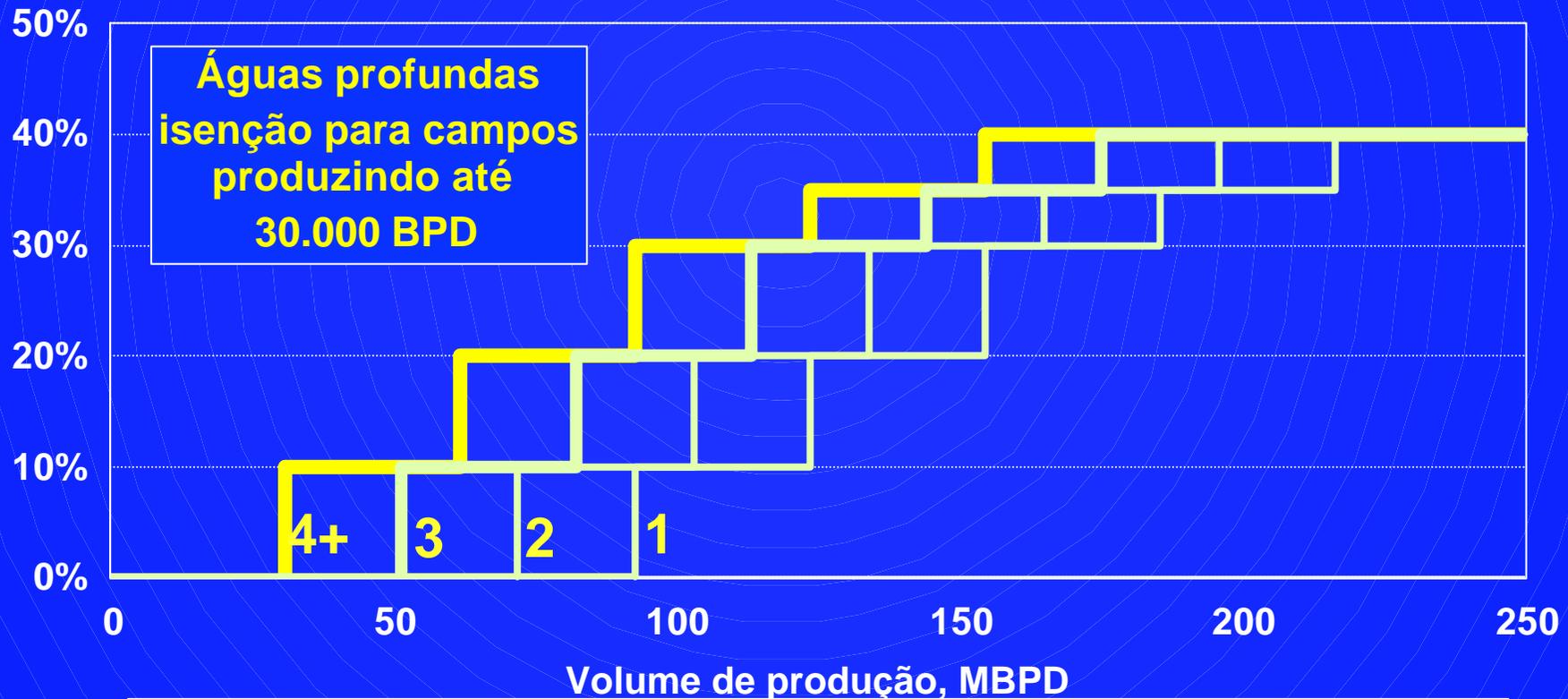
Alíquota (%)



Exemplo - Campos em águas profundas

Alíquota variável em função do tempo

Alíquota (%)



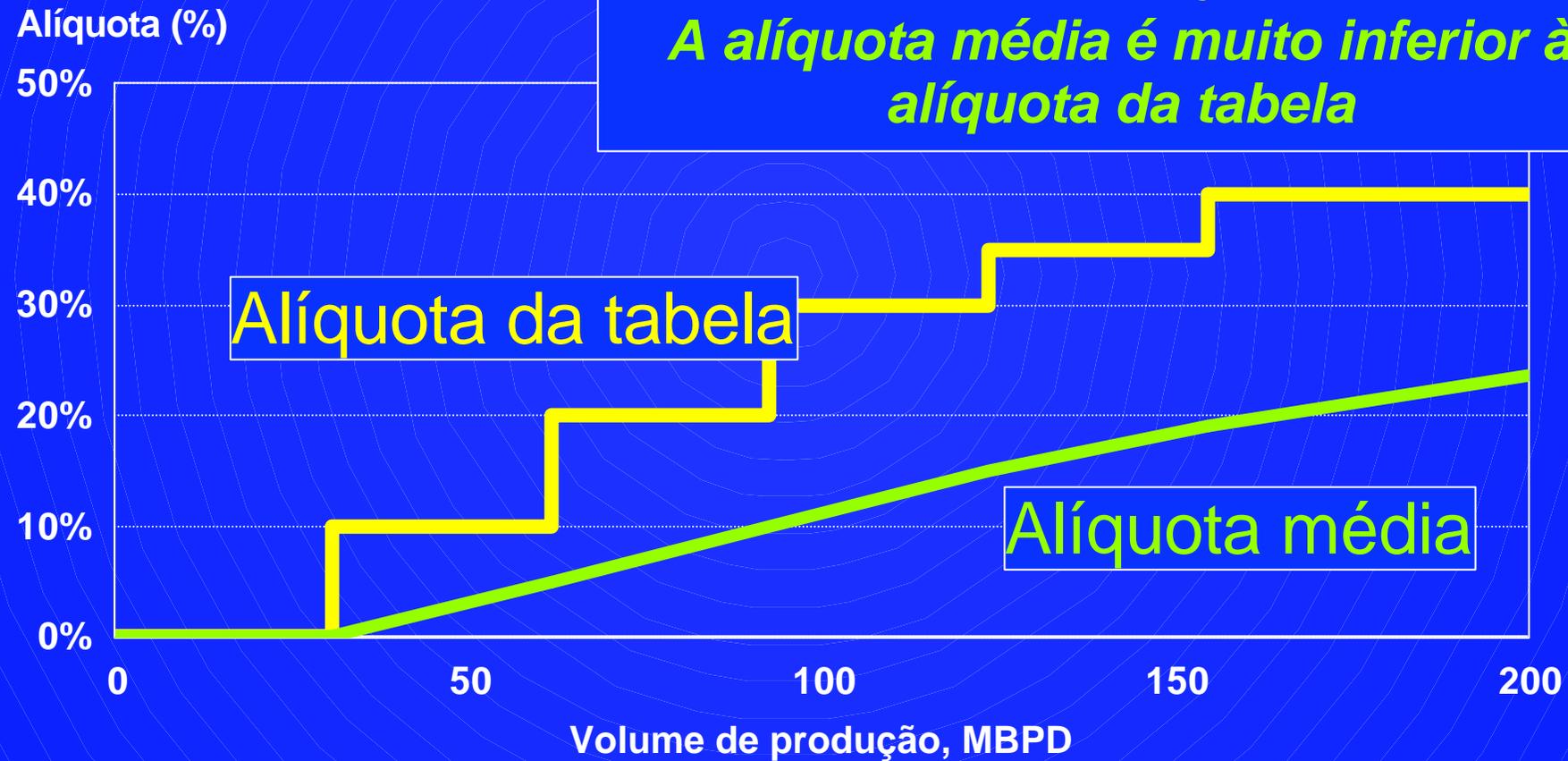
**Alíquota de 40% só se aplica para campos que produzam mais de
150.000 BPD
(ou mais que 200.000 BPD no primeiro ano)**

Participação Especial

Alíquotas média e da tabela



As alíquotas se aplicam para as faixas de produção
A alíquota média é muito inferior à alíquota da tabela



Cálculo da Participação Especial - Receita Bruta



- A receita bruta por campo é baseada nos mesmos critérios usados para o cálculo dos Royalties, exceto:
 - **Petróleo e gás usados nas operações, perdidos antes da medição ou queimados em flares sem autorização da ANP não são computados**



Cálculo da Participação Especial - Deduções



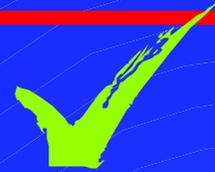
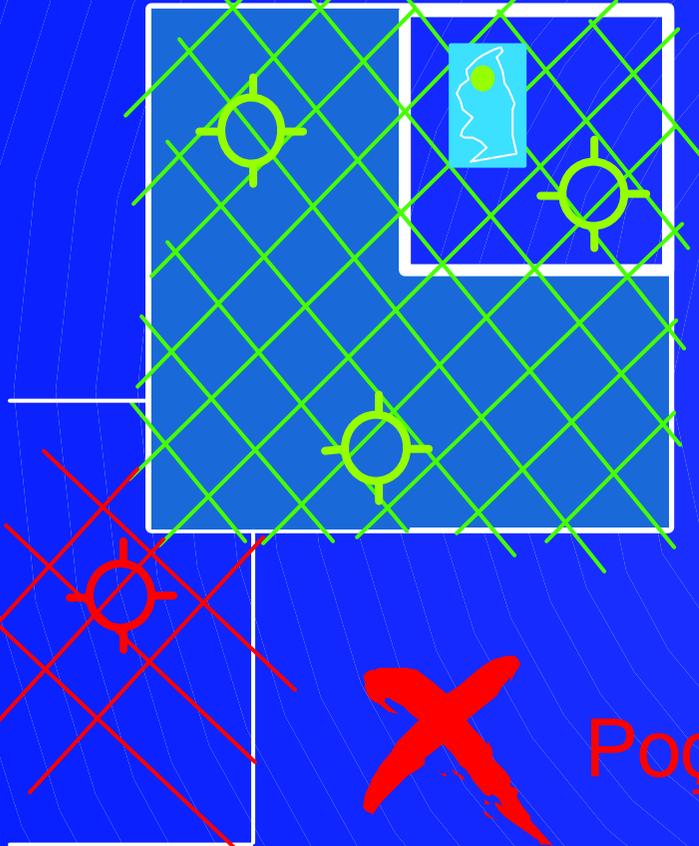
- Regras detalhadas nas Portarias 10/99 (13 de janeiro de 1999) e 102/99 (9 de junho de 1999)
- Bônus de Assinatura
- Taxas e Impostos nas atividades E&P
 - **Royalties**
 - **Taxas de Ocupação e Retenção de áreas**
 - **Pagamentos aos proprietários de terras**
 - **1% destinado ao investimento em P&D**
- Não dedutíveis: Juros, impostos e contribuições sociais, imposto de renda e impostos sobre venda de petróleo e gás

Cálculo da Participação Especial - Deduções (cont.)



- Gastos com no período pré-produção -
integralmente no 1º trimestre de produção
 - O concessionário poderá deduzir no primeiro trimestre ou amortizar ao longo da concessão
- Tipos de gastos
 - Custos de exploração e avaliação dos campos
 - Custos de exploração e avaliação comuns a outros campos na área de concessão (inclusive poços secos)
 - rateados entre os campos em função de suas reservas
 - apropriados em um ou mais campos, a critério do concessionário

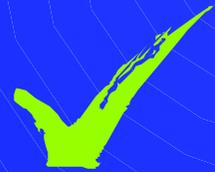
Cálculo da Participação Especial - Abatimento dos custos exploratórios



Poços descobridores
do campo



Sísmica levantada
na área de concessão



Poços secos na área
de concessão original



Poços secos de outras concessões



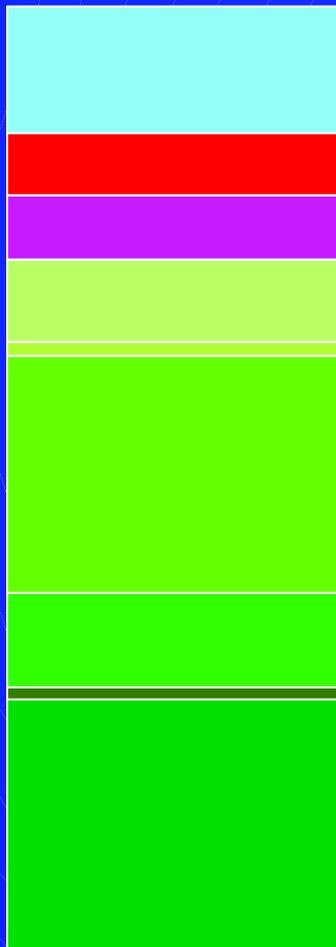
Sísmica regional (fora do bloco)

Cálculo da Participação Especial - Deduções (cont.)



- **Gastos na Fase de Produção**
 - **Custo de mão-de-obra e materiais**
 - **Poços de desenvolvimento**
 - **Bens de Capital - depreciados conforme imposto de renda**
 - Depreciação acelerada para bens adquiridos no Brasil
 - **Serviços (inclusive serviços prestados por afiliadas) diretamente relacionados ao campo**
 - **Custos de "transferência" nas instalações privadas (exclui custos de "transporte" em dutos com livre acesso)**
 - **Parte proporcional das despesas comuns a mais de um campo**
 - **Provisão para abandono (linear no tempo remanescente da produção)**

Base para o cálculo da Participação Especial



Receita Líquida da Produção

Compensação de base de cálculo negativa

Bônus de assinatura

Custos exploratórios dedutíveis

Provisão de abandono

Depreciação e amortização

Royalties

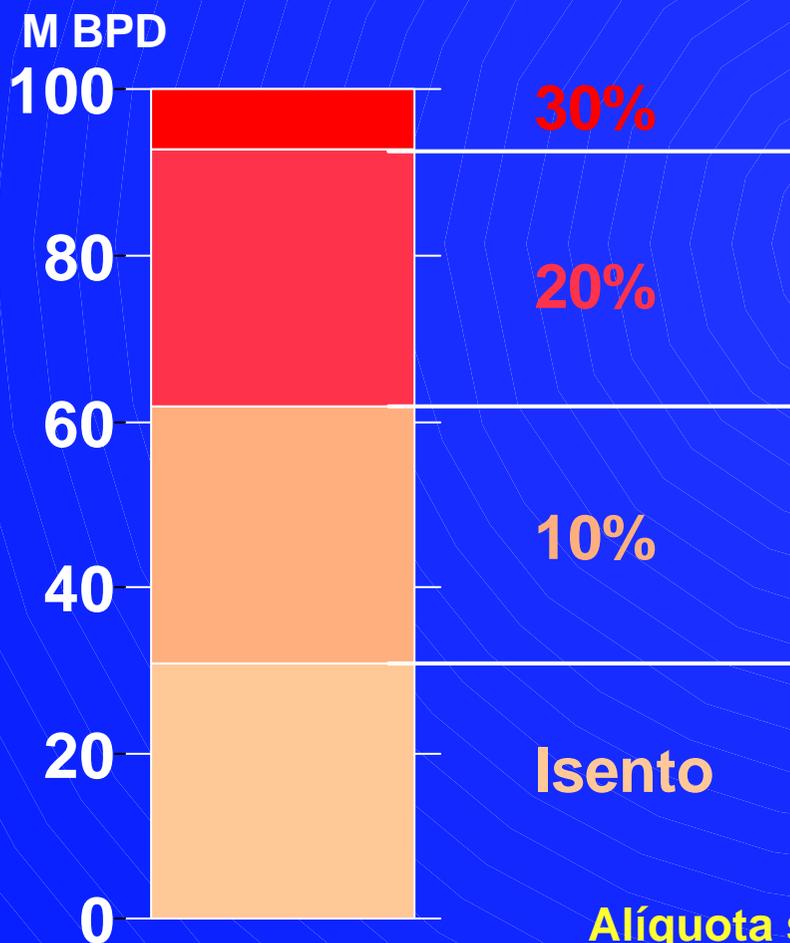
Taxa de ocupação ou retenção de área

Custos operacionais

Exemplo do impacto da Participação Especial



Volume sujeito à participação especial



Exemplo - a partir do quarto ano,
lâmina d'água de 500m
Produção de 100.000 BPD
Preço do petróleo de US\$ 15 / Bbl
Deduções totais de US\$ 11 / Bbl

EXEMPLO
Alíquota efetiva de
~ 11,5%
ou
~ US\$ 0,45 / Bbl

Cálculo trimestral
Volumes definidos em metros cúbicos

Alíquota sobre as faixas de produção