

## **PROJETO 02**

# **ESTUDOS REGULATÓRIOS PARA REVITALIZAÇÃO DE CAMPOS MADUROS**

**RELATÓRIO PARCIAL - SETEMBRO DE 2004**

**Coordenação UNIFACS: Prof. James Silva Santos Correia**

**Executores: UNIFACS e UFRN**

# SUMÁRIO

## CAPÍTULO 1

### APRESENTAÇÃO DO RELATÓRIO DO PROJETO 02: ESTUDOS REGULATÓRIOS PARA REVITALIZAÇÃO DE CAMPOS MADUROS

1. INTRODUÇÃO .....	1
2. OBJETIVO GERAL .....	4
3. OBJETIVOS ESPECÍFICOS .....	4
4. JUSTIFICATIVA .....	4
4.1 Panorama Atual .....	5
4.2 Aspectos Conceituais .....	6
4.3 Situação dos Campos Maduros no Brasil .....	7
4.4 Tecnologias de Recuperação Avançada de Petróleo .....	8
4.5 Aspectos Ambientais .....	9
5. DESENVOLVIMENTO DO PROJETO .....	11
6. METODOLOGIA .....	12
6.1 Mecanismos Gerenciais de Execução .....	13

## CAPÍTULO 2

### FUNDAMENTAÇÃO SOCIAL NO ORDENAMENTO JURÍDICO QUE JUSTIFICA UMA REGULAMENTAÇÃO ESPECÍFICA PARA CAMPOS MADUROS DE PETRÓLEO

1. INTRODUÇÃO .....	15
2. CONSIDERAÇÕES HISTÓRICO-LEGAIS RELACIONADOS ÀS COMPENSAÇÕES FINANCEIRAS NA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO NO BRASIL (PARTICIPAÇÕES GOVERNAMENTAIS) – EVOLUÇÃO..	16
2.1 Compensações Financeiras a Partir da Lei 2.004/1953 e o Legado para o Atual Arcabouço Regulatório .....	19
2.2 Participações Governamentais na Lei 9.478/1997 .....	21
2.2.1 Royalties .....	24
2.2.1.1. A Distribuição dos Royalties na Legislação atual..	26
3. TRIBUTOS NO ATUAL ARCABOUÇO REGULATÓRIO .....	29
3.1 Receita Pública .....	29
3.1.1 Tributos – Conceito .....	31
3.1.2 Tributos – Incidência na Indústria do Petróleo (Produção).....	34
4. MUNICÍPIOS DA BACIA DO RECÔNCAVO ARRECADADORES DE ROYALTIES – IMPACTOS DOS ROYALTIES NOS ÍNDICES DE DESENVOLVIMENTO .....	39
4.1 Escolha dos Municípios Arrecadadores .....	39

5. QUESTÕES QUE SE APRESENTAM .....	40
6. CONCLUSÕES PARCIAIS .....	42
7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	42

### *CAPÍTULO 3*

#### CAMPOS MADUROS E CAMPOS MARGINAIS – DEFINIÇÃO PARA EFEITOS REGULATÓRIOS

1. INTRODUÇÃO .....	46
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA .....	48
2.1 Campos Maduros.....	48
2.2 Campos Marginais .....	52
3. METODOLOGIA .....	61
4. PROPOSTA PARA CONCEITUAÇÃO DE CAMPOS MADUROS .....	65
5. PROPOSTA PARA CONCEITUAÇÃO DE CAMPOS MARGINAIS .....	69
6. CONCLUSÕES .....	77
7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	80

### *CAPÍTULO 4*

#### DESENVOLVIMENTO DE MODELO DE AVALIAÇÃO ECONÔMICA-FINANCEIRA PARA CAMPOS DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL EM ESTÁGIO AVANÇADO DE PRODUÇÃO (CAMPOS MADUROS OU MARGINAIS)

1. INTRODUÇÃO .....	89
2. METODOLOGIA DO MODELO .....	92
3. DESENVOLVIMENTO E FINALIDADE DAS PLANILHAS .....	94
4. EXEMPLO 1 .....	112
5. EXEMPLO 2 .....	123
6. ANEXOS .....	127

## CAPÍTULO 5

### TECNOLOGIAS PARA RECUPERAÇÃO AVANÇADA DE PETRÓLEO EM CAMPOS MADUROS:

#### CONDICIONANTES REGULATÓRIOS

APRESENTAÇÃO .....	134
AVALIAÇÃO DE VISCOSIDADE E TESTES DE DESLOCAMENTO DE POLIMÉRICAS SIMPLES E COMPOSTAS PARA USO EM RECUPERAÇÃO AVANÇADA DE PETRÓLEO	
1. INTRODUÇÃO .....	138
2. O PROBLEMA .....	139
3. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA .....	140
4. METODOLOGIA .....	142
5. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES PARCIAIS .....	149
6. RERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	152
UTILIZAÇÃO DE GÁS CARBÔNICO PARA A EXPLOTAÇÃO DE JAZIDAS DE ÓLEO DA BACIA DO RECÔNCAVO	
1. INTRODUÇÃO .....	153
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA .....	156
3. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	158

# CAPÍTULO 1

## APRESENTAÇÃO DO RELATÓRIO DO PROJETO 02: ESTUDOS REGULATÓRIOS PARA REVITALIZAÇÃO DE CAMPOS MADUROS

James Silva Santos Correia<sup>1</sup>

### 1. INTRODUÇÃO

Dispondo sobre a Política Energética Nacional, instituindo o Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, criando a Agência Nacional do Petróleo – ANP e versando sobre as atividades relativas ao monopólio do petróleo, a Lei 9.478, de 06 de agosto de 1997, modificou o ambiente do exercício das atividades e regulação da Indústria do Petróleo no Brasil. A ANP e o CNPE exercem influência direta na atuação de todos os integrantes dessa indústria, bem como de suas interações.

De acordo com a Lei 9074, de 1997, no seu art. 1º, a política nacional para o aproveitamento das fontes de energia, tem, dentre outros, o objetivo de: promover o desenvolvimento; ampliar o mercado de trabalho; proteger o meio ambiente; promover a livre concorrência; atrair investimentos na produção de energia; e valorizar os recursos energéticos.

Levando em consideração os impactos diretos e indiretos da indústria do petróleo, incrementar a produção de petróleo resulta em uma observância plena dos objetivos estabelecidos pela lei para a política nacional de aproveitamento das fontes de energia.

Todas as questões referentes a campos maduros, aspectos econômicos e tecnológicos justificam a discussão sobre mecanismos que proporcionem a maximização da produção de um recurso descoberto, uma vez que a diminuição ou paralisação da produção de um campo de petróleo contraria os objetivos estabelecidos pela política energética nacional. Portanto, é responsabilidade de todos os integrantes dessa indústria ampliar as reservas de petróleo já

---

<sup>1</sup> Universidade Salvador – Unifacs – Prof. Dr. Coordenador da Rede Cooperativa em Engenharia de Campos Maduros – RECAM; Coordenador do Projeto 02 da RECAM – Estudos Regulatórios para Revitalização de Campos Maduros de Petróleo; do Mestrado em Regulação da Indústria da Energia; Pesquisador do Centro de Estudo e Pesquisa em Petróleo e Gás Natural – CEPGN.

descobertas e criar condições para que a exploração dos recursos seja maximizada.

Demandas específicas crescentes para a produção de campos maduros no Brasil, que enfrenta problemas tais como “royalties” elevados, infra-estrutura não consolidada ou antiga, complexidade e elevados custos de medição, etc., além da necessidade atual de maximização da utilização dos recursos de energia do país, justificam as soluções propostas por esse projeto 02 Estudos Regulatórios para Revitalização de Campos Maduros, integrante da RECAM – Rede Cooperativa em Engenharia de Campos Maduros.

As pesquisas realizadas no âmbito desse projeto 02 foram desenvolvidas por pesquisas específicas para o projeto ou por dissertações para o Mestrado em Regulação da Indústria da Energia, com temas afins aos objetivos desse projeto.

As dissertações cujas pesquisas integram o projeto 02 serão descritas a seguir, com os respectivos autores:

- Roberto José Batista Câmara – **“CAMPOS MADUROS E CAMPOS MARGINAIS – DEFINIÇÕES PARA EFEITOS REGULATÓRIOS”**. (concluída e defendida)
- Anabal dos Santos Jr. – **“PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL EM CAMPOS MADUROS BRASILEIROS: UMA VISÃO PRAGMÁTICA”**. (concluída)
- Antônio Paulo Mendes Oliveira – **A INDÚSTRIA E A LEGISLAÇÃO AMBIENTAL. PERFURAÇÃO DE POÇOS TERRESTRES NA BAHIA: ESTUDO DE CASO**. (concluída)
- Rômulo Teixeira – **AVALIAÇÃO DE VISCOSIDADE E TESTE DE DESLOCAMENTO DE SOLUÇÕES POLIMÉRICAS SIMPLES E COMPOSTAS PARA USO EM RECUPERAÇÃO AVANÇADA DE PETRÓLEO**. (concluída)
- Rodrigo Pereira Vieira – **“FORMAÇÃO DE RECURSOS HUMANOS PARA A INDÚSTRIA DE PETRÓLEO BAIANA - PROPOSTA DE TREINAMENTO PARA AS ATIVIDADES DE PRODUÇÃO EM CAMPOS MADUROS”**. (em andamento)
- Andréa Campos Reis – **“FUNDAMENTAÇÃO SOCIAL NO ORDENAMENTO JURÍDICO QUE JUSTIFICA UMA REGULAMENTAÇÃO ESPECÍFICA PARA CAMPOS MADUROS DE PETRÓLEO”**. (em andamento)
- Genivaldo Barbosa dos Santos – **“VALORAÇÃO DE CAMPOS MADUROS E MARGINAIS DE PETRÓLEO”**. (em andamento)
- Geovana Teixeira Leal – **INCENTIVOS DA INDÚSTRIA DE PETRÓLEO – UMA PROPOSTA PARA FOMENTAR A PRODUÇÃO EM CAMPOS MADUROS E MARGINAIS BRASILEIROS**. (em andamento)
- Paulo Cesar Andrade – **“ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA NAS MEDIÇÕES DE PETRÓLEO E GN EM CAMPOS MADUROS, A PARTIR DE ASPECTOS METROLÓGICOS”**.

Neste relatório serão descritos os resultados alcançados e previstos no cronograma de atividades do projeto, em capítulos seqüenciais por pesquisa realizada.

No capítulo 02 é identificado, parcialmente neste relatório, os impactos da indústria do petróleo, Participações Governamentais e Tributos, no desenvolvimento humano dos Municípios da Bacia do Recôncavo, estabelecendo a relação existente entre o desenvolvimento dos Municípios e as arrecadações provenientes da indústria do petróleo. A identificação dessa relação é importante para fundamentar políticas de incentivo ao incremento da produção nos Campos Maduros, além de fundamentar a necessidade de uma regulamentação específica para esses campos.

O capítulo 03 consiste em proposta para um conceito determinístico para Campos Maduros e Campos Marginais. A conceituação determinística é fundamental para a regulação de forma a não se cometer equívocos, tais como incentivos a campos que não possuam necessidade de subsídios e falta de incentivos para aqueles que, de fato, necessitem. Também é uma garantia regulatória para empresas entrantes na atividade.

O capítulo 04 consiste na apresentação de um modelo desenvolvido no âmbito desse projeto para avaliação econômico-financeira com o objetivo de se constituir como uma ferramenta que permita simular a avaliação sob o ponto de vista econômico-financeiro de um campo específico ou grupo de campos de produção de petróleo e gás natural em estágio avançado de produção – *Campos Maduros* - com base nos aportes de recursos necessários para o seu desenvolvimento e os resultados esperados de produção dos hidrocarbonetos.

O modelo aqui apresentado, foi desenvolvido com o aplicativo EXCEL®, um produto registrado da Microsoft®, buscando uma interação amigável com o usuário, permitindo que este, a partir das planilhas de entrada de dados, possa obter os resultados desejados, tirando partido da vasta flexibilidade que o aplicativo EXCEL® dispõe.

No capítulo 05 consta a identificação das tecnologias avançadas de recuperação de petróleo com maior potencial de aplicação nos campos maduros do Brasil – estudos sobre biopolímeros, que dependem de incentivo regulatório para a sua aplicação. Consta ainda nesse capítulo 05, estudo sobre a utilização de CO<sub>2</sub> na exploração de jazidas de óleo da Bacia do Recôncavo relacionados com a separação. Esta pesquisa tem como objetivo investigar a viabilidade técnica e econômica da utilização de CO<sub>2</sub> na exploração de jazidas de óleo da Bacia do Recôncavo.

A deficiências e gargalos regulatórios identificadas no âmbito desse trabalho serão subsídio para a formulação de propostas de mudanças na regulação de forma a favorecer a entrada de produtores independentes nas atividades de petróleo ampliando o mercado de trabalho, e também, promover o desenvolvimento e valorizar os recursos energéticos, atendendo, assim à diretrizes estabelecidas para a Política Energética Nacional.

## **2. OBJETIVO GERAL**

Avaliar e propor modificações e inovações para o atual arcabouço regulatório da Indústria de Petróleo e Gás Natural no Brasil referente aos campos maduros, visando à revitalização desse setor produtivo, incentivando a entrada de novos produtores independentes no mercado e considerando os aspectos econômicos envolvidos, bem como a viabilização da aplicação de novas tecnologias de recuperação avançada de petróleo.

## **3. OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

O Projeto 02 **Estudos Regulatórios para Revitalização de Campos Maduros**, foi selecionado através do Edital CTPETRO/CNPq – FINEP 03/2001, contratado pela Finep, contando, ainda com contrapartida da Petrobras e Petroreconcavo. Os objetivos específicos foram desenvolvidos a partir dos aspectos identificados como fundamentais para a entrada de novos produtores independentes e para valoração do recurso energético.

1. Fazer um levantamento detalhado da atual regulação de campos maduros na Indústria de Petróleo internacional e do Brasil, identificando deficiências e gargalos regulatórios, econômicos e tecnológicos na legislação brasileira referente aos campos maduros;
2. Avaliar os aspectos econômicos envolvidos, tais como “royalties”, contribuições, participações especiais, impostos, critérios de medição, abandono de campos (pesquisado e desenvolvida pela UFRN), incentivos contratuais e outros, sugerindo modificações ou inovações que viabilizem a produção de campos maduros;
3. Propor uma nova base regulatória que estabeleça mecanismos de incentivo a produtores independentes, facilitando a comercialização dos campos maduros, levando-se em conta os aspectos tributários e contratuais;
4. Avaliar o impacto da regulação na implementação de projetos de recuperação de petróleo que utilizem tecnologias avançadas, sugerindo modificações ou novas regulamentações que tornem atraente economicamente a exploração de óleo e o aproveitamento do potencial energético de campos maduros.

## **4. JUSTIFICATIVA**



#### 4.1. PANORAMA ATUAL:

A abertura da indústria brasileira de petróleo a novos agentes, após 46 anos de monopólio da PETROBRAS, e a criação da ANP, entidade integrante da Administração Federal indireta, para exercer as atribuições de agência reguladora, tendo como finalidade promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo, marcaram uma nova fase dessa indústria no Brasil. A sua principal característica tem sido a entrada de novos agentes no segmento “upstream”.

Algumas ações importantes vêm sendo desenvolvidas pela ANP, MME e pelo Instituto Brasileiro do Petróleo (IBP), no sentido de garantir a inserção da empresa nacional operadoras e fornecedoras de bens e serviços nesse novo ciclo de expansão. Por outro lado, a PETROBRAS, sendo obrigada a competir num mercado crescentemente competitivo, devolveu à ANP pequenos campos com volumes de produção em declínio e sem escala para o porte da empresa. Essa decisão foi consolidada no seu planejamento estratégico finalizado em 1999, ao optar por concentrar suas atividades de “upstream” no Brasil nos campos de maior produtividade e a conseqüente transferência (venda) de alguns dos campos maduros e campos marginais para outras empresas, ou mesmo realizar novas devoluções à ANP.

Esse cenário tem suscitado controvérsias em relação a esses campos por parte de empresas nacionais, governos estaduais e municipais afetados pelas medidas adotadas pela PETROBRAS e ANP (queda da produção, paralisação da produção, abandono de poços, etc.) e demais entidades (ONIP, IBP, universidades, etc.). Vale ressaltar que a mesma lei que instituiu a ANP estabeleceu no seu Capítulo I os “Princípios e Objetivos da Política Energética Nacional”, definindo entre seus objetivos: preservar o interesse nacional, promover o desenvolvimento, ampliar o mercado de trabalho e valorizar os recursos energéticos nacionais.

Com a revisão do planejamento indicado pelo atual governo, a ANP, tem se concentrado nos aspectos mais urgentes e de grande alcance (licitações de blocos, regras para o mercado de gás natural, etc.), apenas agora começa a discutir as questões relacionadas às atividades de menor escala, tais como as regras estabelecidas até então e se as mesmas são suficientes para tratar de uma questão tão sensível do ponto de vista tecnológico e econômico como são os campos com baixo volume de produção.

O fato é que não existe uma regulamentação que atenda às questões específicas relacionadas a esses campos no Brasil. Nos EUA, por exemplo, as chamadas companhias independentes somam cerca de 8.000 empresas. Operam campos e poços de baixa produção, definidos como aqueles com vazão de óleo menor que 15 bbl/dia e vazão de gás menor que 3.150 m<sup>3</sup>/dia. Participam do mercado com 65% da extração de gás natural e 40% da extração de óleo. Para atingir esses números, contam com diversos incentivos: créditos pela utilização de técnicas avançadas de recuperação (EOR); créditos para recolocar em produção

poços temporariamente ou permanentemente abandonados; opção para capitalizar o bônus de aquisição de “leases” como adiantamento de “royalties”; diferimento do aluguel de áreas para fins de dedução posterior do imposto a pagar; dedução do imposto a pagar, devido à depleção das reservas do campo e disponibilização de crédito com prazos dilatados e juros subsidiados.

Portanto, uma recuperação de 1% das reservas existentes na Bacia do Recôncavo significaria monetizar cerca de U\$3,7bilhões, além dos reflexos nas arrecadações de Participações Governamentais e Tributária repassadas para os Municípios e Estados sedes.

#### **4.2. ASPECTOS CONCEITUAIS:**

A experiência internacional aponta para a necessidade de tratamento diferenciado das atividades de exploração em campos de pequena produção ou naqueles que já alcançaram estágio avançado de exploração. Com isso, se faz necessário conceituar o que é um campo maduro, um campo pequeno, um campo marginal e, por conseguinte, o que vem a ser um produtor independente.

Como à luz da experiência internacional, deverão ser estabelecidos incentivos diversos para empresas que venham a atuar na operação desses campos, é fundamental que se criem critérios de enquadramento de campos maduros, pequenos ou marginais e de agentes econômicos que possam usufruir de eventuais incentivos que venham a ser criados para exploração desses campos.

Sobre campos maduros, não existe uma definição clara na bibliografia internacional de como caracterizá-los. Para campos pequenos teremos que estabelecer um volume de óleo ou gás que os caracterizem. Já os campos marginais seriam aqueles que apresentassem baixa produtividade ou custos operacionais elevados, independentes de serem maduros ou não, cuja produção considerada marginal para as grandes companhias que atuam no mercado, só conseguem economicidade com o aporte de incentivos diversos. Haverá necessidade de se estabelecer uma definição determinativa para campos maduros, pequenos ou marginais para que seja possível uma regulação específica para esses campos, com o objetivo de incrementar a produção, atendendo assim a Política Energética Nacional, além de viabilizar e incentivar a entrada de produtores independentes.

Vale salientar que o Instituto Brasileiro do Petróleo - IBP tem trabalhado para estabelecer diretrizes para fomentar a produção nesses campos por empresas nacionais e na qualificação técnica dos agentes econômicos com interesse em atuar nesses campos, usando como referência a experiência dos EUA.

### 4.3. SITUAÇÃO DOS CAMPOS MADUROS NO BRASIL

O conjunto de ativos classificados como campos maduros de petróleo e gás natural constitui-se, historicamente, num complexo sistema de oportunidades e desafios. Sua capacidade de rejuvenescer e continuar produzindo riquezas é bem documentada. Também são bem documentados seus ciclos de dificuldades, principalmente associados à preços de óleo e à competição com o óleo “fácil” de novas fronteiras exploratórias.

Sob o ponto de vista de oportunidades, reconhece-se que os campos maduros tenham o potencial de incorporar volumes significativos de óleo às reservas existentes. Números ilustrativos indicam que um modesto aumento em 1% no fator de recuperação dos campos maduros terrestres brasileiros possa incorporar até 150 milhões de barris de reservas de óleo. Ou em termos econômicos, um faturamento bruto nominal de até 3,75 bilhões de dólares. Estes campos, por outro lado, oferecem desafios irrecusáveis. Desafios que começam na própria definição de campo maduro, muitas vezes confundido, injustamente, com campo antieconômico, e alcançam as fronteiras tecnológicas, principalmente associadas ao aumento do fator de recuperação destas jazidas.

No que se refere aos aspectos produtivos, a história dos campos de petróleo, de forma geral, não é diferente em parte alguma do mundo. À fase inicial de descoberta e desenvolvimento, onde a produção é crescente à medida que novos poços são perfurados e o campo é delimitado, segue-se a fase de declínio, devido à queda de pressão da jazida. De modo a aumentar o fator de recuperação do campo de petróleo, injeta-se água e/ou gás natural. Essas injeções se dão ou na fase inicial de produção, para manutenção de pressão, ou como recuperação secundária, para repressurização, quando o reservatório já se encontra depletado. A operação continua até que as vazões de hidrocarbonetos dos poços produtores não sejam mais suficientes para manter a atratividade econômica da jazida, promovendo-se então o abandono dos poços, de acordo com normas de segurança e de proteção ao meio ambiente (Portaria ANP nº 176/1999 revogada pela portaria ANP nº 25, de março de 2002).

Com as modernas técnicas, ditas métodos especiais de recuperação, é possível prolongar a vida econômica do campo, embora com despesas adicionais.

No Brasil a indústria de petróleo é relativamente nova (cerca de 50 anos). A maior companhia do setor, a PETROBRAS, que deteve o monopólio por mais de 40 anos, sempre conviveu com controle de preços e contingenciamento orçamentário por parte do governo. Com isso, os investimentos em expansão sempre foram priorizados em detrimento da preservação das instalações existentes, principalmente a partir das descobertas nas bacias “offshore”.

Naturalmente, as instalações dos campos com baixa produtividade ou pequeno volume de produção, ou ainda com decréscimo de produção, nas áreas onde hoje a PETROBRAS já se desfez ou pretende se desfazer de campos necessitam de investimentos para rejuvenescer as instalações. Isso se refere a

toda infra-estrutura de produção (incluindo poços) e transporte. Instalações velhas, que podem estar comprometidas e com passivo ambiental de difícil avaliação.

Adicionalmente, a manutenção ou incremento no nível de produção, depende de aplicação de tecnologias avançadas de recuperação de reservas, cujas pesquisas hoje no Brasil são concentradas na PETROBRAS e em algumas universidades, a exemplo da Unifacs.

Outro aspecto a considerar diz respeito à infra-estrutura compartilhada (armazenagem, transporte, energia elétrica, etc.) por diversos campos produtores que hoje caracteriza as áreas produtoras que concentram esses campos. Esse compartilhamento é fruto de uma operação integrada e monopolista da PETROBRAS. A situação de operação desses campos por diversos produtores independentes implicará em um custo adicional de reestruturação ou montagem da infraestrutura necessária às operações de cada campo.

#### **4.4. TECNOLOGIAS DE RECUPERAÇÃO AVANÇADA DE PETRÓLEO:**

Dentre as novas tecnologias para a recuperação avançada de petróleo em campos maduros, valem ser citadas o CO<sub>2</sub> e os polímeros como as mais importantes hoje em dia na maior bacia madura, que é a Bacia do Recôncavo, na Bahia. O CO<sub>2</sub> é um dos agentes mais eficientes para a recuperação adicional de óleo de reservatórios em avançado estágio de exploração. Porém, as fontes atuais de CO<sub>2</sub>, com pureza maior que 97%, são insuficientes para atender a demanda atual da indústria do petróleo. Assim, se torna necessário tentar obtê-lo de outras fontes, de baixa concentração, mas abundantes e de baixo custo.

Esta linha de pesquisa tem sido perseguida, sem, contudo, ter sido conduzida de modo sistemático, com experiências de laboratório e com análise de alternativas. O estado da arte aponta para diferentes soluções, a depender das fontes disponíveis, das quantidades de CO<sub>2</sub> requeridas, das facilidades de produção do CO<sub>2</sub>, da proximidade da fonte ao consumidor e do preço e pureza que o cliente deseja. Para a indústria de extração de petróleo, ao preço do barril de cerca de US\$25 seu uso tem ficado restrito à obtenção a um custo inferior a 20US\$/t, na maioria dos projetos, já seco e comprimido, pronto para a injeção em poços. Atualmente seu custo varia entre 20 a 50 US\$/t, e quantidades disponíveis insuficientes. Polímeros de alto peso molecular têm sido largamente utilizados na indústria do petróleo como agentes viscosificantes em projetos de injeção de água ("waterflood").

A recuperação mais eficiente constitui-se no maior incentivo para a aplicação deste método não convencional, quando aplicável (alta razão de mobilidade água-óleo, reservatório heterogêneo, ou uma combinação dos dois). Dentre os inúmeros tipos de polímeros existentes, para recuperação adicional de petróleo, esses produtos devem satisfazer a um requisito básico: serem solúveis em água. Já foram identificados diversos tipos de polímeros e biopolímeros para recuperação adicional de petróleo: goma xantana, poliácridamida parcialmente

hidrolisada, copolímeros de ácido acrílico e sulfonato de 2-acrilamida 2-metil propano (AM/AMPS), hidroxietilcelulose (HEC), carboximetil-hidroxietilcelulose (CMHEC), glucan, álcool polivinílico, etc., dentre os quais, os comercialmente atrativos podem ser classificados em duas classes genéricas: poliacrilamidas e polissacarídeos (biopolímeros). As poliacrilamidas têm sido largamente utilizadas em projetos piloto e também em escala industrial, porém apresentam alta sensibilidade à salinidade e dureza da água presente nas jazidas de petróleo, o que é um obstáculo ao seu uso em muitos reservatórios.

#### **4.5. ASPECTOS AMBIENTAIS**

Com a assinatura do Protocolo de Quioto, no âmbito da Convenção-Quadro sobre mudança de clima, os países desenvolvidos, ditos Países do Anexo I, se comprometeram em reduzir suas emissões antropogênicas (equivalente de dióxido de carbono) de gases de efeito estufa, no período 2008-2012, para um nível, de no mínimo 5% inferior aquele de 1990. Mas, para conseguir isto os custos seriam extremamente elevados para aqueles países. Assim, no âmbito do próprio Protocolo, estabeleceram-se mecanismos de flexibilidade através dos quais se abriu a possibilidade de comercialização de emissões – CERS.

O mecanismo de flexibilização que permite as negociações de CERS é o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo - MDL, que objetiva, por um lado, o desenvolvimento sustentável dos países em desenvolvimento e, também, o cumprimento dos compromissos de redução e limitação de emissões quantificadas para os países em desenvolvimento.

O MDL exige que as reduções sejam certificadas por entidades operacionais, designadas pela Conferência das Partes e que sejam reais, mensuráveis, e com benefícios ligados à mitigação da mudança climática de longo prazo, além de serem adicionais a quaisquer reduções de emissões que ocorreriam na ausência do projeto certificado. Regras finais de implementação serão definidas posteriormente. Essas regras definirão as condições de elegibilidade para certificação de redução de emissões.

Em que pese a não totalização das ratificações necessárias para validação dos compromissos firmados no âmbito do Protocolo de Quioto, vez que, com a decisão de não ratificação por parte dos Estados Unidos é imprescindível a ratificação dos demais países, é possível perceber uma movimentação no sentido de consolidação do mercado de carbono, reforçada pela decisão da União Européia de validar, dentro do âmbito da comunidade Européia, os compromissos firmados no Protocolo.

Os projetos que envolvem aproveitamento de CO<sub>2</sub> para injeção em reservatórios de petróleo pretendem, em última instância, coletar o dióxido de carbono emitido em plantas industriais e injetá-lo em reservatórios de petróleo para aumentar a produtividade das jazidas. Uma parte do CO<sub>2</sub> injetado permanece no subsolo não sendo, portanto, lançado na atmosfera.

Em uma segunda etapa, pode-se quantificar a potencialidade de redução de emissões passíveis de serem captadas com a implementação de projetos de injeção. Para tanto se fará necessário responder aos requisitos exigidos no âmbito do Protocolo referentes à potencialidade dos mesmos, ou seja, o quanto de redução de emissão suas implantações ocasionariam, mensuráveis e de longo prazo e de impacto no desenvolvimento sustentável do país.

Para tal será necessário o estabelecimento de uma linha base do conjunto de projetos, ou seja, uma estimativa do volume de emissões na ausência dos mesmos, incluindo o volume emitido e não utilizado pelas plantas industriais (que é a maior parte) e o volume de petróleo produzido das jazidas sem o processo de injeção. Será necessário especular sobre a possibilidade de usos alternativos dos volumes de CO<sub>2</sub> a serem injetados, ou a possibilidade de se ter produção de óleo através de outros meios.

Em um outro momento, ocorrerá a estimativa correspondente à parte dos projetos, através do cálculo de emissões, em um cenário onde estes se encontrem implantados. Será preciso quantificar o volume de CO<sub>2</sub> injetado, o volume de CO<sub>2</sub> retido no solo e o volume de CO<sub>2</sub> retornado no petróleo produzido como resultado da injeção. O volume considerado efetivamente retido corresponderá à contribuição efetiva do projeto.

Existirão projetos em que o volume de CO<sub>2</sub> produzido com o petróleo voltará a ser injetado no reservatório. Em uma análise paralela será necessário quantificar os benefícios adicionais buscando entender a contribuição dos projetos para o desenvolvimento sustentável do país, justificando assim suas elegibilidades para a certificação de redução de emissões.

Será realizada ainda uma análise da viabilidade de aceitação destes projetos por outras partes interessadas em adquirir os certificados de redução de emissão. Será, portanto, necessário ter um entendimento do valor de mercado da tonelada de carbono evitado e o valor que poderia ser disponibilizada a tonelada através do projeto em vista. O resultado desta análise permitirá avaliar o incremento que a venda de emissões pode ocasionar, contribuindo para a viabilização dos projetos no seu todo.

Aqui, faz-se necessário especular sobre a parte financeira adicional dos mesmos, ou seja, responder à questão se eles ocorreriam na ausência da comercialização de emissões e qual sua taxa de retorno neste cenário. Essa componente do estudo permitirá avaliar a contribuição destes projetos para a mitigação da mudança climática, seu impacto no desenvolvimento sustentável do país e o potencial do comércio de redução de emissões na viabilização de projetos deste tipo. Dentro dessa análise das questões ambientais envolvidas, ressalta-se o potencial da indústria do petróleo para absorver o excedente de CO<sub>2</sub> das indústrias, aplicando-o em projetos de recuperação avançada nos campos maduros.

Outro aspecto ambiental importante é o incremento de pesquisas na área de biotecnologia aplicada à indústria do petróleo, em particular para a Recuperação Avançada em Campos Maduros.

## 5. DESENVOLVIMENTO DO PROJETO

O Projeto sobre Estudos Regulatórios para Revitalização de Campos Maduros corresponde ao projeto de nº 02 da Rede Cooperativa em Engenharia de Campos Maduros e está sendo desenvolvido pela Universidade Salvador – Unifacs e pela Universidade Federal do Rio Grande do Norte – UFRN, conta com o apoio do IBP, Petrobras, Petroreconcavo, Fundação de amparo à Pesquisa da Bahia - FAPESB, e Secretaria de Ciência, Tecnologia e Inovação – SECTI, contando, ainda com a seguinte equipe de trabalho:

### Coordenação:

Prof. Dr. James Correa

### Vice-coordenação:

Prof. Dr. Paulo Sérgio de Mello Vieira Rocha

Prof. Dr. Luiz Eraldo Araújo

### Professores:

Antonio Oswaldo Albuquerque de Souza

Edgard Bacic de Carvalho

Oswaldo Soliano

### Administração:

Magali Viana

Maria Carolina Prates Gusmão

### Pesquisadores:

Anabal dos Santos Jr.– Mestrando Unifacs

Andréa Reis – Mestranda Unifacs (apoio PRH23/ANP)

Antônio Paulo Mendes Oliveira – Mestrando Unifacs

Genivaldo Barbosa – Mestrando Unifacs (apoio PRH23/ANP)

Geovana Leal – Mestranda Unifacs (apoio PRH23/ANP)

Hélio Guimarães

Kahildete Rodrigues Fortes Duarte – Mestre UFRN

Normando Paes – Mestre Unifacs (apoio PRH23/ANP e CNPq)

Roberta Landulfo Alves

Roberto Câmara – Mestre Unifacs (apoio PRH23/ANP)

Rômulo Teixeira – Mestrando Unifacs (apoio PRH23/ANP)

Iniciação Científica:  
Carolina Prates Bassuma

## 6. METODOLOGIA

Os trabalhos de pesquisa para desenvolvimento deste projeto estão sendo realizados por:

- Professores que exercem a função de coordenação e orientação dos trabalhos e dissertações, além do desenvolvimento de projetos de pesquisa sobre o tema;
- Pesquisadores e consultores contratados para trabalhos do projeto, com utilização dos recursos da FNDCT, seja por meio de pagamento de consultoria previsto no orçamento, seja por meio das bolsas solicitadas e pagas pelo CNPq;
- Pesquisadores, alunos do mestrado em Regulação da Indústria da Energia, bolsistas do Programa de Recursos Humanos da Agência Nacional de Petróleo – PRH23-ANP, cujas dissertações se inserem no âmbito dos temas e objetivos propostos no projeto 2 – Estudos Regulatórios para Revitalização de Campos Maduros.

O desenvolvimento dos trabalhos de consultoria e pesquisa prevê:

- 1) Realização de “Workshop” com a participação de consultores e dos integrantes do projeto para elaboração do planejamento conjunto das atividades a serem desenvolvidas pelas instituições que compõem a equipe do projeto, com a definição de diretrizes e tarefas específicas de cada grupo;
- 2) Levantamento e avaliação junto à ANP de todas as regulamentações existentes no Brasil que se referem a campos maduros: nesta fase serão identificadas todas as leis vigentes que regulam as atividades referentes a campos maduros no Brasil;
- 3) Avaliação dos aspectos econômicos envolvidos: “royalties”, contribuições, participações especiais, impostos, critérios de medição, abandono de campos, incentivos contratuais e outros, sugerindo modificações ou inovações que viabilizem a produção de campos maduros, pequenos ou marginais;
- 4) Visita técnica aos EUA visando à consolidação de conhecimento sobre o tema;
- 5) Visita de consultores que auxiliarão e orientarão o trabalho de pesquisa;



- 6) Proposição de uma nova base regulatória que estabeleça mecanismos de incentivo a produtores independentes, facilitando a comercialização dos campos maduros, levando-se em conta os aspectos tributários e contratuais;
- 7) Avaliação do potencial de implementação de projetos de recuperação de petróleo que utilizem tecnologias avançadas, sugerindo modificações ou novas regulamentações que tornem atraente economicamente a exploração de óleo e o aproveitamento do potencial energético de campos maduros;
- 8) Elaboração de relatório final.

### **6.1. MECANISMOS GERENCIAIS DE EXECUÇÃO:**

As atividades do projeto serão articuladas a partir da coordenação central na instituição executora (CEPGN – DEAR – UNIFACS). O “Workshop” inicial, com a participação de todas as instituições envolvidas, serviu para estabelecer as diretrizes e atribuições dos integrantes do projeto. Com a definição e distribuição de tarefas os trabalhos estão sendo executados obedecendo o cronograma estabelecido e periodicamente ocorre reuniões com o coordenador e os representantes de cada instituição para acompanhar o andamento do projeto ou conferências através de telefone ou do PORTAL da RECAM ([www.recam.org.br](http://www.recam.org.br)).

A troca de informações e dados é realizada por via telefônica e correio eletrônico, sendo também administrada pela coordenação do projeto. As decisões a serem tomadas com o desenvolvimento do projeto têm, necessariamente, a participação dos integrantes, desde que envolvam problemas de relevância que interfiram nas metas a serem atingidas.

As conexões cooperativas de pesquisa envolvem, além do Centro de Estudos em Petróleo e Gás Natural (CEPGN) da UNIFACS, a participação da Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN), a Universidade Tiradentes (UNIT) e o “Bureau of Economic Geology” (BEG) da University of Texas at Austin, EUA. Outras instituições também foram incorporadas ao longo do desenvolvimento dos trabalhos. Os instrumentos operacionais de gestão dessa pesquisa cooperativa abrangerão: “Workshop” para discussão dos resultados obtidos e estabelecimento das diretrizes executivas das atividades, emissão de relatórios operacionais, integração via correio eletrônico para transmissão de informações e dados e reuniões periódicas com os representantes das instituições envolvidas.

A pesquisa realizada por Professores, Pesquisadores e alunos do mestrado em Regulação da Indústria da Energia, envolve:

- Elaboração de planilha para cálculo de viabilidade econômica para campos maduros de petróleo. Esta planilha está sendo elaborada por Normando Paes e Hélio Guimarães, sob a supervisão do Prof. James Correia;
- Embasamento teórico direcionado pela formação do Mestrado em Regulação da Indústria da Energia;

- Consulta a bibliografia específica;
- Definição dos temas das dissertações, apresentadas como requisito da formação do mestrado, relacionados aos objetivos específicos deste projeto.

As pesquisas foram desenvolvidas de acordo com seqüência lógica exposta a seguir, para atender aos objetivos do projeto:

1 – A avaliação do atual arcabouço regulatório em fase de conclusão, tendo como resultados:

- Identificação de deficiências e gargalos regulatórios com propostas de mudanças na regulação
- Proposta de conceito de Campos Maduros e Campos Marginais para fins regulatórios. A conceituação determinística de Campos Maduros e Campos Marginais, é fundamental para a regulação de forma a não se cometer equívocos, tais como incentivos a campos que não possuam necessidade de subsídios e falta de incentivos para aqueles que, de fato, necessitem. Também é uma garantia regulatória para empresas entrantes na atividade.
- Identificação parcial dos impactos da indústria do petróleo – Participações Governamentais e Tributos – no desenvolvimento humano dos Municípios da Bacia do Recôncavo, estabelecendo a relação existente entre o desenvolvimento dos Municípios e as arrecadações provenientes da indústria do petróleo. Identificar essa relação é importante para fundamentar políticas de incentivo ao incremento na produção nos Campos Maduros, além de fundamentar a necessidade de uma regulamentação específica para esses campos.

Apesar do atraso no repasse dos recursos Finep e Petrobras (contrapartida), foi possível avançar na execução do projeto, em relação ao cronograma proposto, em função da estratégia adotada pela coordenação e professores envolvidos, de propor os temas das dissertações do Mestrado em Regulação da Indústria da Energia relacionados ao objetivos específicos desse projeto.

Nos capítulos a seguir, serão apresentadas as pesquisas realizadas até então, longo do desenvolvimento desse projeto.

## CAPÍTULO 2

### FUNDAMENTAÇÃO SOCIAL NO ORDENAMENTO JURÍDICO QUE JUSTIFICA UMA REGULAMENTAÇÃO ESPECÍFICA PARA CAMPOS MADUROS DE PETRÓLEO

Andréa Campos Reis<sup>1</sup>  
Paulo Sérgio de Mello Vieira Rocha<sup>2</sup>  
Luis Eraldo Araújo<sup>3</sup>  
James Silva Santos Correia<sup>4</sup>

#### 1. INTRODUÇÃO

Este trabalho apresenta as fundamentações sociais no ordenamento jurídico que justificam uma regulamentação específica para campos maduros de petróleo no Brasil, em particular aqueles localizados na bacia do Recôncavo Baiano. Esta fundamentação se baseia nos aspectos jurídicos das leis brasileiras e na correlação entre as arrecadações governamentais no atual arcabouço regulatório e na evolução dos níveis sócio-econômicos dos Municípios arrecadadores.

O trabalho inclui uma revisão bibliográfica da evolução das compensações financeiras específicas da indústria do petróleo no Brasil República, com uma descrição daquelas instituídas pela Lei 9.478/1997 – Participações Governamentais –, verificando a forma de distribuição entre os agentes governamentais e a sua incidência na indústria do petróleo; revisão bibliográfica da conceituação de tributos e comparação com as Participações Governamentais, com o intuito de distingui-los para melhor entender a sua aplicação e identificação dos tributos incidentes na produção de petróleo; identificação dos municípios arrecadadores de royalties da Bacia do Recôncavo, cujos valores sejam importantes na arrecadação total do município. Posteriormente serão analisados os impactos da indústria do petróleo, inclusive a arrecadação em royalties, nos índices de desenvolvimento humano. A escolha dos municípios se restringiu às Regiões Econômicas Metropolitana de Salvador e Litoral Norte.

A análise dos impactos da indústria do petróleo e arrecadação em royalties nos índices de desenvolvimento humano dos municípios escolhidos e a identificação

---

<sup>1</sup> Universidade Salvador – Unifacs – Mestranda do Mestrado em Regulação da Indústria da Energia e Bolsista do PRH23/ANP.

<sup>2</sup> Universidade Salvador – Unifacs – Prof. Dr. do Mestrado em Regulação da Indústria da Energia e Pesquisador do Centro de Estudo e Pesquisa em Petróleo e Gás Natural – CEPGN.

<sup>3</sup> Universidade Salvador – Unifacs – Prof. Dr. do Mestrado em Regulação da Indústria da Energia e Pesquisador do Centro de Estudo e Pesquisa em Petróleo e Gás Natural – CEPGN.

<sup>4</sup> Universidade Salvador – Unifacs – Prof. Dr. Coordenador da Rede Cooperativa em Engenharia de Campos Maduros – RECAM; Coordenador do Projeto 02 da RECAM – Estudos Regulatórios para Revitalização de Campos Maduros de Petróleo; do Mestrado em Regulação da Indústria da Energia; Pesquisador do Centro de Estudo e Pesquisa em Petróleo e Gás Natural – CEPGN.

dos fundamentos jurídicos que justificam uma regulamentação específica para os Campos Maduros de Petróleo serão detalhados na pesquisa, constando parcialmente nesse relatório.

## **2. CONSIDERAÇÕES HISTÓRICO-LEGAIS RELACIONADAS ÀS COMPENSAÇÕES FINANCEIRAS NA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO NO BRASIL (PARTICIPAÇÕES GOVERNAMENTAIS) - EVOLUÇÃO**

Antes de abordar o tema sobre as Participações Governamentais no atual arcabouço regulatório e em virtude da presença das compensações financeiras específicas das atividades de petróleo na história brasileira, mister se faz uma breve revisão histórica e algumas considerações conceituais sobre o tema.

É encontrado na literatura que as Participações Governamentais foram introduzidas na legislação brasileira pela Lei 9.478, de 6 de agosto de 1997, com exceção dos *royalties* que foram trazidos pela Lei 2.004, de 3 de outubro de 1953<sup>5</sup>.

Em que pese a grande importância das publicações onde são encontradas essas informações e considerando Participações Governamentais como compensações financeiras pelo exercício das atividades de exploração e lavra de petróleo e gás natural, a existência das mesmas na história brasileira remonta a um tempo anterior aos citados anos de 1997 e 1953, porém, existiam sem uma definição ou denominação técnica específica, aparecendo nos textos legais sob a denominação de taxas, selos, indenizações, quotas ou compensação financeira, com exceção apenas da Participação Especial, essa sim, introduzida pela Lei 9.478/1997. No entanto, foi com a Lei 9.478/1997, que as compensações financeiras adquiriram a denominação específica de “Participações Governamentais”, como será mostrado a seguir:

Tal qual o Bônus de Assinatura exigido pela Lei 9.478/1997, existiu a cobrança de taxa ou selo a ser pago para a assinatura da autorização ou concessão desde o Decreto-lei 4.265, de 15 de janeiro de 1921, chamado Código de Minas, e mantido pelo Decreto-lei 3.236, de 07 de maio 1941, documento legal específico para as atividades do petróleo.

Desde 1921, o Decreto-lei 4.265 já determinava o pagamento de um imposto sobre a produção resultante da lavra de qualquer jazida mineral (incluindo o petróleo), tal qual o *royalty* e, em 1941, o Decreto-lei 3.236 prevê pagamento ao governo de uma quota de 10% calculada sobre a produção.

A citada Lei 2.004/1953 menciona, no seu art. 27, a obrigação da Petrobras a pagar indenização correspondente a 5% sobre o valor do óleo extraído ou do xisto ou do gás. Desta forma, se for considerado *royalties* como indenizações ou compensações financeiras calculadas sobre a produção, o seu surgimento é anterior à Lei 2.004/1953, já aparecendo no Decreto-lei 4.265 nos idos de 1921 - compensação financeira sobre o produto da mina ou jazida -, aparecendo no Decreto-Lei 3236, de 7 de maio 1941 como pagamento calculado sobre a produção

---

<sup>5</sup> BARBOSA e BASTOS, 2001, p. 58 e 60; Guia dos Royalties do Petróleo e do Gás Natural /ANP, 2001.

de petróleo, porém, se for considerado o termo “*royalties*”, este foi introduzido, com essa denominação, pela Lei 9.478/1997.

O Decreto-lei 1.958, de 29 de janeiro de 1940, conhecido também como Código de Minas, já previa pagamento pela área a ser pesquisada, classificando na Classe X, as jazidas de petróleo e gás natural, tal qual o Pagamento pela Ocupação e Retenção da Área prevista na atual legislação.

O conhecimento da história sobre a existência das compensações financeiras cobradas pelo exercício das atividades do petróleo é importante para ilustrar a intenção sempre presente de se assegurar à sociedade uma compensação pelo uso desse recurso escasso e finito, considerado de fundamental importância para o desenvolvimento econômico do país. Porém, apesar da existência das compensações financeiras remontar às primeiras leis que tratam das atividades petrolíferas, a grande diferença entre as estabelecidas então e as atuais reside na forma como eram distribuídas entre os entes federativos.

A Tabela 1 a seguir, apresenta um resumo da evolução histórica das compensações financeiras advindas das atividades da indústria de petróleo

Tabela 1: Evolução das compensações financeiras e propriedade das jazidas de petróleo.

Norma	Propriedade da jazida	Quem explora	Pagt° conces/autoriz	Pagt° por ocupação da área E&P	Pagt° sobre produção	Órgão Reg.	OBS:
Const. 1891	Prop.solo/subsolo	Particular					
DeL. 4265/21	Prop.solo/subsolo distintas	Pes física ou jurídica	Em terras da União, taxa fixa anual e pagt° de selo para autorização para pesquisa e concessão para	Taxa anual fixa em terras da União	Imposto sobre prod. anual		Código de Minas
Const. 1934	Prop.solo/subsolo distintas	Pes. física brasileira ou pes jurídica organizada no Brasil	Mantem	Mantem	Mantem		
Dec. 24642/34	Prop.solo/subsolo distintas	Pes. física brasileira ou pes jurídica organizada no Brasil	Selo para expedição do doc	Mantem	Quota sobre prod ou valor	Conselho Superior de Minas	Código de Minas
Const. 1937	Prop.solo/subsolo distintas	Brasileiros ou empresas com acionistas brasileiros	Mantem	Mantem	Mantem		
DeL. 395/38	União	Brasileiros ou empresas com acionistas brasileiros	Mantem	Mantem	Mantém	Conselho Nacional de Petróleo	Ativ do setor = utilidade pública; ind de refino nacional com capital privado
DeL. 1985/40	União	Brasileiros ou empresas com acionistas brasileiros	Taxa para pesquisa e 2x taxa para exploração	Pagt° pela área e classificação do produto	Mantém		Codigo de Minas
DeL. 3236/41	União	Pes jurídica organizada no Brasil e com sócios ou acionistas brasileiros	mantem	Mantem	Quota de 10 sobre produção ou valor da produção	Conselho Nacional de Petróleo	
Const. 1946	União	Brasileiros ou empresas organizadas no Brasil	Mantem	Mantem	Mantem		Preferência de exploração ao prop do solo
Lei 2004/53	União	União	Não existe	Não existe	Inden. 5% sobre produção		Indeniz ao Estados e Terrt.
Const 1967	União	Mantem para a ind do petróleo o disposto em lei	Mantem	Mantem	Mantem		Asseg prop da terra participação nos resultados da
Const. 1988/ EC n° 9	União	Pes. Jurídica estatal ou privada, constituída pelas leis brasileiras, com sede e adm no país	Mantem	Mantem	Mantem		Asseg aos Estados, Municípios e D.F. participação nos resultados da exploração
Lei 9478/97	União	Pes. Jurídica estatal ou privada	Bônus de Assinatura	Pagt° por ocupação e retenção da área	Royalty e Participação Especial	Agência Nacional do	

## 2.1. COMPENSAÇÕES FINANCEIRAS A PARTIR DA LEI 2.004/1953 E O LEGADO PARA O ATUAL ARCABOUÇO REGULATÓRIO

Toma-se como marco para análise deste trabalho o ano de 1953, quando as atividades de pesquisa, lavra, transporte, refino, importação e exportação de petróleo e outros hidrocarbonetos foram instituídos como monopólio legal exercidos pela União, apenas de forma direta, pela Lei 2.004, promulgada em 3 de outubro. Esta lei, além do monopólio no exercício das atividades do setor de petróleo, dispôs também sobre a Política Nacional do Petróleo, definiu as atribuições do Conselho Nacional do Petróleo e criou a Petrobras S/A, empresa especialmente criada para exercer as atividades do monopólio.

O art. 27 da Lei 2.004 determinou o pagamento de compensações financeiras de 5% sobre o valor do hidrocarboneto extraído, as quais deveriam ser pagas aos Estados e Territórios onde ocorresse a lavra. O §3º deste mesmo artigo determinou ainda que os Estados e Territórios deveriam distribuir 20% desses recursos aos seus Municípios produtores, de acordo com a produção de cada um. Portanto, é a partir desta Lei que é assegurada a participação dos Estados, Territórios e Municípios na arrecadação das indenizações provenientes da produção de hidrocarbonetos, de acordo com a produção de cada um, pois os mesmos não eram diretamente beneficiados de acordo com a legislação anterior. É importante ressaltar que, nessa época, o pagamento das compensações financeiras não contemplava a União, pois era somente ela quem explorava as atividades do setor de petróleo, pertencendo, pois, a ela, a renda auferida.

Ainda no art. 27 desta lei 2.004/1953, ficou determinado que a aplicação dos recursos provenientes do pagamento das compensações financeiras deveriam ser feitos “...preferentemente, em energia e pavimentação de rodovias”<sup>6</sup>.

Posteriormente, este art. 27 foi modificado pela Lei 3.257, de 2 de setembro de 1957. Com a alteração do seu *caput*, redistribuiu os recursos, destinando 4% aos Estados e Territórios, e 1% aos Municípios onde ocorrer a lavra. Suprime, também, o parágrafo que destinava parte dos recursos dos Estados e Territórios para os Municípios e mantém o disposto sobre a aplicação dos recursos<sup>7</sup>.

A Lei 7.453, de 27 de dezembro de 1985, modificou novamente este mesmo citado art. 27<sup>8</sup>, acrescentando, na aplicação dos recursos, “abastecimento e tratamento de água, irrigação, proteção ao meio ambiente e saneamento básico”. A modificação do citado artigo<sup>9</sup> determinou também que seriam devidas as indenizações quando a lavra for em plataforma continental, aos Estados, Territórios e Municípios confrontantes e ao Ministério da Marinha, bem como àqueles em cujos lagos, rios, ilhas fluviais e lacustres se fizer a exploração. Informam, ainda, os percentuais de distribuição.

---

<sup>6</sup> Lei 2004, de 3 de outubro de 1953, art. 27, § 4º.

<sup>7</sup> Esta lei 3.257, de 2 de setembro de 1957 altera a numeração dos parágrafos passando a disposição sobre aplicação dos recurso das compensações financeiras para o § 3º.

<sup>8</sup> A alteração é no §3º do art. 27, da Lei 2004/53.

<sup>9</sup> Esta modificação do art. 27 da Lei 2.004/53, foram feitas introduzindo novamente o § 4º e acrescentando os §§ 5º e 6º.

Em 22 de julho de 1986, a Lei 7.525 estabelece normas complementares para execução do disposto no art. 27 da citada Lei 2.004/1953 e insere o conceito de: municípios confrontantes; área geoeconômica; zona de produção principal; zona de produção secundária; e zona limítrofe à zona de produção principal, os quais fazem parte da legislação brasileira até a atualidade. Determina ainda caber ao Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE traçar as linhas de projeção dos limites territoriais dos Estados, Territórios e Municípios, definir a abrangência das áreas geoeconômicas e definir os Municípios incluídos nas zonas de produção principal, secundária e limítrofes. Com essas definições de zonas os Municípios que possuem instalações industriais ou relacionadas às atividades de apoio à exploração, produção ou escoamento de petróleo ou gás natural oriundos de plataforma continental, passam a ter direito sobre as compensações financeiras.

Com a Lei 7.525, este mesmo art. 27 da Lei 2.004/1953 sofre nova alteração<sup>10</sup> determinando, desta vez, que a aplicação dos mencionados recursos deveria ser realizada exclusivamente nos investimentos citados, ressaltando apenas os recursos destinados ao Ministério da Marinha.

Neste íterim, ocorre a promulgação da Constituição Federal de 1988, que, no art. 177, mantém o monopólio sobre as atividades de petróleo e outros hidrocarbonetos, inclusive o refino, exportação, importação e transporte. Também é assegurada, por esta Constituição, a participação nos resultados da exploração de petróleo ou gás natural à União, através dos seus órgãos da administração direta, aos Estados, ao Distrito Federal e aos Municípios<sup>11</sup>.

Em 28 de dezembro de 1989, o art. 7º da Lei 7.990 insere nova modificação no art. 27 da Lei 2.004/1953, desta vez trazendo uma nova redistribuição dos percentuais da compensação financeira; substitui, na distribuição, os Territórios pelo Distrito Federal<sup>12</sup>; e mantém a forma de aplicação das compensações financeiras<sup>13</sup>.

Esta Lei 7.990/1989, no seu art. 8º trata do pagamento dessas compensações financeiras determinando que as mesmas devem ser efetuadas mensalmente e diretamente aos Estados, Distrito Federal, Municípios e aos Órgãos da Administração Direta da União. E no seu art. 9º insere mais um repasse aos Municípios, agora de 25% daquele recebido pelos Estados, utilizando os mesmos critérios previstos na Constituição Federal<sup>14</sup>: três quartos, no mínimo – proporcionais à produção; até um quarto – de acordo com o que dispuser lei estadual.

O art. 8º desta Lei 7.990/1989, que trata do pagamento dessas compensações financeiras veio a sofrer modificações com a Lei 8.001, de 13 de março de 1990, a qual veda a aplicação destes recursos “em pagamento de dívida e no quadro permanente do pessoal”.

Em 1995 a Emenda Constitucional nº 9, de 9 de novembro, confere nova redação ao art. 177 da Constituição, possibilitando que, sem prejuízo do monopólio sobre a propriedade dos recursos, a União poderá contratar com empresas estatais ou privadas para a realização das atividades de pesquisa, lavra, refino, de hidrocarbonetos, bem como a importação e exportação dos produtos e derivados resultantes dessas citadas atividades e, ainda o transporte marítimo de petróleo

---

<sup>10</sup> Lei 2.004, de 3 de outubro de 1953, art. 27, § 3º.

<sup>11</sup> Constituição Federal de 1988, art. 20, § 1º

<sup>12</sup> Lei 2.004/53, art. 27, §§ 4º e 6º

<sup>13</sup> idem §3º

<sup>14</sup> Constituição Federal de 1988, art. 158, inciso IV e respectivo parágrafo único.



bruto nacional ou de derivados básicos produzidos no País e transporte, por meio de conduto, de petróleo e seus derivados ou gás natural.

A Lei 10.195 de 14 de fevereiro de 2001 inclui parágrafos no art. 8º dessa Lei 7.990/1989, ressaltando que a vedação inserida pela Lei 8.001/1990 não se aplica “no pagamento de dívidas para com a União e suas entidades” e que os ditos recursos “poderão ser utilizados também para capitalização de fundos de previdência”.

No entanto, a Lei 9.478, de agosto de 1997, conhecida como a “Nova Lei do Petróleo”, modifica a ordem até então estabelecida no que diz respeito às compensações financeiras, pois revoga totalmente a Lei 2.004/1953.

Lembrando que a determinação sobre a forma de aplicação das compensações financeiras estava disposta no art. 27 desta Lei 2.004/1953, ainda que o mesmo tenha sofrido alterações por leis posteriores, com a revogação total da Lei 2.004, esta determinação sobre a aplicação deixa também de existir. Permanece apenas o que estava disposto sobre o assunto em leis posteriores em artigos diversos daqueles que modificavam o citado art. 27, como: a vedação da aplicação dos recursos oriundos dessas compensações financeiras “em pagamento de dívida e no quadro permanente de pessoal” exceto se a dívida for para com a União e suas entidades<sup>15</sup>; determinação para que os Estados repassem 25% do que receberem deste recurso, para os Municípios<sup>16</sup>; possibilidade de aplicação dos recursos para capitalização de fundos de previdência<sup>17</sup>.

## **2.2. PARTICIPAÇÕES GOVERNAMENTAIS NA LEI 9478, DE 6 DE AGOSTO DE 1997**

A Lei 9.478, de agosto de 1997, vem para regulamentar as atividades relacionadas ao petróleo e outros hidrocarbonetos, de acordo com a Constituição Federal. Dispõe sobre a política energética nacional e atividades relacionadas a pesquisa e lavra do petróleo, institui a Agência Nacional do Petróleo – órgão regulador – e estabelece, dentre outras providências, determinações sobre as participações governamentais na indústria do petróleo, do art. 45 ao 51.

Calcada na Constituição, art. 20, §1º que assegura à União, Estados, Distrito Federal e Municípios participação no resultado da exploração de petróleo e gás natural, a Lei 9.478/1997 amplia o leque das compensações financeiras, instituindo as chamadas Participações Governamentais e Participação de Terceiros – na Seção VI, intitulada “Das Participações” do art. 45 ao art. 52 – além de determinar novos percentuais de incidência das compensações e novos percentuais de distribuição entre os entes da União.

---

<sup>15</sup> Lei 7.990/89, art. 8º, modificado pelas Leis 8.001/90 e 10.195/01.

<sup>16</sup> Lei 7.990/89, art. 9º, utilizando os mesmos critérios previstos na Constituição Federal, art. 158, IV e respectivo parágrafo único.

<sup>17</sup> Lei 10.195/01.

Participações Governamentais formam o conjunto de diferentes tipos de pagamentos, a título de compensações financeiras, que incide sobre a atividade de exploração e produção de petróleo, e que revertem para a sociedade. Segundo Menezello (2000) “são encargos que o concessionário deve pagar em virtude da exploração e produção de petróleo”.

Essas participações se dividem em:

- a) Bônus de assinatura – pagamento feito no início do contrato com a empresa responsável pela exploração do petróleo. É parte do risco exploratório, uma vez que o seu pagamento é feito independentemente do resultado da exploração.
- b) *Royalties* – compensação financeira devida pelas concessionárias à sociedade como uma participação nos rendimentos advindos da exploração do petróleo e/ou gás natural. São divididos entre a União, Estados produtores e Municípios produtores e adjacentes.
- c) Participação especial – pagamento incidente sobre o lucro das empresas, a partir de uma produção determinada.
- d) Pagamento pela ocupação ou retenção da área – pagamento calculado por base no km<sup>2</sup> e variando de acordo com a fase ou período em que se encontra a concessão.

Além das Participações Governamentais, o art. 52 da já citada Lei 9.478, determina pagamento ao proprietário da terra, que corresponde ao pagamento de participação equivalente, em moeda corrente, a um percentual variável entre cinco décimos por cento e um por cento da produção de petróleo ou gás, ao proprietário da terra onde está sendo desenvolvida a produção. No contrato de concessão deverá constar cláusula que determine este pagamento. A determinação do percentual dentro da faixa estabelecida fica a critério da ANP.

As Participações Governamentais são regulamentadas pelo Decreto-Federal 2.705, de 3 de agosto de 1998 que estabelece os critérios de distribuição – a quem se destina o pagamento e a forma de cálculo de cada Participação Governamental, por exemplo – critérios esses que visam assegurar a maximização dos resultados na exploração e produção. O pagamento dos *Royalties* e Participação Especial são fixados de acordo com a produção, possibilitando ao Governo um melhor acompanhamento do desenvolvimento dessa atividade, e estabelecer o equilíbrio entre o risco da operação e o cenário econômico vigente (MENEZELLO, 2000, p. 138), atendendo, assim, aos princípios e objetivos da Política Energética Nacional, previstos no art. 1º da Lei 9.478/1997.

Os beneficiários diretos do pagamento das participações governamentais são a União, os Estados produtores, os Municípios produtores e adjacentes. Desta forma, as participações governamentais constituem um reforço orçamentário para 11 estados e mais de 800 municípios brasileiros (Ciência Hoje – Tecnologia, 2000).

As Participações Governamentais devem vir previstas no edital de licitação e o pagamento ao proprietário da terra deverá constar no contrato de licitação. Tanto os *Royalties* quanto o Pagamento pela ocupação ou retenção da área são obrigatórios para todo e qualquer campo. A Participação Especial é devida a partir de determinado limite de produção e o Bônus de Assinatura é um pagamento inicial feito no início do contrato e independe da existência de produção.

O Pagamento por ocupação e retenção da área (Dec. 2.705/1998) e parcela do Bônus de Assinatura (Lei 9.478/1997) constituem receita da ANP. Os Royalties e Participação Especial serão distribuídos entre órgãos da administração direta da União, Estados produtores ou confrontantes e Municípios produtores e, no caso dos Royalties, a distribuição abrange ainda Municípios onde se localizarem instalações marítimas ou terrestres de embarque ou desembarque de óleo bruto e/ou gás natural ou que sejam afetados pelas operações de embarque e desembarque (Lei 9.478/1997).

Conforme o Dec. 2.705/1998, a Participação Especial constitui uma compensação financeira extraordinária que é cobrada nos casos de grandes volumes de produção ou de grande rentabilidade. A medida do volume da produção a partir da qual incide esta participação é definida nesse citado decreto<sup>18</sup>.

Por incidir apenas nos casos de grandes volumes ou grandes rentabilidades e seguindo os critérios definidos no decreto, a Participação Especial não recai sobre os campos maduros da bacia do Recôncavo, objeto de estudo deste trabalho, dessa forma, não será detalhada.

Os Royalties serão pagos mensalmente, em moeda nacional a partir do início da produção em cada campo, em um montante correspondente a dez por cento da produção, podendo, porém, ser reduzido pela ANP, até um limite de cinco por cento, em razão de riscos geológicos, expectativas de produção ou outros fatores pertinentes julgados pela própria agência reguladora.

A parcela do valor dos royalties que representar cinco por cento da produção será distribuído de acordo com a Lei 7.990, de 28 de dezembro de 1989.

A parcela que exceder a cinco por cento, tem a distribuição prevista no art. 49, I, da Lei 9.478/1997.

O Royalty será abordado em sub-capítulo próprio, por ter um impacto relevante nos Estados e Municípios em virtude da sua forma de distribuição. Não será alvo de um estudo mais detalhado a Participação Especial considerando que na Bacia do Recôncavo não há incidência desta Participação Governamental devido ao volume da sua produção.

Também não serão abordadas as Participações Pagamento ao Proprietário da Terra, previsto no já citado art. 52 da Lei 9.478/1997, por não ser uma Participação Governamental e, ao ser paga, passa a se constituir como renda privada do proprietário da terra, porém uma breve consideração merece ser feita, pois, como é uma renda proveniente das atividades do petróleo calculada em 1% sobre a produção<sup>19</sup> e que reverte diretamente para o proprietário da terra, poderá refletir significativamente em alguns índices municipais de desenvolvimento, como renda per capita e índice Gini.

---

<sup>18</sup> Dec. 2.705/1998, do art. 21 ao art. 27.

<sup>19</sup> A lei permite uma variação entre 0,5% e 1%, mas na prática, o percentual estipulado em contrato sempre tem sido de 1%.

### 2.2.1. ROYALTIES

Faz-se aqui necessária uma abordagem mais detalhada sobre os royalties, em virtude de ser a Participação Governamental que tem impacto tanto na economicidade do campo como no orçamento dos Municípios arrecadadores do Recôncavo Baiano, pela forma como se dá a sua distribuição.

Dos textos legais pode-se auferir que compensações financeiras cobradas pelo exercício das atividades do petróleo têm por natureza compensar a sociedade pelo uso do recurso, escasso e finito, que lhe pertence, compensando a sociedade, também, pelos impactos negativos causados pelas atividades de exploração e produção.

Conforme o dicionário Dictionary of Finance and Investment Terms, *royalties* são “payment to the holder for the use property such as a patent, copyrighted material, or natural resources”<sup>20</sup>.

Segundo Santos e Loss (2003) a renda proveniente das participações governamentais previstas na Lei nº 9.478/1997 também é conhecida como renda de Hotelling<sup>21</sup> cujo conceito “não se aplica apenas ao petróleo e gás, mas a todos os recursos naturais exauríveis”.

Postalli (2002 apud LEAL e SERRA, 2003) também explica a natureza das compensações financeiras provenientes da exploração de recursos naturais citando Hotelling:

A renda de Hotelling seria uma compensação ao proprietário pela redução do valor de sua jazida, em decorrência da extração, que torna o recurso indisponível no futuro. (...) A idéia de que a extração presente impossibilita que gerações futuras usufruam dos benefícios do recurso traz à tona questões de justiça intergeracional e equidade, no sentido de se perguntar o que deve ser feito com a renda de Hotelling obtida pelo proprietário do recurso, para não prejudicar os futuros consumidores.

Também é possível encontrar a natureza dos royalties em Schiozer (2002)

Para o hotelliano, os *royalties* devem ser uma compensação financeira para as gerações futuras, equivalentes ao valor dos recursos extraídos do subsolo. De alguma forma, pode-se dizer que este conceito está preservado, uma vez que (...) a cobrança do *royalties* se dá sobre o total produzido e não somente sobre o que é comercializado, assegurando que, efetivamente se compense a totalidade dos recursos extraídos do subsolo.

---

<sup>20</sup> Pagamento ao proprietário referente ao direito da propriedade de uso sobre patente, copyright e recursos naturais (tradução livre)

<sup>21</sup> HOTELLING, H. The economics of exhaustible resources. *Journal of Political Economy*, 1931.

No Brasil, conforme o Decreto nº 2.705, de 3 de agosto de 1998, no seu art. 11 “Os royalties (...), constituem compensação financeira devida pelos concessionários de exploração e produção de petróleo ou gás natural (...), vedadas quaisquer deduções” e ainda no art. 12 deste mesmo Decreto, “O valor dos royalties (...), será determinado multiplicando-se o equivalente a dez por cento do volume total da produção de petróleo e gás natural do campo (...)”. Martins (1997 apud MENEZELLO, 2000, p. 141) também discute a natureza das participações governamentais na legislação brasileira:

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.

Pode-se perceber, depois do estudo sobre a evolução das compensações financeiras no Brasil, que a preocupação do Estado em assegurar à sociedade uma compensação financeira em função do exercício das atividades de petróleo, antecede mesmo à própria efetivação da produção de petróleo e outros hidrocarbonetos, vez que já aparece no Decreto-Lei 395/1938 previsão para cobrança de quota calculada sobre a produção a ser paga à União.

Até 1953, antes do advento da Lei 2.004 de 3 de outubro, as atividades do setor de petróleo podiam ser desenvolvidas também por pessoas jurídicas de direito privado e, até então, o pagamento das compensações financeiras era feito para a União, criando uma situação bastante peculiar quando analisado o quão pouco revertia para os Estados, Territórios e Municípios, os quais sofriam diretamente os impactos resultantes das atividades dessa indústria.

Entretanto, a Lei 2.004/1953 restringiu o exercício das atividades do setor de petróleo para a União, extinguindo as compensações financeiras existentes, exceto aquela calculada sobre a produção. Como diferencial esta lei contemplou os Estados, Territórios e Municípios como destinatários da arrecadação dessa compensação financeira além de destinar mais recursos para os Estados e Municípios onde ocorrerem jazidas de hidrocarbonetos, por meio de títulos acionários da Petrobras<sup>22</sup>, sociedade anônima especialmente constituída para o exercício das atividades do monopólio.

Esta medida veio no sentido de estimular o desenvolvimento social dos Estados, Territórios e Municípios produtores ou daqueles que, de alguma forma, sofriam impactos negativos dessa indústria, determinando inclusive, a forma de aplicação da arrecadação.

Assim, a Lei 2.004/53 trouxe em seu bojo a intenção de melhor equalizar as distorções relacionadas ao destino das compensações financeiras até então vigentes, que iam na sua totalidade para a União e a partir desta citada lei, foram destinadas aos Estados e Municípios produtores. Entretanto, parte da renda proveniente das atividades de petróleo (distribuição de dividendos) cabia à União,

---

<sup>22</sup> Lei 2.004, de 3 de outubro de 1953, art. 10, § 3º.

como principal acionista da Petrobras, assim, de certa forma, toda a nação se beneficiava das rendas daí provenientes.

Entretanto, atualmente, com o advento da Emenda Constitucional nº 9<sup>23</sup>, abriu-se a possibilidade para o exercício das atividades relativas ao petróleo por pessoas jurídicas de direito privado, mudando, de novo, o contexto do desenvolvimento das atividades desse setor.

O contexto mudou, porém a lógica da distribuição das compensações financeiras foi mantida como na época da Lei 2.004/1953, beneficiando principalmente os Estados e Municípios produtores ou que sofram, de alguma forma, impactos diretos provenientes da atividade do petróleo. Ainda que a Lei 9.478/1997 tenha trazido alterações na base de cálculo e na distribuição dos percentuais e tenha introduzido a União como destinatária dessas parcelas, o que cabe à União é relativamente pequeno, considerando o que recebem os Estados produtores e Municípios produtores ou afetados pelas atividades de petróleo, como será descrito e analisado no sub-capítulo a seguir.

### 2.2.1.1. A DISTRIBUIÇÃO DOS ROYALTIES NA LEGISLAÇÃO ATUAL

A Lei 9.478/1997 trouxe algumas mudanças na distribuição das compensações financeiras: além de denominar essas compensações como Participações Governamentais e dividi-las em quatro tipos (Bônus de Assinatura, *Royalties*, Pagamento por Ocupação e Retenção da Área e Participação Especial) determinando a quem se destinam as receitas delas proveniente, especificamente em relação aos *royalties*, determinou duas formas de distribuição desta renda.

A citada lei determina que o percentual de incidência dos royalties é de 10%, podendo, porém, ser diminuído até o limite de 5%, segundo os diferentes graus de risco, de acordo com as condições de exploração e produção de cada campo, a critério da ANP – o que resultou em substancial aumento da renda auferida, considerando que, antes dessa lei, o que incidia era apenas um pagamento de 5% calculado sobre a produção. A legislação atual distribui diferentemente a renda proveniente dos primeiros 5% – determinada pela Lei 7.990/1985, daquela proveniente do que exceder os 5% – determinada pela Lei 9.478/1997.

Segue, abaixo, a **Tab. 2** que representa um quadro resumo do percentual da distribuição dos royalties oriundos da produção em terra.

Tabela 2 – Distribuição dos Royalties – campos terrestres

<i>Royalties</i>	Órgãos diretos da		Estados*	Município		
	MCT	Marinha	Produtores	Produtores	com instalç embarque/ desembarque	afetados embarque/de sembarque
até 5% - Lei 7990/89			70%	20%	10%	
excedente a 5% - Lei 9478/97, art. 26	25%**		52,50% nº 9, de 9 de novembro de 1995.	15%		7,50%

\*25% dos royalties dos Estados com repasse aos Municípios de, no mínimo 3/4 proporcional à produção e até 1/4 de acordo com Lei Estadual<sup>24</sup>.

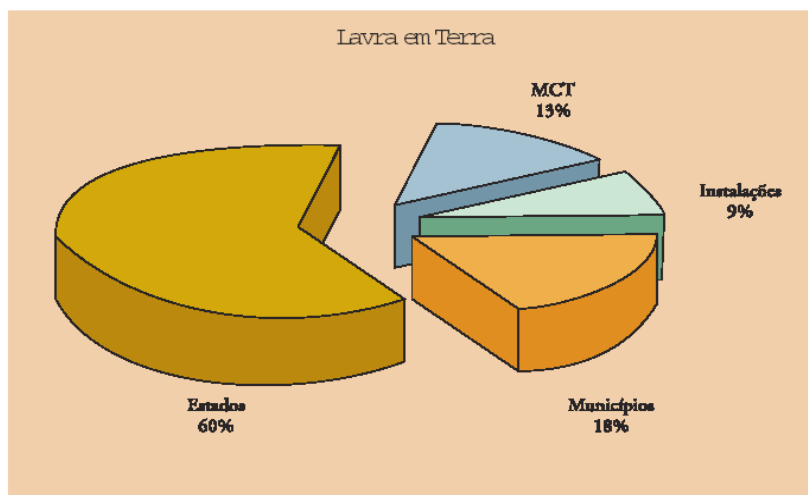
\*\*40% do valor recebido a ser investido em programas de fomento e capacitação e desenvolvimento científico e tecnológico nas regiões N e NE.

Fonte: elaboração própria a partir das Leis 7.990/1989 e 9.478/1997

A Lei 7.990/1989 prevê ainda que, além da sua própria quota na distribuição dos royalties, os municípios, de acordo com os critérios do art. 158 da Constituição, recebem também vinte e cinco por cento de repasse sobre o que o Estado arrecada.

Conforme a **Tab. 2** pode ser claramente observado que os Estados produtores e os Municípios produtores ou com instalações de embarque ou desembarque ou, ainda, por elas afetados são os grandes destinatários dos *royalties* da produção *onshore*. O que pode ser melhor ainda ilustrado pela Figura 1.

Figura 1 – Exemplo de distribuição dos royalties em produção *onshore* considerando uma alíquota de 10%.



Fonte: Guia dos Royalties de Petróleo e Gás Natural. Agência Nacional do Petróleo – ANP, 2001.

Ainda de acordo com a Lei 9.478/1997, quando a lavra ocorrer em plataforma continental, a parcela que exceder a cinco por cento será distribuído conforme a **Tab. 3**:

---

<sup>24</sup> Conforme Lei 7.990/1989, art. 9º, observando a Constituição Federal, art. 158, IV e parágrafo único

**Tabela 3 - Distribuição dos Royalties de produção em plataforma**

Royalties	Órgãos Diretos da União		Fundo Especial*	Estados prod. Confrontantes	Municípios	
	M. Marinha	MCT**			prod. Confrontante	afet. Op. emb/desemb.
até 5% - Lei 7.990/89	1%		0,50%	1,5%***	1,5%****	0,50%
excedente à 5% - Lei 9.478/97	15%	25%	7,50%	22,50%	22,50%	7,50%

\* Fundo Especial: distribuído entre todos os Estados, Territórios e Municípios

\*\* Ministério de Ciência e Tecnologia: para financiar programas de amparo à pesquisa e ao desenvolvimento tecnológicos aplicados à ind. do petróleo.

\*\*\* Incluindo o Distrito Federal

\*\*\*\* e respectiva áreas geo-econômicas

A Lei 9.478/1997<sup>25</sup> estabelece ainda que os recursos destinados ao Ministério da Ciência e Tecnologia serão aplicados, no mínimo, quarenta por cento em programas de fomento a capacitação e ao desenvolvimento científico e tecnológico nas regiões Norte e Nordeste, mediante apoio técnico da ANP e convênios com universidades e centros de pesquisa.

A Lei 7990/1989 determina que o recurso do Ministério da Marinha se destina fiscalização e proteção da referidas áreas.

A **Tab. 4** é um quadro resumo do destino do pagamento das Participações Governamentais entre os entes da União.

**Tabela 4 – Participações Governamentais – a quem se destinam.**

Participações	União						Estado prod ou confrt	Municípios		
	ANP	MCT	MM	MMA	MME	Fundo Especial		Produtor ou confrt	com equip e insta de emb/desemb	afetados por inst emb/desemb
Bônus de Assinatura	X									
Pagamento por ocup e	X									
Royalties		X	X			X	X	X	X	X
Participação Especial				X	X		X	X		

Fonte: elaboração própria a partir das Leis 7.990/89 e 9.478/97

Essa tabela ilustra a forma como são distribuídas as Participações Governamentais. Direcionados para a União ou seus órgãos diretos são os Bônus de Assinatura e o Pagamento por Ocupação e Retenção da Área; a Participação Especial é dividida entre a União, Estados e Municípios produtores ou confrontantes enquanto que os royalties concentram-se entre Estados e Municípios principalmente. A parcela dos *royalties* destinados ao Ministério da Marinha (MM) e ao Fundo Especial, são oriundos de produção *offshore*, enquanto que dos *royalties* da produção *onshore*, como já ilustrado na **Tab. 2** e **Fig. 1**, o que reverte para a União – representada apenas pelo Ministério da Ciência e Tecnologia (MCT) – é cerca de 13%, considerando uma alíquota de 10% de royalties.

<sup>25</sup> Lei 9.478/1997, art. 49, § 1º



Analisando o conceito de cada Participação Governamental e comparando-a com a forma de distribuição, algumas discrepâncias podem ser observadas.

Pagamento por ocupação e retenção da área – esta participação é um pagamento pela ocupação da área onde se desenvolve a atividade, seja no período de exploração, desenvolvimento ou produção. É apurado a cada ano a partir da data de assinatura do contrato e é reajustado também anualmente. Considerando que na produção *onshore* o território onde a atividade desenvolvida é efetivamente do Município, por quê essa participação é direcionada para a ANP?

*Royalties* – considerando que essa Participação Governamental é, segundo o próprio Decreto 2.705/1998, uma compensação financeira devida pelos concessionários e como já visto anteriormente, tem o fim de compensar o proprietário pelo uso do recurso exaurível; considerando ainda que, segundo a Constituição Federal de 1988, o petróleo é de propriedade da União<sup>26</sup>, sendo garantida ao concessionário a propriedade do produto da lavra, por quê a maior parte dessa compensação – cerca de 87% na produção *onshore* – vai para os Estados produtores e Municípios produtores e com instalações de embarque ou desembarque ou por elas afetados e não abrangendo uma parcela maior da sociedade – proprietária do recurso? Qual o conceito de sociedade adotado na hora de se determinar quem é merecedor dessa compensação? Qual a forma de controle social existente ou a ser instituído para controle da aplicação desse recurso?

### **3. TRIBUTOS NO ATUAL ARCABOUÇO REGULATÓRIO**

Os Tributos, bem como as Participações Governamentais, integram a Receita Pública, no entanto, têm natureza diversa e não se confundem entre si.

É importante a distinção da natureza desses dois integrantes da Receita Pública, para um entendimento mais claro dos fins a que se destinam e, conseqüentemente de um melhor entendimento e controle pela sociedade da forma como é usado.

Não é escopo desse trabalho um estudo aprofundado sobre tributos e receita pública, porém é necessário um entendimento conceitual dessas figuras para compreensão do que os Tributos e as Participações Governamentais representam na produção de petróleo da Bacia do Recôncavo e na receita pública de Municípios do Recôncavo arrecadadores de Participações Governamentais.

#### **3.1. RECEITA PÚBLICA**

Receita Pública consiste “no dinheiro que se recolhe ao Tesouro Nacional e que, por sua natureza, incorpora-se ao patrimônio do Estado”. (CAMPOS, 2001)

---

<sup>26</sup> Constituição Federal de 1988, art. 20 e art. 176

Assim, considerando a definição acima, tanto a arrecadação obtida por meio de tributos quanto a arrecadação obtida por meio das Participações Governamentais integram a Receita Pública.

Ainda segundo Campos (2001, p. 54), citando, porém, o ilustre jurista Aliomar Baleeiro, “para custear as despesas decorrentes do serviço público e investimentos, os governos contam com cinco fontes de recursos”:

- a) Extorsões a outros povos ou doações voluntárias;
- b) Rendimentos produzidos pelos bens públicos ou pelas empresas estatais;
- c) Tributos ou penalidades exigidas coercitivamente;
- d) Empréstimos de particulares ou de outras entidades públicas; e
- e) Emissão de moeda.

A doutrina alemã, também segundo Campos (2001, p. 54), adota a seguinte classificação de Receita Pública (a mais aceita pelos doutrinadores):

- a) Receitas originárias – são as produzidas pelos bens e empresas de propriedade pública. Por exemplo, os alugueres de imóveis; e
- b) Receitas derivadas – são as cobradas por força das leis de direito público. São os tributos e as penalidades pecuniárias.

Para melhor ilustrar a diferença entre receitas originárias e receitas derivadas, Balleeiro (2001, p. 127) explica que um dos fundamentos dessa divisão das receitas reside nas suas diferentes origens. “As receitas originárias saem do próprio setor público, isto é, do patrimônio do Estado, ao passo que as derivadas (entre as quais encontram-se os tributos) são exigidas do patrimônio ou renda dos particulares”.

Segundo Campos (2001, p. 55) “as receitas por fontes classificam-se em receitas correntes, que são”:

- a) Receitas tributárias – provenientes de impostos, taxas e contribuições de melhoria;
- b) Receitas patrimoniais – provenientes de receitas imobiliárias, receitas de valores mobiliários; participações e dividendos e outras receitas patrimoniais;
- c) Receitas industriais – provenientes de receita de serviços industriais e outras receitas industriais;
- d) Transferências correntes – provenientes de multas, contribuições, cobrança da dívida ativa e outras receitas diversas; e
- e) Receitas de capital – provenientes de operação de crédito, alienação de bens móveis e imóveis, amortização de empréstimos concedidos, transferências de capital e outras receitas de capital.

É possível afirmar, então, que Tributos e Participações Governamentais, ainda que integrantes da Receita Pública, são originalmente diferentes entre si.

Enquanto que a arrecadação dos Tributos é proveniente de impostos, taxas e contribuições – receitas derivadas e tributárias, as Participações Governamentais são provenientes do patrimônio público, constituindo-se em receita originária e patrimonial.

A compreensão da origem da arrecadação é essencial para se pensar e decidir sobre a forma de aplicação da receita, ou seja: por que e para que foi criada? Sendo assim, se são os Tributos e as Participações Governamentais arrecadados por diferentes razões, não deveriam ter finalidades distintas? A clareza na razão da arrecadação e na sua aplicação implica em uma possibilidade maior de compreensão, acompanhamento e fiscalização por parte da sociedade.

Para melhor compreensão da distinção dessas duas figuras (Tributos e Participações Governamentais), no sub-capítulo a seguir será tratada a conceituação de Tributos para posterior comparação com a conceituação das Participações Governamentais.

### **3.1.1. TRIBUTOS – CONCEITO**

Os Tributos são arrecadações destinadas a custear a despesa pública, de interesse da coletividade. Despesa pública de interesse da coletividade significa que é uma despesa de serviço público. Como afirma Baleeiro (2001, p. 271), “em termos econômicos, [...] todo tributo é processo de repartição de custo de serviços públicos” e conforme Amaro (1999, p. 17) possuem uma “conotação de solidariedade de todos no concurso para a despesa comum”.

No direito brasileiro, segundo Amaro (1999, p 18), o vocábulo “tributo” é usado em sentido genérico. “Imposto, taxa, contribuição, empréstimo compulsório e pedágio são expressões empregadas para designar figuras tributárias”. Tais figuras não se confundem entre si e norteiam a aplicação e uso do tributo:

A Constituição de 1988 relaciona os tipos de tributos cobrados pela União, Estados e Municípios do art. 153 ao art. 156. Amaro (1999, p 28) relaciona o rol dos tributos existentes e por quem são instituídos:

- a) impostos – instituíveis pela União, Estados e Distrito Federal e Municípios, conforme a partilha constante dos arts. 153 e 154 (União), 155 (Estados e Distrito Federal) e 156 (Municípios e Distrito Federal, ex vi do art 147);
- b) taxas – instituíveis por essas mesmas pessoas políticas, em razão do exercício do poder de polícia ou pela utilização, efetiva ou potencial, de serviços públicos específicos e divisíveis, prestados ao contribuinte ou postos à sua disposição (art.145, II);
- c) contribuição de melhoria – decorrente da obra pública, também instituível pelas mesmas pessoas políticas (art. 145 III);
- d) pedágio – instituível igualmente pelas pessoas políticas mencionadas, em razão da utilização de vias por elas conservadas (art 150, V);
- e) empréstimos compulsórios – instituíveis pela União, nas hipóteses arroladas no art. 148;
- f) contribuições sociais – instituíveis pela União (art. 149);

- g) contribuições de intervenção no domínio público (art 149);
- h) contribuições de interesse das categorias profissionais ou econômicas, instituíveis igualmente pela União (art. 149);
- i) contribuição para custeio de sistemas de previdência e assistência social, em benefício dos servidores dos Estados, Distrito Federal e Municípios, instituível por essas pessoas políticas, e cobrável dos respectivos funcionários (art. 149 e parágrafo único);

Para melhor compreensão dos tipos de tributo, será adotada aqui a conceituação de Baleeiro (2001, p. 270, 244, 260)

Entende-se por imposto a prestação de dinheiro que, para fins de interesse coletivo, uma pessoa jurídica de Direito Público, por lei, exige coativamente de quantos lhe estão sujeitos e têm capacidade contributiva, sem que lhes assegure qualquer vantagem ou serviço específico em retribuição do pagamento.

Taxa é o tributo cobrado de alguém que se utiliza de serviço público especial e divisível, de caráter administrativo ou jurisdicional, ou tem à sua disposição, e ainda quando provoca em seu benefício, ou por ato seu, despesa especial dos cofres públicos.

A contribuição de melhoria não é a contraprestação de um serviço público incorporado, mas a recuperação do enriquecimento ganho por um proprietário em virtude de obra pública concreta no local da situação ao prédio.

Ainda no âmbito dos Tributos, temos as demais contribuições (diferentes das contribuições de melhoria), para as quais Amaro (1999, p.82, 83) traz a seguinte conceituação:

Um terceiro grupo de tributos é composto pelas exações cuja tônica não está nem no objetivo de custear as funções *gerais* e indivisíveis do Estado (como ocorre com os *impostos*) nem numa *utilidade divisível produzida pelo Estado e fruível pelo indivíduo* (como ocorre com (...) a taxa, o pedágio e contribuição de melhoria que reunimos no segundo grupo) (...) A característica peculiar do regime jurídico deste terceiro grupo de exações está na *destinação a determinada atividade*, exercitável por *entidade estatal ou paraestatal, ou por entidade não estatal reconhecida pelo Estado como necessária ou útil à realização de uma função de interesse público*. Aqui se incluem as exações previstas no art. 149 da Constituição, ou seja, as contribuições sociais, as contribuições de intervenção no domínio econômico e as contribuições de interesse de categorias profissionais ou econômicas, que são três subespécies de contribuições.(...) A atividade a cuja execução se destina a receita arrecadada não é necessariamente referível ao contribuinte, embora possa sê-lo, em maior ou menor grau, atualmente ou no futuro, efetiva ou eventualmente.

Baleeiro (2001, p. 271) ainda faz um contraste entre o imposto e demais tributos, para melhor compreensão:

A taxa divide o custo de serviços ou despesas entre aqueles que tiraram proveitos ou foram causa direta do gasto do Tesouro;

A contribuição de melhoria divide a despesa de uma obra entre os proprietários de imóveis, cuja valorização decorreu desse melhoramento público;

O imposto é tipicamente a contribuição obtida por ato de autoridade. Representa a parte mais substancial – a quase totalidade das receitas. (...) Os impostos continuam a ser elemento importante e indispensável do custeio dos serviços públicos.

O tributo, portanto, está vinculado ao interesse público enquanto que as Participações Governamentais estão vinculadas ao uso do patrimônio público, ou bem patrimonial.

Considerando ser a receita tributária uma arrecadação para custear despesas que são do interesse de toda a coletividade, ou ainda uma “repartição de custos”, não cabe pensar nesse instituto como possuindo caráter indenizatório em hipótese alguma. Em contrapartida, as Participações Governamentais, como já visto anteriormente, possuem uma natureza claramente indenizatória, sendo, inclusive, tratada em lei como uma compensação financeira.

Cristalina, portanto, é a natureza distinta desses dois institutos, o que significa que cada um deles vem para suprir necessidades diferentes, não podendo ser confundidos nem quanto a razão da arrecadação nem quanto o destino (forma de aplicação). Nesse sentido apontam Leal e Serra (2003) ao reforçarem serem os recursos provenientes dos *royalties* como receita de alienação de patrimônio público:

Em um quadro institucional, como o brasileiro, onde os recursos naturais do subsolo pertencem à União, ou seja, quando as jazidas são nacionalizadas, os royalties podem ser compreendidos como o fluxo de pagamentos associado ao preço da venda de um bem do patrimônio público(...) Com base nesse entendimento, pode-se simplesmente classificar o fluxo de pagamentos decorrente dos royalties como receita patrimonial da União. Cabe ressaltar que, neste caso, a renda de Hotelling aparece como mais uma compensação devida ao Estado pelas empresas que adquirem a concessão para exploração do recurso exaurível.

Nesse ponto o autor insere uma nota explicativa com uma citação de Postalli (2002):

Se a União se intitula proprietária dos recursos minerais presentes no subsolo, é natural que ela deseje usufruir seus direitos sobre a renda delas derivada (incluindo a renda de Hotelling) e revertê-la em benefício público (...). Se houvesse

livre acesso e ainda que o governo estabelecesse tributos para auferir rendas da atividade, a parcela correspondente à renda de Hotelling desapareceria, impondo sacrifícios às gerações futuras, pois o recurso tenderia a se esgotar e não haveria investimentos compensatórios em capital.

Expostas enfim, as razões de existência dos dois institutos aqui tratados – Tributos e Participações Governamentais – evidencia-se a importância de uma vinculação clara e determinativa na aplicação dos recursos provenientes de Participações Governamentais – particularmente os *royalties* – para que seja satisfeita a sua razão de existir – o que não acontece na atual legislação brasileira. Algumas ressalvas e vedações na forma de aplicação, não preenchem a lacuna ocasionada com a revogação da Lei 2.004/1953 pela Lei 9.478/1997.

Atualmente os *royalties* integram a Receita do Município difusamente, misturando-se com as demais arrecadações e, portanto, passível de ser tratada como mais uma arrecadação tributária, a despeito da sua natureza distinta e especificamente compensatória.

Tal observação é feita no sentido de complementar a indagação anteriormente levantada sobre a necessidade premente de um maior debate na sociedade não só sobre a distribuição dos *royalties*, mas também sobre a forma de aplicação dessa receita.

Esse assunto torna-se mais relevante ainda com o aumento substancial de incidência dos *royalties* – que passaram de 5% para 10% sobre a produção – traduzindo-se em grandes quantias arrecadadas e recebidas pelos Estados produtores e Municípios arrecadadores de *royalties*.

Atualmente matérias abordando a falta de controle e fiscalização da sociedade sobre a receita proveniente dos *royalties*, bem como possíveis usos inadequados desses recursos, são publicadas com frequência em periódicos nacionais e regionais de grande circulação e habitam as páginas virtuais de notícias e debates, revelando que, mais do que necessária, a sociedade está exigindo a sua participação na resolução dessas questões.

### **3.1.2. TRIBUTOS – INCIDÊNCIA NA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO (PRODUÇÃO)**

Dentre os diversos tributos existentes no Brasil a seguir serão relacionados aqueles que incidem sobre a produção de petróleo e a quem é pago:

#### **a) IRPJ – Imposto de Renda de Pessoa Jurídica**

Esse imposto é de competência da União previsto na Constituição Federal, no art. 153, III. É contribuinte desse imposto qualquer pessoa jurídica que explore uma

atividade econômica lucrativa, ou seja, todas as atividades que auferem renda. Segundo Christovão e Watanabe (2002) “a renda é entendida como o produto do capital e do trabalho mais os proventos de qualquer natureza, em um determinado período fiscal”.

O Decreto nº 1.041, de 11 de janeiro de 1994 aprova o regulamento para a cobrança e fiscalização do imposto sobre a renda e proventos de qualquer natureza. Segundo esse Decreto 1.041/1994, no art. 179, a base de cálculo do imposto é o lucro real, lucro presumido ou o lucro arbitrado, correspondente ao período da incidência. A base de cálculo é integrada por todos os ganhos e rendimentos de capital. O art. 190 prevê as situações em que a pessoa jurídica (contribuinte) está obrigada a realizar a apuração pelo lucro real<sup>27</sup>. Algumas das situações previstas podem ser atribuídas a pessoas jurídicas que exercem atividades de produção de petróleo, determinando assim, que a base de cálculo utilizada seja o lucro real.

Para qualquer base de cálculo utilizada, a alíquota é de 15% sobre o lucro, porém, sobre a parcela que exceder a R\$20 mil mensais ou R\$240 mil anuais, incide um adicional de 10%.

## **b) PIS – Programa de Integração Social**

Este tributo é uma contribuição social. A Constituição Federal no art. 149 determina que a instituição das contribuições sociais é de competência exclusiva da União, sendo facultado, porém, aos Estados, Municípios e Distrito Federal instituir contribuição, cobrada de seus servidores para o custeio, e em seu benefício, de sistemas de previdência e assistência social.

São contribuintes do PIS as pessoas jurídicas de direito privado e as que lhes são equiparadas pela legislação do Imposto de Renda, inclusive empresas prestadoras de serviços, empresas públicas e sociedades de economia mista e suas subsidiárias, excluídas as microempresas e as empresas de pequeno porte submetidas ao regime do SIMPLES (Lei 9317/96). A base de cálculo do PIS é o total do faturamento que corresponde à receita bruta. Para as pessoas jurídicas de direito privado e as que lhes são equiparadas pela legislação do imposto de renda, tributadas com base no lucro real, o PIS é recolhido, atualmente, à alíquota de 1,65%<sup>28</sup>. O PIS deve ser apurado mensalmente e pago até o último dia útil da primeira quinzena do mês posterior ao da apuração<sup>29</sup>.

---

<sup>27</sup> Art. 190 Sem prejuízo do pagamento mensal do imposto sobre a renda, ficarão obrigadas à apuração do lucro real as pessoas jurídicas (Lei nº 8.541/92, art. 5º);

I - cuja receita bruta total, acrescida das demais receitas e dos ganhos de capital, no ano-calendário anterior, tiver ultrapassado o limite correspondente a 9.600.000,00 Ufir, ou o proporcional ao número de meses do período quando inferior a doze meses;

II - constituídas sob a forma de sociedade por ações, de capital aberto;

...

V - que tenham sócio ou acionista residente ou domiciliado no exterior;

...

X - que gozem de incentivos fiscais calculados com base no lucro da exploração.

<sup>28</sup> Instrução Normativa SRF nº 247, de 21 de novembro de 2002, art 60.

<sup>29</sup> Idem, art. 70 e 71.

### **c) COFINS – Contribuição para Financiamento da Seguridade Social**

Também uma contribuição social, o COFINS foi instituído pela Lei Complementar nº 70, de 30 de dezembro de 1991 a qual determina que o produto da arrecadação dessa contribuição social integrará o orçamento da Seguridade Social<sup>30</sup>.

O COFINS, devidas pelas pessoas jurídicas de direito privado, serão calculadas com base no seu faturamento que corresponde à receita bruta (totalidade das receitas auferidas)<sup>31</sup>, anteriormente por uma alíquota de 3%<sup>32</sup> e, a partir de 01/02/2004, por uma alíquota de 7,6%<sup>33</sup>. Tal qual o PIS, o COFINS deve ser apurado mensalmente e pago até o último dia útil da primeira quinzena do mês posterior ao da apuração<sup>34</sup>.

### **d) Contribuição Social sobre o Lucro Líquido – CSLL**

Contribuição social sobre o lucro das pessoas jurídicas instituída pela Lei nº 7.689, de 15 de dezembro de 1988, e destinadas, especificamente, ao financiamento da seguridade social. A base de cálculo do CSLL é o valor do resultado do exercício antes da provisão do imposto de renda<sup>35</sup>. Apesar de ter por base o lucro real, tal qual o imposto de renda, a legislação permite, para essa contribuição, deduções e exclusões que fazem que o lucro para cálculo do CSLL nem sempre coincida com o lucro pra cálculo do imposto de renda.

A alíquota incidente no caso de cálculo sobre o lucro real é de 9%<sup>36</sup> e deve ser pago mensalmente.

### **e) Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços – ICMS**

O ICMS é um imposto não cumulativo, isto é, pode ser compensado de uma operação para outra. O valor da alíquota é definida mediante deliberação dos Estados e Distrito Federal<sup>37</sup>, variando, em geral, de um para o outro, com apuração mensal. No entanto, os Estados podem estabelecer convênios onde podem ser determinadas alíquotas únicas para operações interestaduais.

O contribuinte é qualquer pessoa, física ou jurídica, que realize operação de circulação de mercadorias, com intuito comercial, ou prestação de serviços de comunicação e de transporte interestadual e intermunicipal, por qualquer via ou meio. Incluem-se entre os contribuintes o extrator de substâncias vegetais, minerais, animais ou fósseis<sup>38</sup>. O local da operação ou da prestação onde é feita a cobrança do imposto é o do Estado onde estiver localizado o adquirente, inclusive consumidor final.

---

<sup>30</sup> Lei Complementar nº 70 de 30 de dezembro de 1991, art.1º e art. 10.

<sup>31</sup> Lei 9718, de 27 de novembro de 1998, art. 2º e art. 3º.

<sup>32</sup> Lei 9718, de 27 de novembro de 1998, art. 8º.

<sup>33</sup> Lei 10.833, de 29 de dezembro de 2003, art. 2º.

<sup>34</sup> Instrução Normativa SRF nº 247, de 21 de novembro de 2002, art 70 e 71.

<sup>35</sup> Lei nº 7.689, de 15 de dezembro de 1988, art. 2º.

<sup>36</sup> Lei 10.684, de 1 setembro de 2003

<sup>37</sup> Constituição Federal, art. 153, § 4º, IV.

<sup>38</sup> Lei 7.014, de 4 de dezembro de 1996, at 5º, § 2º.



Ocorre o Fato Gerador na realização da operação relativa à circulação de mercadoria, no momento da saída da mercadoria do estabelecimento do contribuinte, ainda que para outro estabelecimento do mesmo titular e do início da prestação de serviço de transporte interestadual ou intermunicipal, por qualquer via ou meio.<sup>39</sup>

Classifica-se como mercadoria qualquer bem móvel, novo ou usado, suscetível de circulação econômica, inclusive semoventes, energia elétrica, para uso, consumo ou incorporação ao ativo permanente do estabelecimento.<sup>40</sup>

Em relação a produção de petróleo e gás natural existem algumas exceções e determinações específicas:

- a) A Constituição Federal e a Lei Complementar nº 87, de 13 de setembro de 1996, conhecida como Lei Kandir, determina que o imposto não incide sobre operações interestaduais relativas a petróleo, quando destinados à industrialização ou à comercialização<sup>41</sup>. O que é reforçado pelo Regulamento do ICMS<sup>42</sup>;
- b) A Lei 7.014, de 4 de dezembro de 1996 determina para a Bahia que o distribuidor de gás natural e o industrial ou extrator de gases derivados do petróleo são responsáveis pelo lançamento e recolhimento do ICMS<sup>43</sup>.
- c) A alíquota para a incidência desse imposto sobre as operações relativas a gás natural é objetivo de convênio entre os Estados que determinaram a alíquota única de 12%.<sup>44</sup>
- d) Nas operações interestaduais, entre os contribuintes, com gás natural, o produto da arrecadação do imposto será repartido entre os Estados de origem e de destino proporcionalmente, quando, porém, a operação de gás natural for destinada a não contribuinte, o imposto caberá ao Estado de origem.<sup>45</sup>

#### **f) Contribuição Provisória sobre Movimentação ou Transmissão de Valores e de Créditos e Direitos de Natureza Financeira – CPMF**

Instituída pela Lei nº 9.311, de 24 de outubro de 1996, com o intuito do produto da arrecadação ser destinado ao Fundo Nacional de Saúde<sup>46</sup>.

O Fato Gerador da contribuição é o lançamento, e qualquer outra forma de movimentação ou transmissão de valores e de créditos e direitos de natureza financeira, ou seja, que representem circulação escritural ou física de moeda<sup>47</sup> e são contribuintes todos aqueles que realizem essa movimentação ou transmissão.

---

<sup>39</sup> Idem, art. 4º, I e IV

<sup>40</sup> Idem, art. 2º, § 2º.

<sup>41</sup> Constituição Federal de 1988, art.155,X, b e Lei Complementar nº 87, de 13 de setembro de 1996, art. 3º, III.

<sup>42</sup> Decreto 6.284, de 14 de março de 1997, art. 6º, III, b.

<sup>43</sup> Lei 7.014 de 4 de dezembro de 1996, art. 8º, III, IV, b.

<sup>44</sup> Convênio ICMS nº 89, de 29 de julho de 1994.

<sup>45</sup> Constituição Federal de 1988, art.155, § 4º II, III.

<sup>46</sup> Lei nº 9.311, de 24 de outubro de 1996, art. 18.

<sup>47</sup> Idem, art. 2º

A Lei prevê isenções<sup>48</sup> que não serão aqui tratadas, visto que não englobam as operações de produção de petróleo, foco desse trabalho.

A alíquota da contribuição para os fatos geradores ocorridos nos exercícios financeiros de 2002 e 2003 é de 0,38%<sup>49</sup> e o pagamento ou a retenção e recolhimento deverão ser efetuados no mínimo uma vez por semana<sup>50</sup>.

A seguir é apresentada a **Tab. 5** com o resumo dos tributos incidentes na produção de petróleo e **Tab. 6** com o resumo da destinação desses tributos aqui tratados.

Tabela 5 - Tributos na produção de petróleo

<b>PIS</b>	sobre a Receita Bruta	<b>1,65%</b>
<b>COFINS</b>	Sobre a Receita Bruta	<b>7,6%</b>
<b>ICMS</b>	Sobre a Receita Bruta do Gás	<b>12,00%</b>
<b>CPMF</b>	Sobre a Receita Bruta Total	<b>0,38%</b>
<b>Contribuição Social</b>	Sobre o LAIR	<b>9,0%</b>
<b>Imposto de Renda</b>	menor e igual a R\$ 240.000,00	<b>15,0%</b>
<b>Imposto de Renda</b>	maior que R\$ 240.000,00	<b>25,0%</b>

Fonte: Normando Paes, Hélio Rosa: baseada em planilha desenvolvida para a RECAM, projeto 02

Tabela 6 - Repartição das receitas tributárias

Tributos	União	Estado	Município	Norma
PIS	X			CF, art. 153, III
COFINS	X			CF, art. 153, III
ICMS		X	X	CF, art. 155, II, Art. 158, IV
CSLL	X			CF, art. 153, III
IR	X	X	X	CF, art. 157, I, Art. 158, I
CPMF	X			Lei nº 9311/96, art. 18

Fonte: Elaboração própria

Conforme demonstrado na **Tab. 5**, o impacto dos tributos sobre a produção de petróleo é bastante significativa e o seu destino, conforme exposto na **Tab. 6** é, principalmente, a União, sendo apenas o Imposto de Renda distribuído entre União, Estados e Municípios e o ICMS que é distribuído entre Estados e Municípios.

<sup>48</sup> Idem, art. 3º.

<sup>49</sup> Decreto nº 3.775, de 16 de Março de 2001, art. 1º

<sup>50</sup> Idem, art. 10, parágrafo único.

#### **4. MUNICÍPIOS DA BACIA DO RECÔNCAVO ARRECADADORES DE ROYALTIES – IMPACTOS DOS ROYALTIES NO ÍNDICES DE DESENVOLVIMENTO**

A análise dos impactos existentes das arrecadações em Participações Governamentais e o desenvolvimento dos Municípios arrecadadores é feita, neste trabalho, por amostragem. Para isto foram selecionados os Municípios das Regiões Econômicas Litoral Norte e Região Metropolitana de Salvador, cuja arrecadação em royalties represente um mínimo de 3% da receita total arrecadada por cada Município. Posteriormente será feita a caracterização demográfica, social e econômica dos Municípios selecionados.

Os dados para a seleção e caracterização dos Municípios foram obtidos por meio de dados disponíveis na internet da Agência Nacional do Petróleo, do Tribunal de Contas do Municípios, da Superintendência de Estudos Econômicos e Sociais da Bahia e do Atlas de Desenvolvimento Humano no Brasil, elaborado a partir de uma parceria entre o Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE, o Instituto de Pesquisas Econômicas Avançada – IPEA e a Fundação João Pinheiro – FJP.

Em etapa posterior do trabalho, serão selecionados Municípios com características semelhantes a eles, porém não arrecadadores de royalties, para posterior comparação dos índices de desenvolvimento humano dos Municípios selecionados e o impacto e importâncias dos royalties sobre os mesmos.

Como forma de auxiliar a análise de aplicação dos royalties e a possível relação destes com os índices de desenvolvimento humano, será realizada uma entrevista com representantes dos Municípios selecionados.

A análise da relação ente arrecadação de royalties e desenvolvimento humano dos Municípios arrecadadores selecionados será obtida a partir dos resultados das entrevistas e dos dados secundários escolhidos.

##### **4.1. ESCOLHA DOS MUNICÍPIOS ARRECADADORES**

Os Municípios que serão analisados no âmbito desse trabalho são integrantes das Regiões Econômicas Metropolitana de Salvador e Litoral Norte. A escolha das regiões econômicas acima citadas se deu em função de nelas constarem os Municípios que mais arrecadam em royalties da Bacia do Recôncavo.

As informações referentes às arrecadações de royalties por Município foram baseadas nos demonstrativos da ANP que informam sobre a arrecadação de royalties acumulados no ano de 2000 por Municípios.

Os valores dos royalties arrecadados no ano de 2000 foram comparados com a receita total recebida por cada Município<sup>51</sup> nesse mesmo ano. A partir dessa

---

<sup>51</sup> Informações obtidas no site [www.tcm.ba.gov.br/pdf/tab\\_07.pdf](http://www.tcm.ba.gov.br/pdf/tab_07.pdf).

comparação, foram selecionados para análise como Município Arrecadador aqueles cuja arrecadação de royalties representava, em 2000, mais do que 3% do total da receita arrecadada.

De acordo com o critério acima descrito, foi formado o grupo de Municípios Arrecadadores composto pelos Municípios demonstrados na **Tab. 7**, cujos índices serão analisados posteriormente:

Tabela 7: Seleção dos Municípios arrecadadores de royalties			
Municípios	Total Geral das Receitas (R\$)**	***Royalty acumulado(R\$)	royalty / receita (%)
<b>Alagoinhas</b>	23.416.138,26	2.159.094,33	9,22%
<b>Araças</b>	10.942.171,08	713.394,26	6,52%
<b>Candeias</b>	53.680.544,79	3.982.301,56	7,42%
<b>Cardeal da Silva</b>	3.458.775,60	756.273,20	21,87%
<b>Catu</b>	20.927.878,96	1.943.917,72	9,29%
<b>Entre Rios</b>	18.253.405,34	2.344.267,98	12,84%
<b>Esplanada</b>	16.038.625,75	3.133.595,37	19,54%
<b>Itanagra</b>	3.390.758,94	325.720,48	9,61%
<b>Madre de Deus</b>	31.315.571,74	4.208.435,94	13,44%
<b>Mata de São João</b>	13.963.254,44	1.058.162,10	7,58%
<b>Pojuca</b>	17.233.104,03	4.170.127,02	24,20%
<b>São Francisco do Conde</b>	91.964.205,82	3.277.361,57	3,56%
<b>São Sebastião do Passé</b>	15.927.416,79	1.580.800,79	9,93%

Fonte: Elaboração própria

\*Fonte: Atlas de Desenvolvimento Humano

\*\*Fonte dos dados da receita: [www.portaldosmunicipios.ba.gov.br](http://www.portaldosmunicipios.ba.gov.br). Resumo Geral das Receitas por Municípios de Estado da Bahia. Exercício 2000. Tribunal de Contas dos

\*\*\*Fonte dos dados sobre *royalties* : [www.anp.gov.br](http://www.anp.gov.br) dados do ano de 2000

## 5. QUESTÕES QUE SE APRESENTAM

Cabe aqui alguns questionamentos e considerações sobre os resultados encontrados.

Lembrando que o arcabouço regulatório do setor, no passado, previa a determinação de aplicação das compensações financeiras advindas da produção do petróleo, o que deixou de acontecer com a revogação da Lei 2.004/53, e do “silêncio” da Lei 9.478/97 sobre a matéria e, considerando ainda a natureza exaurível do bem (petróleo) e o sentido compensatório do royalty que busca indenizar as futuras gerações que não poderão usufruir do bem, a renda daí auferida deveria ter a sua aplicação determinada no sentido do desenvolvimento de fontes e atividades econômicas alternativas para quando da exaustão do bem (petróleo) além do direcionamento no sentido de atender aos objetivos fundamentais da nossa Constituição e aos Princípios da Política Energética Nacional.

Os royalties, sendo compensações financeiras pagas pela utilização de um recurso de propriedade da União – portanto da sociedade como um todo, porque tão grande privilégio para somente alguns na distribuição desta compensação? Não seria mais lógico e mais de acordo com a natureza compensatória desta Participação promover uma distribuição de forma a atingir uma gama maior da sociedade?

O questionamento aqui levantado não chega a ponto de admitir que, aos Estados e Municípios produtores ou afetados pelas atividades do setor, não caiba um valor específico e diferenciado como compensação aos impactos negativos, já que sofrem negativamente mais com essas atividades que os demais, mas apenas levanta a pertinência – e urgência –, já mencionada por Serra (2003), de um maior debate sobre a distribuição das Participações Governamentais.

Ainda como mais um elemento para discussão, aos Estados produtores e Municípios cabem apenas os royalties e participações especiais (no caso dos Municípios do Recôncavo Baiano, cabe apenas os royalties, já que devido a sua produção não cabe a incidência das participações especiais), que são participações calculadas sobre a produção. No entanto, os Estados e, principalmente, os Municípios produtores sofrem impactos negativos desde a exploração, e nessa fase nada recebem, pois a Participação pertinente é o Pagamento por Ocupação e Retenção da Área, que é destinado à ANP.

Supondo que não seja encontrado petróleo, esses agentes nada receberão ainda que tenham sofrido os impactos exploratórios (pesquisas sísmicas, instalação de equipamentos, aberturas de estradas e clareiras, etc.). Outrossim, possibilitar que o Estado e Municípios participem da arrecadação desde o início das atividades, trará impactos positivos e significativos nas suas respectivas receitas orçamentárias, podendo ser um reforço para o desenvolvimento sócio-econômico local, além de clara compensação pelos impactos negativos próprios das atividades do setor nessa fase exploratória.

Ao questionar o direcionamento da receita, não está sendo questionada a importância de se garantir à Agência independência financeira – fundamental para a sua atuação. O questionamento é sobre o direcionamento da receita em função da sua natureza.

Ainda como análise da atual distribuição dos royalties, Serra (2003) analisa o nexo da distribuição dos royalties entre os Municípios, chegando à conclusão que “o pagamento de royalties aos municípios se encontra fora da lógica interna da atividade petrolífera e de seus impactos territoriais”.

Em realidade, não estão sendo questionados aqui os montantes de incidência sobre as atividades, mas sim a forma de distribuição atual das Participações Governamentais entre os entes da União, em prol de uma distribuição mais equânime, abrangendo a sociedade com uma maior amplitude, atendendo aos objetivos Constitucionais e da Política Energética Nacional de garantir o desenvolvimento nacional, e sobre a necessidade da participação ativa da sociedade na definição dos critérios de distribuição.

## 6. CONCLUSÕES PARCIAIS

Como conclusão parcial resultante desta etapa da pesquisa, pode-se claramente verificar a necessidade de revisão da legislação do setor para posterior modificação da forma de distribuição dos recursos das Participações Governamentais, proporcionando um melhor e maior desenvolvimento social e econômico da sociedade.

Ainda como primeira análise pode-se verificar o quão significativa é a representatividade dos royalties nos orçamentos dos municípios arrecadadores, portanto, uma regulação específica que vise o incremento da produção aliada a uma vinculação legal de aplicação dos recursos de acordo com a sua natureza, poderá ser uma diferença significativa nos índices de desenvolvimento social.

O mesmo se aplica aos tributos gerados direta ou indiretamente pela cadeia produtiva da indústria do petróleo, principalmente ICMS e ISS. Porém é necessário extratificar qual a parcela desses tributos originados pela indústria se destina aos Municípios e Estados sedes.

Ainda é necessário verificar quanto a somatória das arrecadações em Participações Governamentais – royalties – e dos tributos originados pela indústria do petróleo, recebidos pelos Municípios e Estados sedes, representam na receita total desses Estados e Municípios.

Verifica-se ainda, a necessidade de determinação legal sobre a forma de aplicação dos recursos oriundos das Participações Governamentais, principalmente os *Royalties*, possibilitando que a aplicação seja coerente com a natureza da cobrança, permitindo que o recurso traga impactos positivos e significativos nos índices de desenvolvimento, além de um melhor acompanhamento da sociedade da utilização do recurso.

## 7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

### 7.1. LEGISLAÇÃO

BRASIL. Constituição da República Federativa do Brasil / obra coletiva de autoria da Editora Revista dos Tribunais, com a coordenação de Giselle de Melo Braga Tapai.- 8.ed. ver., atual. e ampl. – São Paulo: Editora Revista dos Tribunais, 2003.

BRASIL. Lei nº 7.525, de 22 de julho de 1986. Estabelece normas complementares para a execução do disposto no art. 27 da Lei nº 2004, de 3 de outubro de 1953, com a redação da Lei nº 7.453, de 27 de dezembro de 1985, e dá outras providências. Disponível em:

<http://www.senado.gov.br/servlets/NJUR.Filtro?tipo=LEI&secao=NJUILEGBRAS&n...>

Acesso em: 24 de abril de 2003.

BRASIL. Lei nº 7.453, de 27 de dezembro de 1985. Modifica o artigo 27 e seus parágrafos da Lei nº 2004, de 3 de outubro de 1953, alterada pela Lei nº 3.257, de 2 de setembro de 1957, que “dispõe sobre a Política Nacional de Petróleo e define as atribuições de Conselho Nacional do Petróleo, institui a Sociedade por Ações Petróleo Brasileiro Sociedade Anônima e dá outras providências. Disponível em:

<http://wwwt.senado.gov.br/servlets/NJUR.Filtro?tipo=LEI&secao=NJUILEGBRAS&n...>

Acesso em: 24 de abril de 2003.

BRASIL. Medida Provisória nº 130, de 9 de fevereiro de 1990. Define os percentuais da distribuição de compensação financeira de que trata a Lei nº. 7.990, de 28 de dezembro de 1989, e dá outras providências. Disponível em:

<http://wwwt.senado.gov.br/servlets/NJUR.Filtro?tipo=LEI&secao=NJUILEGBRAS&n...>

Acesso em: 17 de maio de 2003.

BRASIL. Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989. Institui, para os Estados, Distrito Federal e Municípios, compensação financeira pelo resultado da exploração de petróleo ou gás natural, de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica, de recursos minerais em seus respectivos territórios, plataforma continental, mar territorial ou zona econômica exclusiva, e dá outras providências. (Art. 21, XIX da CF). Republicada no Diário Oficial da União, Brasília, DF, 18 de janeiro de 1990. Disponível em:

<[http://wwwt.planalto.gov.br/ccivil\\_03/leis/L7990.htm](http://wwwt.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L7990.htm)>

Acesso em: 03 de abril de 2003.

BRASIL. Lei nº 8.001, de 13 de março de 1990. Define os percentuais da distribuição da compensação financeira de que trata a Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989, e dá outras providências. Publicada no Diário Oficial da União, Brasília, DF, 14 de março de 1990. Disponível em:

<[http://wwwt.planalto.gov.br/ccivil\\_03/leis/L8001.htm](http://wwwt.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L8001.htm)>

Acesso em: 06 de maio de 2003

BRASIL. Lei nº 10.195, de 14 de fevereiro de 2001. Institui medidas adicionais de estímulo e apoio à reestruturação e ao ajuste fiscal dos Estados e dá outras providências. Publicada no Diário Oficial da União, Brasília, DF, 16 de fevereiro de 2001. Disponível em:

<[http://wwwt.planalto.gov.br/ccivil\\_03/leis/L10195.htm](http://wwwt.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L10195.htm)>

Acesso em: 06 de maio de 2003

## 7.2 MANUAL

**Guia dos Royalties do Petróleo e do Gás Natural.** Agência Nacional do Petróleo – ANP. Superintendência de Controle das Participações Governamentais – SPG. Rio de Janeiro, 2001.

**Atlas de Desenvolvimento Humano no Brasil,** Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE, o Instituto de Pesquisas Econômicas Avançada – IPEA e a Fundação João Pinheiro – FJP.

### 7.2. LIVRO

MENEZELLO, Maria D' Assunção Costa. **Comentários à Lei do Petróleo – Lei Federal nº 9.478, de 6-8-1997.** São Paulo: Atlas, 2000.

SUSLICK. S. B. (Org.). **Regulação em petróleo e gás natural.** Campinas: Komedi, 2001. 528 p.

### 7.3. CAPÍTULO DE LIVRO

BALEEIRO, Aliomar. Uma Introdução à ciência das finanças. 15º ed. Ver. E atualizada por Dejalma de Campos. Rio de Janeiro: Forense, 2001, parte III – Receita Pública, cap. XIV, p.127, cap. XXIV, p. 244, cap XXV, p. 260, cap XXVI, p 270, 271.

CAMPOS, Dejalma de. Direito financeiro e orçamentário. 2ª ed. São Paulo: Atlas, 2001, cap 8, p.53.

### 7.4. PARTE DE COLETÂNEA

GUTMAN, J.; LEITE, G. Aspectos legais da distribuição dos royalties. In: PIQUET, R. (org) **Petróleo, royalties e região.** Rio de Janeiro: Garamond, 2003.

LEAL, J. A.; SERRA, R. Uma investigação sobre os critérios de repartição dos royalties petrolíferos. In: PIQUET, R. (org) **Petróleo, royalties e região.** Rio de Janeiro: Garamond, 2003.

SERRA, R.; PATRÃO, C. Improriedades dos critérios de distribuição dos royalties no Brasil. In: PIQUET, R. (org) **Petróleo, royalties e região.** Rio de Janeiro: Garamond, 2003.



## 7.5. MONOGRAFIA

SCHIOSER, R. F. **Um Modelo de Alívio de Royalties para Campos Maduros de Petróleo**. 2002, 69 f. Dissertação (Mestrado em Petróleo) – Universidade de Campinas, São Paulo, 2002.

## 7.6. ARTIGO EM REVISTA

Participações Governamentais do Petróleo. Compromisso Social do Petróleo. Ciência Hoje – Tecnologia. SBPC Vol. 27, nº 162, pág. 2 a 7, julho de 2000.

Campos Maduros – oportunidade para empresas nacionais no setor de petróleo. Ciência Hoje – Tecnologia. SBPC, Vol. 28, nº 166, pág. 2 a 7, novembro de 2000.

## 7.7. HOMEPAGE INSTITUCIONAL

Agência Nacional do Petróleo – ANP: [www.anp.gov.br](http://www.anp.gov.br)

Orçamento Total dos Municípios: [www.portaldosmunicipios.ba.gov.br](http://www.portaldosmunicipios.ba.gov.br)

Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE: [www.ibge.gov.br](http://www.ibge.gov.br)

Senado – Legislação: [www.senado.gov.br](http://www.senado.gov.br)

Planalto – Legislação: [www.planalto.gov.br](http://www.planalto.gov.br)

# CAPÍTULO 3

## CAMPOS MADUROS E CAMPOS MARGINAIS – DEFINIÇÃO PARA EFEITOS REGULATÓRIOS

Roberto José Batista Câmara<sup>1</sup>  
Paulo Sérgio de Mello Vieira Rocha<sup>2</sup>  
Luis Eraldo Araújo Ferreira<sup>3</sup>

### 1. INTRODUÇÃO

As grandes descobertas petrolíferas estão cada vez mais escassas e com isto a extensão das reservas já descobertas torna-se atualmente mais importante. Além disto, a maioria das reservas mundiais está em reservatórios considerados maduros, segundo afirmação de Soliman, East e Gorrel (1999): “a constatação de que a maioria das reservas mundiais está em reservatórios maduros...”. Nota-se assim a importância do óleo já descoberto e, conseqüentemente, um interesse no aumento de suas reservas, através de políticas regulatórias específicas e investimentos na aplicação de novas tecnologias.

O petróleo pode ser extraído do subsolo através de métodos denominados: primários, secundários e terciários. Os métodos primários de recuperação utilizam as forças naturais (pressão) para extração, já os métodos secundários e terciários requerem estudos específico para injeção de água e gás (métodos secundários) e injeção de dióxido de carbono, biopolímeros e outros (métodos terciários).

É comum, em diversos países do mundo, a prática de incentivos que estendam as vidas produtivas dos campos atualmente em produção. Nos Estados Unidos, por exemplo, onde há regulação específica de incentivo para a produção em *stripper wells* (poços marginais), segundo a página da *internet* do EIA / DOE (2003) existem mais de 8.000 companhias operando em poços com vazão de óleo menor do que 2,4 m<sup>3</sup> / dia e vazão de gás menor que 3.500 m<sup>3</sup> / dia. A produção dessas empresas representa 65 % da produção total de gás e 40 % da produção total de óleo daquele país.

A análise preliminar, baseada nas características abordadas desses tipos de campos na bibliografia encontrada, permite afirmar que *campos maduros* são campos menos rentáveis atualmente do que no seu início produtivo, mas ainda lucrativos

---

<sup>1</sup> Universidade Salvador - UNIFACS Mestre em Regulação da Indústria da Energia e ex-bolsista do PRH23/ANP.

<sup>2</sup> Universidade Salvador – Unifacs – Prof. Dr. do Mestrado em Regulação da Indústria da Energia e Pesquisador do Centro de Estudo e Pesquisa em Petróleo e Gás Natural – CEPGN

<sup>3</sup> Universidade Salvador – Unifacs – Prof. Dr. do Mestrado em Regulação da Indústria da Energia e Pesquisador do Centro de Estudo e Pesquisa em Petróleo e Gás Natural – CEPGN

para os seus operadores; e *campos marginais* são campos em que as receitas do operador são equivalentes às despesas, não existindo assim uma lucratividade mínima. Em uma segunda hipótese, *campos marginais* são campos não atrativos para a empresa operadora devido ao tamanho do negócio. Estas definições, apesar de usadas pela indústria petrolífera, não conseguem determinar precisamente a maturidade e a marginalidade de um campo, não podendo, conseqüentemente, ser utilizadas para efeitos regulatórios.

A experiência internacional aponta para a necessidade de tratamento diferenciado das atividades de exploração em campos marginalmente econômicos, ou naqueles que já alcançaram estágio avançado de exploração. De modo a nivelar o tratamento dado aos campos de petróleo brasileiros (que se encontram nestas classificações) ao tratamento dado em outros países, faz-se necessário, inicialmente, conceituar o que é um campo maduro e um campo marginal, hoje em dia simplesmente abrangidos sob a denominação genérica de campos maduros. É fundamental, pois, que se criem critérios para definir campos maduros e campos marginais, fase inicial de um estudo de estabelecimento de incentivos diversos para empresas que venham a atuar na operação desses campos. O objetivo maior é propiciar a entrada de novos agentes econômicos que, usufruindo de incentivos, venham a aplicar recursos financeiros no setor.

A proposta é elaborar uma definição clara e objetiva para esses dois tipos de campos. Com estas definições estabelecidas, poder-se-ia classificar os campos *on-shore* de petróleo brasileiros, de forma a não cometer equívocos como fornecer incentivos a campos que não possuam necessidade de subsídios ou não incentivar campos que necessitam de subsídios para continuar produzindo. Incentivos indevidos fazem com que o governo deixe de arrecadar o valor real dos impostos a serem pagos pelos operadores, trazendo, conseqüentemente, malefícios à sociedade em geral.

Para a proposta de definição de *campos maduros* foram utilizados dois parâmetros: recurso e produção acumulada. Com eles, elaborou-se uma equação que classifica os *campos maduros* de forma determinística, sem deixar margem à duplicidade interpretativa. A definição proposta, utilizando estes parâmetros, abrange a maioria das características mencionadas na pesquisa realizada entre os profissionais da área e nos artigos técnicos encontrados.

Para os *campos marginais*, a conceituação proposta levou em consideração parâmetros ligados ao custo de elevação do óleo (*lifting cost*) como: gasto com energia elétrica, manutenção, custo de separação e tratamento do óleo, além de outros fatores como a rentabilidade média das empresas petrolíferas mundiais e o pagamento de impostos. A opção em utilizar estes parâmetros para definir *campos marginais* foi feita para excluir a variável "tipo do operador" do campo. Assim, consegue-se excluir, por exemplo, o *overhead* da empresa produtora, sendo apenas utilizados parâmetros ligados diretamente à produção.

Definidos e incentivados, quando necessário, *campos maduros* e *campos marginais* poderão criar um novo cenário na indústria petrolífera brasileira. A presen-

ça de novos operadores nesses campos pode causar uma série de impactos econômicos e sociais, como por exemplo: aumento de receitas governamentais através do pagamento de impostos e royalties, absorção de mão de obra e aquecimento do comércio local.

Sendo assim, caso a Agência Nacional do Petróleo (ANP) opte por uma política regulatória de classificação e incentivos a esses campos, as definições propostas poderão ser utilizadas com o objetivo de definir deterministicamente os *campos maduros* e *campos marginais onshore* brasileiros gerando, conseqüentemente, os benefícios à sociedade descritos anteriormente.

## 2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Este subcapítulo apresenta as conceituações encontradas na literatura. Serão descritos vários autores que, de alguma forma, comentam sobre maturidade ou marginalidade nos seus trabalhos. Faz-se, então, uma análise sobre as definições referentes à maturidade e, posteriormente, as definições sobre marginalidade.

Os artigos analisados na revisão bibliográfica foram, na sua maioria, obtidos através do acesso à página na *internet* da *Society of Petroleum Engineers*. Os artigos foram produzidos por profissionais da área petrolífera e se referem a *campos maduros* e *campos marginais* situados em países como: Estados Unidos, Canadá, Noruega, Reino Unido, Egito, Argentina, Venezuela e outros. Vale salientar que, na maior parte da literatura pesquisada, os autores não tinham o objetivo de elaborar uma definição para utilização regulatória, que exige um conceito determinístico. Na verdade, os autores retratam um “entendimento”, na maioria das vezes pessoal ou de um grupo de pessoas, classe profissional ou empresas que trabalham cotidianamente com esses campos.

### 2.1 CAMPOS MADUROS

O termo maturidade é utilizado com freqüência no cotidiano das pessoas. Uma pessoa madura e um fruto maduro são exemplos de que estes termos são usados de forma a adjetivar um indivíduo que possui uma certa experiência de vida e um fruto que está no ponto de ser degustado. Na indústria do petróleo, este termo sugere ao campo adjetivado alguns atributos particulares que serão estudados neste trabalho.

Os profissionais inseridos na indústria petrolífera não são unânimes quanto à definição de *campos maduros*. Nas definições, podem ser observadas características como: reservas atuais, produção reduzida, produção em declínio, tempo de produção, utilização de recuperação secundária ou terciária, economicidade, passagem pelo pico de produção, campo bem definido, alta produção de água e sedimentos dentre outros. A seguir, serão citadas e comentadas algumas dessas definições e

relatados alguns “entendimentos” de autores, visto que muitos deles não deixam essas definições explícitas em seus trabalhos, mas, de alguma forma, mesmo de maneira implícita, sugerem características de maturidade para os campos descritos nos artigos.

A principal dificuldade para utilizar uma definição para efeito regulatório é a sua quantificação e exatidão. As definições encontradas nos artigos pesquisados não conseguem exaurir completamente o assunto nem determinar um limite quantitativo para classificar um campo como maduro ou não, deixando sempre uma possível margem à duplicidade interpretativa.

Uma das formas encontradas para conceituar maturidade, para alguns autores, foi relacionar o campo com o seu limite econômico. Por exemplo, Cheatwood & Guzman (2002) definiram: “Áreas maduras são áreas que historicamente possuem baixa margem econômica”. Para Fleckenstan (2000) o “Campo Carpinteria (Califórnia, Estados Unidos) é um campo considerado maduro porque está no limite econômico de produção”. Para esses autores, a maturidade está relacionada com o limite econômico do campo, sugerindo então a ligação entre *campos maduros* e fatores econômicos como receitas, valor presente líquido, despesas, dentre outros.

Ponde & Clark (1994) utilizam algumas propriedades do campo para conceituá-lo e caracterizá-lo como maduro: “Reservatórios maduros são definidos pelas propriedades: potencial adicional de recuperação por implementação de técnicas e ferramentas de caracterização avançadas do reservatório, gerenciamento do reservatório e/ou mudanças no mecanismo de recuperação. São tipicamente caracterizados pela necessidade de algum tipo de mecanismo secundário. A mudança para um método terciário ou outro método IOR é provavelmente necessária para estender o limite econômico e a vida produtiva do campo”. Mais uma vez, a falta da quantificação na conceituação inviabiliza a sua utilização na regulação. A determinação da maturidade, levando em consideração a forma de gerenciamento do campo para ser utilizada com fins regulatórios, é inviável, pois não quantifica, ficando assim um conceito subjetivo. A utilização de métodos secundários e terciários de recuperação na conceituação de campos maduros, além de Ponde & Clark (1994), é referida por Palasthy et al. (2000) que relata a utilização de métodos EOR/IOR no *campo maduro* de Algyo na Hungria, Logan et al. (2000) diz que “a Bacia Permian (Texas, Estados Unidos) é uma província de óleo madura onde muitos campos estão sob recuperação secundária e terciária” e Smith et al. (2001) afirma que “O campo El Furrial (Venezuela) se encontra em um estágio maduro devido à implementação de injeção de gás a alta pressão”. A recuperação secundária e terciária como ferramenta para a definição de campos maduros, tem sido utilizada por autores de todas as partes do mundo. Porém, essa definição não consegue classificar os campos que são maduros e estão sob recuperação primária. Na Bacia do Recôncavo, por exemplo, a Petrobrás opera os campos de Sesmaria e Remanso, que são campos considerados como maduros e estão sob recuperação primária.

Uma outra forma de definir é utilizada por Coste & Valois (2000) que levaram em consideração o tempo de produção e a quantidade de poços produtores do campo. Os autores afirmam que “*campos maduros* são campos com histórico de produ-

ção relativamente grande (mais de 10 a até 70 anos de produção) e muitos poços perfurados (até 1.000 poços)”. Essa definição, apesar da quantificação, entra em conflito com diversos autores que afirmam sobre a maturidade do campo sem estes possuírem as características mencionadas. Por exemplo, para Bush et al. (2001) o campo Fife, localizado no Mar do Norte do Reino Unido, entrou em operação em 1995 e é considerado como maduro por esse autor, contrariando assim a definição de Coste & Valois. Outro exemplo conflitante com essa definição é encontrado no artigo escrito por Waryan et al. (2001). Ela afirma que o campo Serang localizado na Indonésia é um *campo maduro* embora possua apenas 11 poços, ficando assim fora do perfil proposto por Coste & Valois.

Já Palke & Rietz (2001) assim conceituaram: “Reservatório maduro é todo aquele que tem produzido o suficiente para desenvolver uma tendência bem estabelecida de produção e pressão”. Essa pode ser considerada uma boa definição para campos maduros, mas incorre mais uma vez no problema de quantificação para utilização regulatória. Apenas informar que um campo maduro seria aquele que tem produzido o suficiente para desenvolver uma tendência bem estabelecida de produção e pressão abre um grande horizonte interpretativo, ficando assim a conceituação sem valor regulatório.

Alguns autores classificam campos como maduros a partir de algumas características do campo. Essa classificação geralmente é elaborada por profissionais das empresas operadoras que não possuem a preocupação de elaborar uma definição visando a regulação. A definição é embasada através de um “entendimento” próprio, de um grupo de profissionais ou pelo ponto de vista da empresa operadora.

Para Mathis et al. (2000), por exemplo, “Campo Tejon (Califórnia, Estados Unidos) é maduro porque possui uma baixa taxa de produção e óleo relativamente pesado e de alta viscosidade”. A primeira característica utilizada pelo autor é a baixa taxa de produção. Provavelmente, existe uma comparação do início da produção do campo com a produção atual para se chegar à essa conclusão e associá-la à maturidade. A falta de um valor que determine o significado da “baixa produção” faz com que essa característica, utilizada dessa forma, não se adapte a uma definição para ser utilizada com fins regulatórios. As outras duas características são relativas ao óleo produzido pelo campo. Um campo que produz um óleo com as características descritas possui uma maior dificuldade de produção, mas essa dificuldade não pode se associada à maturidade.

Outra característica de maturidade utilizada na indústria é a produção de água. Segundo Fabel et al. (1999) “O *campo maduro* de Ruhlermoon (Alemanha) é caracterizado por uma baixa vazão média de óleo, alto corte de água e problemas com aumento na produção de areia”. A baixa vazão ou baixa produção de óleo já foi comentada anteriormente. A alta produção de água é um fator indicativo de longevidade produtiva, mas não um fator determinativo para a conceituação de maturidade. Ou seja, num campo que possui alto percentual de produção de água, pode-se cogitar a possibilidade de maturidade, mas não afirmá-la. Da mesma forma que um campo possuidor de baixa produção de água pode estar numa fase madura. A produção de areia não está relacionada à maturidade e sim à compactação da rocha do reser-

vatório. Essa produção pode ser aumentada proporcionalmente à produção de óleo, mas depende da Gênese da rocha, não podendo, então, esta característica ser utilizada como critério para definição de maturidade de um campo.

Uma das maneiras utilizadas para a conceituação de campos maduros é a verificação da curva de produção do campo. Para Sams et al. (1999) “Muitos campos de óleo e gás da região sudeste da Ásia estão chegando agora à maturidade. Nesses campos, a produção ou chegou a um platô ou está em declínio”. Quando um campo chega nesse estágio de desenvolvimento, é porque ele normalmente já possui um longo histórico de produção ficando cada vez mais escassa a incorporação de reservas. Talvez este seja um forte indício para a maturidade, mas, assim como outras características abordadas, somente estas não podem definir a maturidade do campo para efeitos regulatórios. Se, hipoteticamente, existir um campo que esteja com a sua produção estabilizada ou declinante, mas apenas implementada a recuperação primária, este campo não pode ser denominado maduro, levando-se em conta essa definição, pois, utilizando os métodos de recuperação secundária ou terciária, muito provavelmente existiria uma inflexão da curva de produção e esta deixaria de ser declinante.

Outra forma de conceituar campos maduros através de suas características pode ser observada a partir dos artigos escritos por Schulte et al. (1993) e Fah et al. (1997). Segundo a primeira referência, “o campo Brent (Mar do Norte) é considerado maduro porque já produziu 74% das suas reservas iniciais” e para segunda referência “o campo East Champion (Brunei) é maduro e já desenvolveu 70% das suas reservas iniciais”. Os autores utilizam a quantidade de petróleo já explorada do campo como um fator indicativo para a sua maturidade, ou seja, com já produziram uma determinada quantidade de petróleo, os campos possuem algumas características que os conduzem a um enquadramento de maturidade. Mais uma vez, um valor determinativo e quantitativo não é explicitado, inviabilizando a definição para utilização regulatória.

Em dissertação elaborada por Schiozer (2002), a conceituação de *campos maduros* é apresentada da seguinte forma: “é um campo situado em terra (*on shore*) ou em águas rasas (lâmina d’água de no máximo 50 metros), com volume tecnicamente recuperável, não superior a 3 milhões de barris de óleo equivalente, e que já venha produzindo há pelo menos 10 anos”. Para Schiozer, os *campos maduros* só podem ser aqueles em terra e em águas rasas, ficando assim excluídos do conceito de maturidade os campos petrolíferos que possuem uma lâmina d’água superior a 50 metros. Outra característica abordada é a reserva tecnicamente recuperável do campo. Para efeito de comentários, será considerado reserva tecnicamente recuperável a reserva economicamente recuperável. Para Schiozer, os campos que possuem uma reserva superior a 3 milhões de barris não podem ser considerados como maduros contradizendo, por exemplo, Schulte et al. (1993) que afirma que o campo Brent, localizado no Mar do Norte, portanto desenvolvido numa lâmina d’água superior a 50 metros e com uma reserva de 532 MMbbl, é um *campo maduro*. O fator tempo de produção já foi comentado anteriormente.

## 2.2 CAMPOS MARGINAIS

Segundo Ferreira (1999), o significado da palavra margem é “linha ou faixa que limita ou circunda alguma coisa, borda, beira, orla”. Fazendo, por exemplo, uma analogia com a margem de rio, este é o local da interface entre a água e a terra, portanto, *campo marginal* é aquele que está no limite, neste caso, da economicidade. Uma outra forma de analisar a marginalidade é através da atratividade do negócio. Para determinada empresa, o valor absoluto do ganho de um projeto é pequeno o suficiente para classificá-lo com marginal, mesmo estando distante do seu limite econômico.

No Brasil, assim como a maturidade, a marginalidade dos campos petrolíferos ainda não foi definida com o objetivo de ser utilizada na regulação. Em palestra disponível na página da internet da ANP, Monteiro e Chambriard (2002) conceituam marginalidade, relacionando-a com os resultados econômicos do campo, ou seja, são campos que não possuem mais atrativos financeiros para a empresa operadora.

Também ligados a economicidade, foram encontrados os seguintes conceitos: Pauzi e outros. (1999) - “marginal se refere a estar na linha de fronteira entre o econômico para desenvolver e o não econômico para se desenvolver”, esta definição também é compartilhada por Shaheen, Bakr e Al-Menyawy (1999) – “*campo marginal* é o campo que está no limite da linha do econômico para se desenvolver e o não econômico para desenvolver”. Schiozer (2002) – define: “*campo marginal* é todo aquele que está próximo do limite de viabilidade econômica por qualquer razão técnica ou econômica”. A economicidade é para esses autores, e para a maioria das pessoas que trabalham na indústria, a principal característica para a definição de um campo marginal. Vale ressaltar que a economicidade do campo está ligada diretamente a algumas variáveis como a empresa operadora e o preço de venda do óleo. Para uma determinada empresa, o campo pode ser viável economicamente e, para outra, não, enquanto a dependência do preço do óleo é um fator que influencia nas receitas geradas, pois, a depender do preço de venda, a empresa aumenta ou diminui a sua lucratividade.

Uma outra forma de definir a marginalidade do campo é estipulando um valor mínimo de reservas recuperáveis. Segundo Ghareeb e Pretto (1996) “para a Egyptian General Petroleum Corporation (EGPC) campos com volume recuperável em torno de 795.000 m<sup>3</sup> são classificados como *campos marginais*”. Ou seja, para a estatal Egípcia, campos que tenham um reserva recuperável abaixo do valor estipulado são considerados pequenos, portanto, fora da linha estratégica traçada pela empresa. Esses campos só podem ser desenvolvidos se estiverem próximos a outros campos que possuam uma infraestrutura já pronta. O desenvolvimento do campo Zarif (Egito), possuidor de um volume recuperável menor que 795.000 m<sup>3</sup>, por exemplo, só foi possível devido à proximidade (55 Km) do campo Meleilha (Egito) que possui uma estação de tratamento de óleo em operação.



Em países como Estados Unidos e Canadá, o termo mais utilizado na maioria da literatura é *poço marginal*. Esta preferência por *poço* é em virtude da legislação permitir a operação de micro produtores em pequenos campos ou até mesmo em um único poço produtor. Esta conceituação varia de estado para estado, estando o valor oscilando, para critérios de definição, entre 1,6 m<sup>3</sup> e 2,4 m<sup>3</sup> por dia. Segundo Terzian, Enright e Brashear (1995) “*poços marginais* são definidos para taxaço como todos os poços produtores de óleo e gás com média de produção abaixo de quinze barris de óleo equivalente”. A finalidade do incentivo a esta taxaço em poços marginais é prolongar a vida do poço, resultando num incremento da produção, dos empregos e da atividade econômica. *Poços* podem ser marginalmente econômicos por vários fatores, incluindo alto corte de água, baixa vazão, grande profundidade ou alto custo de produção.

Segundo o relatório elaborado pelo United States Department of Energy, National Petroleum Technology Office e National Energy Technology Laboratory (2001), a definição de *poço marginal onshore* é “o poço que produz um valor igual ou abaixo de 2,4 m<sup>3</sup> de óleo por dia ou equivalente”. Já para campos *offshore*, o mesmo relatório propõe uma metodologia para definição de *concessões marginais*. São utilizados dois cenários: um onde a lucratividade da empresa é 5 % maior do que o custo e outro onde a lucratividade da empresa é 10 % maior do que o custo. A seguinte fórmula, obtida através de ferramentas estatísticas como regressão e correlação, é proposta:

$$MBOE = b1 \cdot \left( \frac{1}{OP} \right) \cdot WC + b2 \cdot TD + b3 \cdot WD \cdot CC \quad (1)$$

onde:

MBOE – quantidade calculada de óleo e gás (MBOE / ano);

b1 – constante que depende do cenário adotado;

b2 – constante que depende do cenário adotado;

b3 – constante que depende do cenário adotado;

OP – preço do óleo ajustado pelo grau API (dólar / barril);

WC – quantidade de poços produtores;

TD – profundidade total (pés);

WD – profundidade d’água (metros); e

CC – quantidade de plataformas do campo.

De posse do valor calculado de MBOE, compara-se com a produção atual da concessão e verifica-se a sua marginalidade ou não. Se o MBOE for um valor maior

do que a produção real, o campo é considerado marginal. Esta metodologia é uma sugestão apresentada pelos organizadores do relatório para o cálculo do limite de marginalidade somente em campos *offshore*, devido às variáveis específicas envolvidas.

Outra entidade que define marginalidade associada à produção máxima dos poços é a Interstate Oil and Gas Compact Commission (IOGCC). O IOGCC é uma comissão que representa o governo de 37 estados dos Estados Unidos, sendo 30 membros e 7 associados, além de 5 afiliados internacionais. Foi criada em 1935 e tem, como principais interesses, maximizar a produção doméstica de óleo e gás natural, minimizar as perdas insubstituíveis dos recursos naturais e proteger o homem e a saúde ambiental. Para a IOGCC (1999) “óleo marginal é o óleo produzido por campos que operam com baixa margem de lucro. Geralmente falando, *stripper wells* de baixo volume são definidos pela IOGCC como aqueles poços que produzem 1,6 m<sup>3</sup> de óleo por dia ou menos”. Normalmente, as definições que envolvem aspectos produtivos são elaboradas a partir de um estudo prévio de viabilidade econômica da produção em determinada região, estado ou país e fixada uma quantidade máxima de barris produzidos para que o poço ou campo seja beneficiado por algum aspecto regulatório.

Um outro ponto a ser analisado no estudo da marginalidade são os custos de produção do campo. Alguns autores sugerem metodologias para o cálculo desses custos. O artigo escrito por Martinez (2001), por exemplo, tem como objetivo formular um modelo numérico para prever as variações do custo de produção com o tempo e a vida produtiva. Inicia-se, assim, o processo de modelamento com a identificação dos custos da atividade do campo (*field – cost drivers*). As principais premissas consideradas foram:

- cada caso pode ser representado por um modelo numérico único. Nesse modelo, todos os *cost drivers* do campo são representados por parâmetros definidos quantitativamente. Existem fórmulas matemáticas que representam as relações entre esse parâmetros;
- as reservas são dadas. A dedução dos custos é baseada somente num provável desenvolvimento de reservas e não existem parâmetros variáveis para o modelo. Esse método é aplicado para casos nos quais o fim do período é fixado pela permissão de concessão;
- na dedução dos custos admite-se que não serão feitas melhorias tecnológicas;
- na dedução dos custos admite-se que novos funcionários não serão contratados;
- admite-se que todos os campos analisados são operados pelos contratantes que utilizam algumas filosofias, estratégias e técnicas de trabalho;

- as oportunidades de redução do custo são variações do custo fixo (com o nível de atividade) pela mudança de organização, ajuste de pessoal próprio ou do contratado em questão;
- é admitido que todos os casos possuem a mesma proteção ambiental, segurança e gerenciamento da saúde;
- nos lifting costs não são incluídos transportes nem custo de estocagem;
- nos lifting costs não são incluídos depreciação, overhead e royalties; e
- o lifting cost é o que o Financial Accounting Standards Board define como custo de produção.

Nas unidades estudadas, o custo de produção é geralmente determinado pela produção e manutenção das atividades de superfície e subsuperfície. Essas atividades podem ser agrupadas em 8 estágios (*cost centers*):

- extração de fluido proveniente de um poço produtor;
- transporte da produção total para as estações de tratamento;
- separação, compressão e bombeamento para as estações de separação;
- transporte de líquido ou gás nas estações de tratamento de líquido e gás;
- tratamento, compressão e venda de fluido dentro da estação de tratamento;
- estocagem e tratamento de água doce ou salgada;
- transporte de água para os poços injetores; e
- injeção de água nos poços injetores.

Cada um desses estágios é um *cost center* e cada *cost center* tem uma certa dependência com os seguintes *cost drivers*:

- custo fixo;
- vazão total;
- vazão de óleo;
- vazão de gás;
- vazão de água injetada;
- quantidade de poços produtores de óleo;
- quantidade de poços produtores de gás; e
- quantidade de poços injetores.

Com isso o *lifting cost* de cada *cost center* passa a ser uma única função somente dos *cost drivers* definidos.

Dependendo da quantidade de informações existentes no campo, as técnicas de previsão podem ser determinísticas ou probabilísticas. Martinez (2001) possuía uma série de informações de cinco campos argentinos e desenvolveu uma formulação a partir dessas informações para calcular o *lifting cost* dos referidos campos. A equação geral do modelo proposto é a seguinte:

$$\text{Lifting Cost (US\$ / BOE)} = 1,985 + \frac{0,00063}{e^{(9,7 \cdot \delta)}} \quad (2)$$

onde:

$\delta$  = fração da recuperação final

Além disso, o artigo propõe uma forma de calcular os custos fixos dos campos em estudo em função da recuperação final:

$$\text{Custo fixo (US\$ / BOE)} = 0,316 + \frac{0,108}{e^{(2,36 \cdot \delta)}} \quad (3)$$

onde:

$\delta$  = fração da recuperação final

A metodologia sugerida por Martinez (2001) é bastante útil, pois se pode fazer uma previsão dos custos fixos e do *lifting cost* até o final da vida do campo. Porém, ele utilizou como base de dados cinco campos na Argentina, ficando, portanto, a utilização das equações restrita a esses campos.

Uma outra forma de avaliação da economicidade do campo pode ser observada no artigo elaborado por Tongwen e outros. (2000). O autor sugere uma vazão mínima de óleo calculada a partir de alguns fatores para determinar o limite mínimo de operação para cada poço em produção. A fórmula utilizada é a seguinte:

$$q_{o \text{ min.}} = \frac{(C_M + C_F + C_P + C_O) + 0,0365 \cdot T_o \cdot q_L \cdot C_T}{0,0365 \cdot T_o \cdot (P - R) \cdot \theta} \quad (4)$$

onde:

$q_{o \text{ min.}}$  = produção mínima, economicamente viável de cada poço (t / dia);

$C_M$  = custo anual de material em cada poço – 10.000 yuan / poço;

- $C_F$  = custo anual de combustível em cada poço – 10.000 yuan / poço;
- $C_P$  = custo anual de eletricidade em cada poço – 10.000 yuan / poço;
- $C_O$  = custo direto anual em cada poço – 10.000 yuan / poço;
- $C_T$  = custo da separação do óleo por unidade de líquido bruto produzido (yuan/t). Não envolve o desconto do custo de equipamentos;
- $T_o$  = vazão média da produção diária do poço num ano de trezentos e sessenta e cinco (365) dias (fração);
- $P$  = preço de venda do óleo (yuan / t);
- $R$  = taxa por unidade de óleo (yuan / t);
- $q_L$  = saída diária de líquido (t / dia); e
- $\theta$  = razão do volume da venda de óleo a produzir;

Bradley e Wood (1993) relatam em seu artigo que os custos de produção são determinados pelos *cost drivers* e existem três categorias:

- custos relacionados com a produção – usualmente combustíveis, eletricidade e produtos químicos, podendo ser incluída alguma manutenção;
- custos que variam com a quantidade de poços; e
- custos que são fixos no curto prazo, mas sujeitos a subir ou descer a longo prazo.

Esses autores sugerem que a parte fixa dos custos operacionais pode ser estimada em US\$ 50.000,00 / poço / ano (cinquenta mil dólares por poço por ano) para um poço que produz 7.500 barris por mês. Ou seja, a parte fixa do custo operacional fica em torno de US\$ 0,56 / barril produzido (cinquenta e seis centavos de dólar por barril produzido).

Para Rosenbaum (1985), o limite econômico é definido como a média de vazão diária da produção de óleo mínima necessária para igualar os custos com as receitas antes e/ou depois das taxações. Nesse artigo, o autor determina o limite econômico para projetos que não utilizam recuperação avançada, executados no estado de Alberta, Canadá. Para elaboração dos cálculos, foi considerado que os custos fixos de produção seriam de US\$ 3.000,00 / poço / mês (três mil dólares por poço ao mês) e os custos de produção variáveis seriam de US\$ 10,00 / m<sup>3</sup> (dez dólares por metro cúbico).

Macary e outros. (2000) utilizam a mesma definição de Rosenbaum (1985) para o limite econômico: “o limite econômico é definido como a média de vazão diária da produção de óleo mínima, necessária para igualar os custos com as receitas antes e/ou depois das taxações”. O limite econômico diário do campo pode ser dado pela seguinte fórmula:

$$(Q_{el})_t = \frac{i_{ne} \cdot (C_{nd})}{i_{nr} \cdot (P_o) - i_{ne} [C_o + (C_w) \cdot (RAO) + (C_g) \cdot (R_s)]} \quad (5)$$

onde:

$(Q_{el})_t$  = limite econômico (barris / dia);

$i_{ne}$  = juros do investimento (%);

$i_{nr}$  = juros do lucro (%);

$C_g$  = custo de processamento do gás (dólar);

$C_o$  = custo de processamento do óleo (dólar);

$C_w$  = custo de processamento da água (dólar);

$C_{nd}$  = custos fixos (dólar);

$P_o$  = preço do óleo (dólar / barril);

$R_s$  = razão gás-óleo produzidos (SCF / STB); e

$RAO$  = razão água/óleo;

Além do cálculo do limite econômico mencionado acima, Macary e outros. (2000) demonstram, através da Figura 01 a seguir, a divisão dos custos diretos da unidade plataforma 36 - El-Morgan. Nesta figura pode-se verificar a distribuição e alocação dos custos numa plataforma de produção.

Uma forma de entender como estão divididos os custos operacionais de uma empresa operadora pode ser encontrada em artigos técnicos ou em páginas na internet de empresas especializadas neste assunto. O Ziff Energy Group's, por exemplo, é uma empresa líder em consultoria mundial e possui o seu foco em duas áreas: exploração e produção (EeP) e serviços de gás. Possui mais de 100 clientes na área de EeP, cujo objetivo é realizar estudos comparativos em custos operacionais. Em um dos seus artigos publicados, (ZIFF ENERGY GROUP'S, 2000), o Ziff fez um estudo nas empresas operadoras da Bacia Permian nos Estados Unidos e dividiu o custo operacional nas seguintes parcelas: taxas, serviços nos poços, gastos com a eletricidade, reparos na superfície, manutenção e uma parcela onde são alocados os custos restantes. Desta forma, a empresa contratante da consultoria consegue identificar em qual destas parcelas existe um gasto excessivo, uma vez que são feitas duas comparações: uma com as empresas que possuem o menor valor desta parcela e outra com o valor médio das empresas existentes no banco de dados. A Figura 02 demonstra este tipo de gráfico elaborado pelo Ziff.

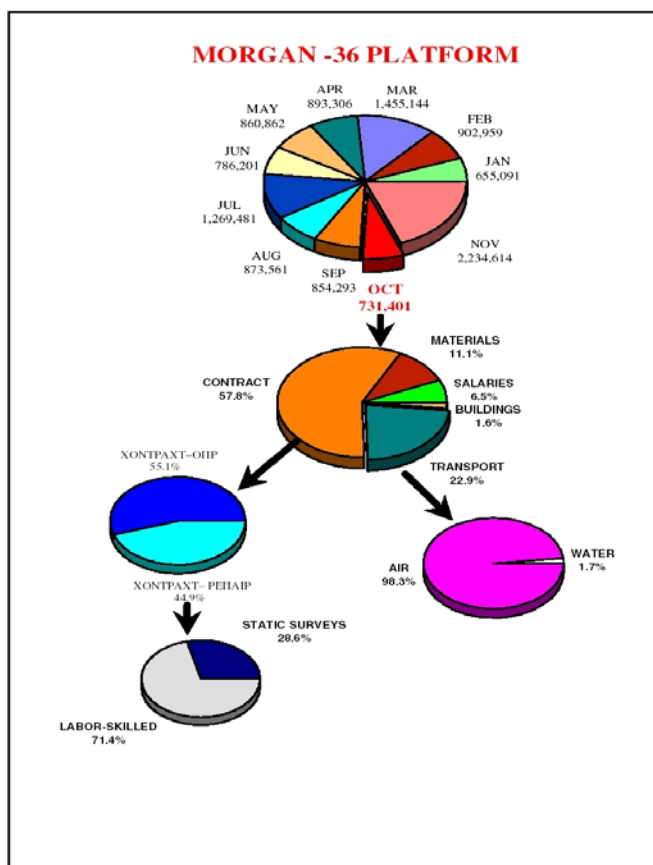


Figura 01 – Custos diretos do mês de outubro da plataforma 36 – El Morgan. (Macary e outros. 2000).

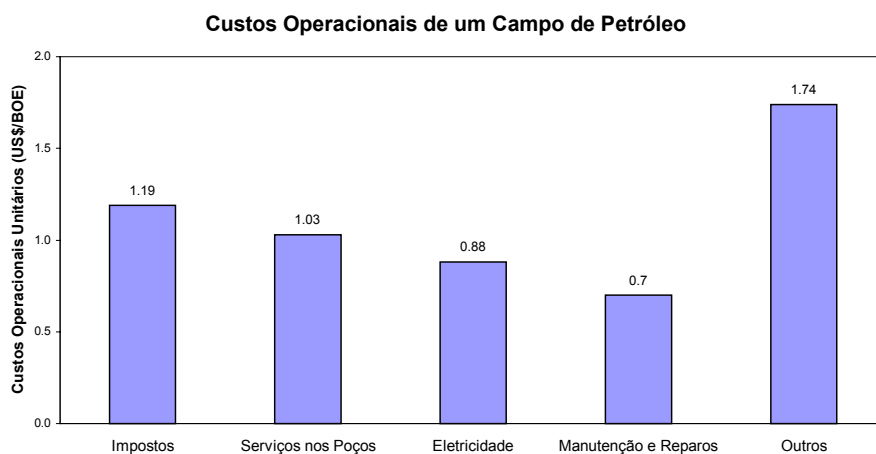


FIGURA 02 – Gráfico das principais parcelas que compõem o custo operacional (ZIFF ENERGY GROUP, 2000).

A Figura 03 apresenta o percentual representativo de cada uma destas parcelas em relação a todo o custo operacional.

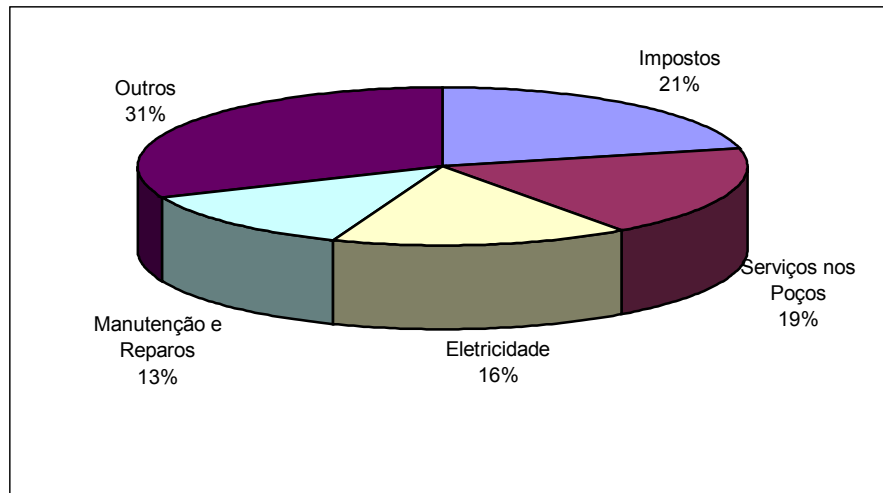


Figura 03 – Valor percentual das principais parcelas que compõem o custo operacional (ZIFF ENERGY GROUP, 2000).

Verifica-se na maioria dos artigos pesquisados a existência de alguns itens como eletricidade, manutenção e serviços que são considerados pelos autores como fundamentais para composição dos custos operacionais.

### 3. METODOLOGIA

A discussão sobre a conceituação de *campos maduros* e *campos marginais* no Brasil é extremamente nova, por isso, existe uma escassez de material bibliográfico nacional. Para a elaboração do conceito de maturidade e marginalidade foi utilizada a seguinte metodologia: pesquisa em artigos, pesquisa com acadêmicos e profissionais da indústria do petróleo, pesquisa bibliográfica internacional e nacional e dados coletados a partir de palestras técnicas.

A pesquisa em artigos técnicos foi basicamente realizada na página da *internet* da SPE (*Society of Petroleum Engineers*). A SPE é uma sociedade sem fins lucrativos, cujos principais interesses são os de congregar seus membros em reuniões periódicas locais e internacionais, para troca de experiências técnicas, além de publicar livros, periódicos e artigos sobre petróleo. Pesquisou-se nesses artigos o conceito de *campos maduros* e apenas alguns autores se propuseram a escrever uma definição objetiva. Após a análise dos artigos, verificou-se que, apesar de não possuir uma definição explícita, os autores tratavam, por algum motivo, os campos como maduros. Este motivo normalmente estava relacionado a uma característica do



campo que o autor associava à maturidade. As principais informações pesquisadas nos artigos foram:

- descoberta – ano em que o campo foi descoberto;
- início da produção – ano em que o campo iniciou a produção;
- quantidade de poços – quantidade e tipo de poços existentes no campo (poços produtores e injetores);
- OOIP – quantidade de óleo existente no reservatório ou campo na época da descoberta;
- reserva – quantidade de óleo que pode ser produzida economicamente de um reservatório ou campo;
- fator de recuperação – percentual do volume original que se espera produzir de um reservatório ou campo;
- produção acumulada – quantidade de hidrocarbonetos que já foi retirada do reservatório ou campo até uma determinada época;
- pico anual da produção – maior produção anual de óleo durante a vida do campo ou reservatório;
- produção atual – último dado disponível da produção diária do campo ou do reservatório;
- viscosidade;
- permeabilidade;
- porosidade;
- grau API;
- espaçamento entre poços – distância existente entre os poços do mesmo campo/reservatório; e
- área total – área produtiva total do campo;

Estas características foram colocadas em uma tabela constando todos os campos pesquisados para uma melhor visualização. Após esta etapa, elaborou-se um gráfico de barras com o objetivo de agrupar todas as características e visualizar quantitativamente cada uma delas para possíveis conclusões futuras.

Em alguns artigos não constavam as reservas dos campos estudados. Para fazer uma previsão destas reservas, utilizou-se o gráfico de produção em função do tempo, estimou-se uma vazão de abandono dos campos e a taxa de declínio dos mesmos, seguindo a tendência da produção atual. Encontrado o ano do término da produção, calculou-se a área abaixo da curva entre este ano e o último ano da produção real, obtendo-se assim uma estimativa para a reserva do campo.

Utilizando-se ainda a página da SPE, foi realizada uma pesquisa com profissionais cadastrados em grupos de discussão. Esses grupos agregam profissionais

especialistas que receberam e responderam, através de correio eletrônico um questionário. A questão “o que são *campos maduros* e *campos marginais*?” foi colocada nos seguintes grupos: elevação artificial, métodos EOR e IOR, engenharia de geologia, economia e reservas, caracterização de reservatórios e gerenciamento de reservatório. Todas as respostas obtidas foram catalogadas e analisadas em conjunto com as respostas da pesquisa descrita a seguir.

Uma segunda etapa no trabalho foi a realização de uma pesquisa através de um questionário para coletar o “entendimento da indústria” no que tange a *campos maduros* e *campos marginais*. O universo pesquisado foi composto de acadêmicos das principais universidades consideradas como referências no setor petrolífero (Universidade do Texas, Universidade de Stanford, Universidade de Waterloo, Universidade da Califórnia, Colorado School of Mines, Universidade de Tulsa, Universidade Heriot-Watt, Universidade de Oklahoma, Universidade de Leeds, Universidade de Regina, Universidade de Alberta, Escola de Minas de Paris, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Universidade de Campinas, Universidade Católica do Rio de Janeiro, Universidade Federal da Bahia e Universidade Salvador), de profissionais de órgãos reguladores e Institutos, Agência Nacional do Petróleo - ANP, Instituto Francês de Petróleo - IPF e Instituto Brasileiro de Petróleo – IBP, e de profissionais das seguintes empresas: Arco, Avante Resources, Azevedo e Travassos Petróleo, Bahiagás, Baker Hughes, Baldwin Associates, BJ, Boipeba, Cal Dive, Canadian Triton, CMG, Conterp, Core Lab, D B Robinson, Delba, Dos Amigos Engineers, DTI, Elpaso, EnCana Corporation, Engepet, Expetro, Frontier, GCA, Geco, GeoMechanics, Geral, GTEP, Halliburton, Hot, IFP, Impact, Intera, IPR, Kinder MorganStatoil, Laine e associates, Landmark, Lasmo, Mariner Energy, Meyer e Associates, MO e G, Murphy, New Bullet Group, Newfield, OGCI, Oil e Gás, Oxiteno, Pan Andean Resouces, PanCanadian, Parc, PDVSA, Penn Net, Perez Companc, Petrel, Petrobras, Petrocal, Petroserv, PGS, Phillips 66, Pinntech, PRSA, Queiroz Galvão Perfurações, RDS, Santa Fé Energy Resouces, Santa Fé Synder Corporation, Schlumberger, Shell, Sotep, Starfish Oil e Gás, Teikoku Oil, Texaco, TNO-NITGHeights Energy Corporate, Total, TotalFinaElf, T-Surf Corporation, Union Texas Petroleum, Unocal, VNIIGeosystem, Weatherford, WellDynamics, Western, W. Washington e Ziff.

O questionário enviado foi composto por questões abertas que deram condições ao pesquisado de discorrer espontaneamente sobre o conceito de *campos maduros* e *campos marginais*. O objetivo desta forma de questionário é obter respostas de livre deliberação, sem limitações e com linguagem própria para que se possa detectar melhor as opiniões dos pesquisados. O questionário foi enviado via correio eletrônico e constava das seguintes questões:

- conceito de campos maduros;
- conceito de campos marginais;
- formação acadêmica do entrevistado;
- anos de experiência na indústria petrolífera;
- tipo de companhia em que trabalha; e

- tipo de cargo que ocupa.

Após a análise das respostas, foram coletadas as definições e as características relacionadas à definição de *campos maduros* e *campos marginais* de cada entrevistado. Para *campos maduros*, foram coletadas cerca de 11 características e plotadas num gráfico de barras para análises e conclusões posteriores (ver Figura 4).

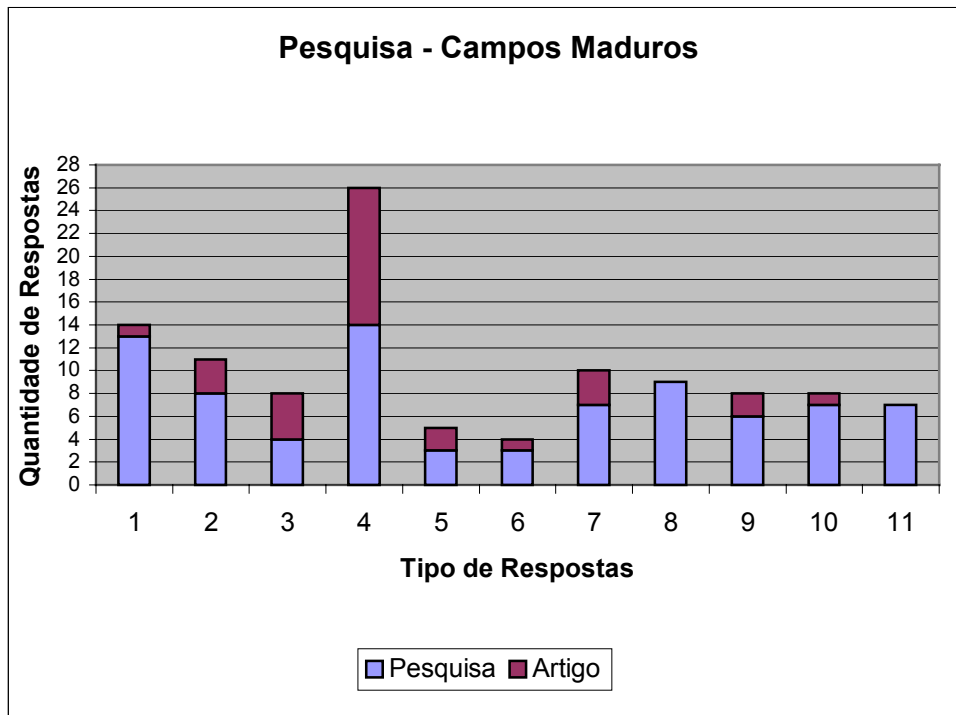


Figura 04 – Gráfico das características obtidas para conceituação de campos maduros por intermédio da pesquisa com profissionais e artigos técnicos.

#### LEGENDA

- 1 – Reservas atuais
- 2 – Produção em declínio
- 3 – Produção reduzida
- 4 – Sob recuperação secundária / terciária
- 5 – Alto BSW
- 6 – Passou pelo pico de produção
- 7 – Tempo de produção
- 8 – Estágio avançado de exploração
- 9 – Economicidade
- 10 – Campo muito bem definido
- 11 – Outros

Uma outra forma utilizada para coletar o “entendimento da indústria” foi através de palestras técnicas. Goulart (2002), gerente da W. Washington, pequena operadora detentora de uma concessão de campos maduros em produção, ministrou uma palestra no auditório da Universidade Salvador intitulada “Situação dos *Campos Maduros* Operados pela W. Washington na Bacia do Recôncavo”. Dados dos campos operados por esta empresa foram disponibilizados e alguns questionamentos sobre o tema *campos maduros* foram respondidos. Esses esclarecimentos foram de vital importância, uma vez que só houve duas empresas arrematadoras desses campos no último leilão, portanto, além da Petrobras, são as únicas operadoras existentes. As principais dúvidas respondidas foram a respeito das características dos campos, incentivos recebidos, situação antes e após o início da produção pelas novas operadoras, mão de obra utilizada e outras.

Outra palestra foi proferida por Monteiro (2002), então diretor de E&P da ANP, cujo tema foi “Desenvolvimento do mercado de *campos marginais*”, gerando esclarecimentos, principalmente relacionados à agência reguladora. Os principais pontos da apresentação foram: o mercado para a operação desses campos no Brasil, incluindo a sua atual forma de concessão, e a utilização de uma parceria, autorizada pela ANP, para prestação de serviços de exploração em alguns campos da Bacia do Recôncavo Baiano.

De posse de todos os dados coletados, foram analisadas as principais características e conceituações existentes para *campos maduros* e *campos marginais* com o objetivo de embasar as conceituações propostas.

#### **4. PROPOSTA PARA CONCEITUAÇÃO DE CAMPOS MADUROS**

Observa-se na Figura 04 que a maioria das respostas recebidas relacionam campos maduros à situação das reservas atuais, estar sob recuperação secundária ou terciária e ter a sua produção em declínio. A quantidade de respostas recebidas e artigos encontrados citando essas características, mostra uma tendência a utilização destas numa definição a ser proposta.

Não foram encontrados artigos cujo objetivo fosse a conceituação de *campos maduros*. As conceituações, na maioria das vezes, apareceram como forma de explicação da maturidade do campo em questão. Outras vezes, nenhuma tentativa de conceituação era feita, ficando apenas identificadas algumas características produtivas, através das quais, o autor determinava a maturidade do campo.

À semelhança da definição de óleo pesado (óleo com densidade menor que 20 graus API), toda definição determinativa corre o risco de excluir ou incluir valores próximos ao valor estipulado como padrão. Conforme mencionado anteriormente, a conceituação de *campos maduros* deve ser elaborada de forma a deixar uma margem mínima à dubiedade interpretativa do campo em questão. Para a conceituação de *campos maduros*, serão utilizados os seguintes parâmetros: produção acumulada e reservas atuais. Esses parâmetros possuem um valor preciso que é informado a-

nualmente à ANP e, a partir deles, conclui-se que o grau de exploração pode ser bem determinado pela seguinte relação:

$$\alpha = \frac{Np}{Npt} \cdot 100 \quad (6)$$

onde:

$\alpha$  = percentagem de reservas explotadas;

$Np$  = produção acumulada do campo; e

$Npt$  = produção acumulada do campo somada às reservas atuais

Utilizando esses parâmetros do campo determina-se o valor percentual de  $\alpha$ . Se  $\alpha \geq X\%$ , o campo é maduro. Se  $\alpha < X\%$ , o campo não é maduro.

## DETERMINAÇÃO DO VALOR DE X

A determinação do valor de X é de fundamental importância para a conceituação proposta. Este valor deve estar situado na linha de fronteira entre a maturidade e a não maturidade do campo. Para sua determinação, foram utilizados os dados coletados a partir de campos referidos pelos autores dos artigos pesquisados, considerados como maduros.

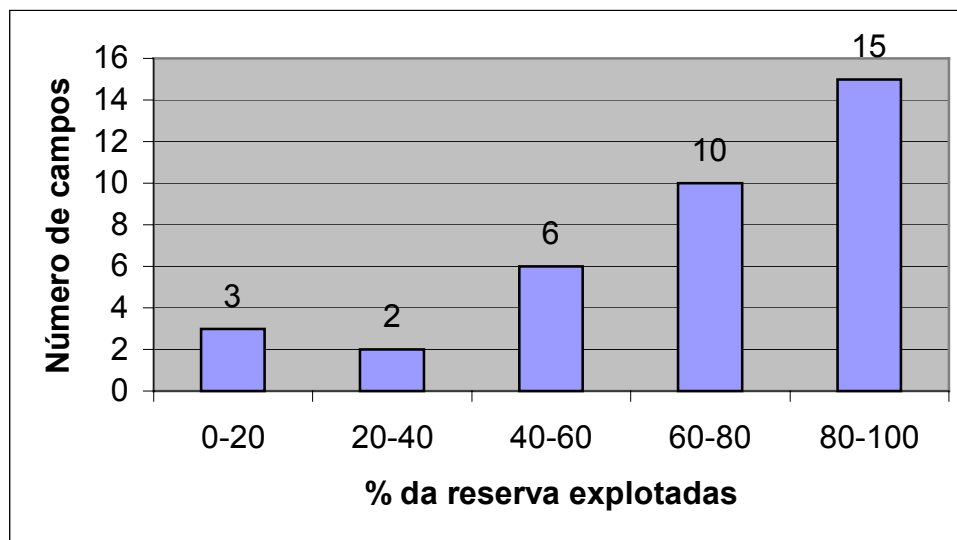


FIGURA 05 – Gráfico do número de campos pelo percentual da reserva explotada.

Através desse gráfico observa-se que a maioria dos campos ditos maduros pelos autores já produziram mais de 60 % das suas reservas. Ou seja, valores acima de 60 % certamente indicam que o campo é maduro. Faz-se necessário porém estimar um valor que determine o início da maturidade do campo. Para facilitar a visualização das tendências de crescimento das reservas explotadas, foi confeccionado um gráfico das freqüências acumuladas dos campos.

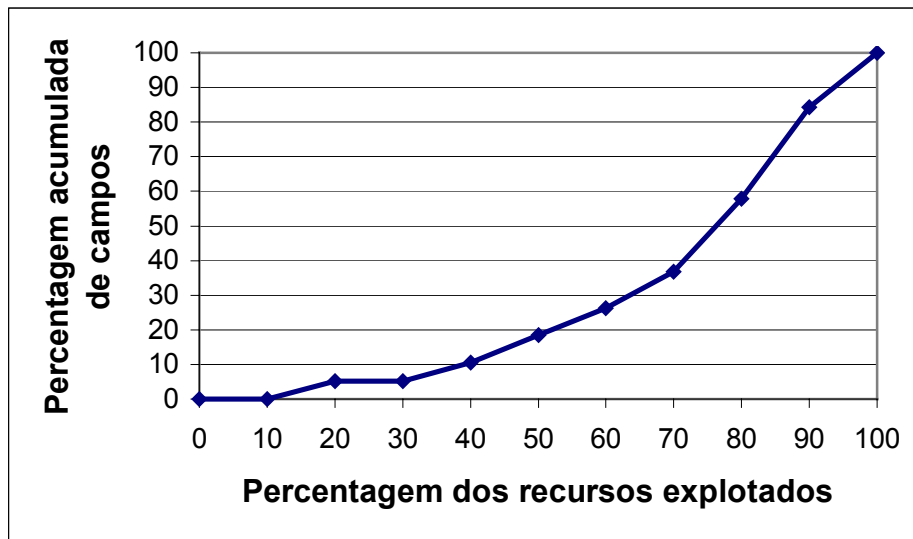


FIGURA 06 – Frequência acumulada de campos considerados maduros em função da porcentagem de recursos explorados (Elaboração própria).

Nota-se, em análise feita das Figuras 05 e 06, a existência de alguns campos pesquisados com percentagens de reserva inicial já exploradas abaixo de 60 %. Analisados os campos com valores entre 40 e 50 % das reservas iniciais já exploradas, verifica-se uma série de características relacionadas à maturidade como: sob recuperação secundária e terciária, bem definidos, com a produção em declínio dentre outras. Os campos com valores entre 40 e 50 % são: campo Algyo na Hungria, campo El Furrial, na Venezuela e campo St. Joseph na Malásia

Já os campos com valores abaixo de 40 % são os seguintes: Fazenda Rio Branco e Sauípe localizados na Bacia do Recôncavo, no Brasil, e adquiridos pela W. Washington, através do processo licitatório desenvolvido pela Petrobras em 2000 (Petrobras, 2000). A licitação dessas áreas não foi feita levando-se em consideração os campos individualmente e, sim, um pacote, denominado Grupo de Campos. Para cada Grupo de Campos, a Petrobras tentou misturar campos com características diferentes, tais como: tamanho, economicidade (segundo a avaliação da empresa) e outras. O Grupo onde estava o campo de Sauípe ainda possuía mais três campos: Santana, Fazenda Rio Branco e Fazenda Santo Estevão. De acordo com a definição proposta, esses campos teriam os seguintes valores de  $\alpha$ : Fazenda Rio Branco  $\alpha = 15\%$ , Sauípe  $\alpha = 33\%$ , Fazenda Santo Estevão  $\alpha = 71\%$  e Santana  $\alpha = 97\%$ . Nota-se, assim, que os campos de Sauípe e Fazenda Rio Branco foram agrupados com os demais, com o provável objetivo de tornar o bloco mais atrativo para o futuro operador.

Outro campo situado nesta faixa percentual é o Chicotepec, no México. Este foi caracterizado por Cheatwood e Gusman (2002) como uma área madura devido à sua baixa margem econômica. Mais uma vez os conceitos de maturidade e marginalidade são confundidos. A maturidade deve ser relacionada às propriedades físicas

do campo, enquanto a economicidade, com a marginalidade. Utilizando a definição proposta obtém-se  $\alpha = 12\%$ . Portanto, o campo não poderia ser classificado como maduro. No artigo escrito sobre o campo Chicotepec, é feita uma comparação com o campo Spraberry (Texas), que, utilizando a definição proposta, possui  $\alpha = 70\%$ , sendo, por isso, classificado como maduro. Segundo o autor, apesar de possuir características físicas semelhantes às do campo Spraberry, o campo Chicotepec não foi desenvolvido da mesma forma, causando assim essa grande diferença entre as reservas explotadas.

O campo Jorang, localizado na Sumatra, foi classificado como maduro segundo Santos e outros, (2001), por ainda poderem ser identificadas oportunidades de incremento de reservas. Com o avanço tecnológico existente na atualidade, grande parte dos campos em produção poderiam ser classificados como maduros, segundo essa conceituação, independente das outras propriedades existentes.

Conclui-se que, os campos Fazenda Rio Branco, Sauípe, Chicotepec apesar de serem classificados pelos autores como maduros, não apresentam características de maturidade. Retirados esses campos do gráfico da frequência acumulada, observa-se na Figura 07 uma situação um pouco diferente.

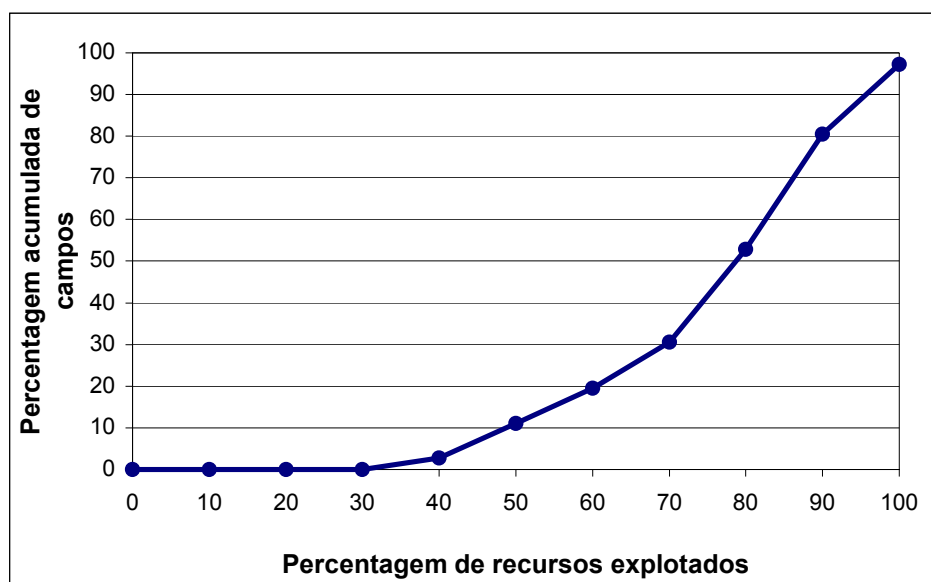


FIGURA 07 – Frequência acumulada de campos considerados maduros em função da porcentagem de recursos explotados retirados os campos que não se enquadraram na definição proposta (Elaboração própria).

A partir desse gráfico, verifica-se uma tendência de crescimento da quantidade de campos após o valor de 40%. Analisada essa tendência, optou-se por adotar esse valor como limiar de maturidade. Sendo assim, os campos possuidores de um  $X \geq 40\%$  serão considerados como maduros e os campos possuidores de um  $X < 40\%$  serão considerados não maduros.

A partir da Figura 07 verifica-se uma tendência de crescimento da quantidade de campos após o valor de 40 %. Analisada essa tendência, optou-se por adotar esse valor como limiar de maturidade. Sendo assim, os campos com  $X \geq 40\%$  serão considerados como maduros.

## 5. PROPOSTA PARA CONCEITUAÇÃO DE CAMPOS MARGINAIS

Em dissertação de mestrado, Schioezer (2002) diz "...o MMS indica como candidatos a *royalty relief* (alívio de royalty) todos aqueles concessionários que tenham receitas inadequadas para continuarem produzindo". O MMS (*Minerals Management Service*) é o órgão responsável nos Estados Unidos por regular os campos *onshore* em reservas, parques nacionais e áreas indígenas, bem como as áreas *off-shore* fora da plataforma continental.

Da mesma forma que para o MMS, poderão ser candidatos a classificar os seus campos como marginais todos os concessionários que tenham receitas inadequadas para continuarem produzindo e conseqüentemente estejam enquadrados na definição proposta. A análise quanto à marginalidade do campo não pode ser feita levando em consideração qual a empresa operadora, pois, assim, poder-se-ia ter um mesmo campo classificado como marginal e não marginal, dependendo da empresa que o opere. Por isso, na conceituação proposta apenas será levado em consideração o custo para produção do óleo, desconsiderando qualquer outro fator que possua dependência com o tamanho da companhia operadora e indiretamente impacte na composição dos custos de produção. Esta definição proporá que o concessionário faça uma composição dos seus custos de produção, transforme-os em uma Vazão de Equilíbrio Financeiro (VEF) e compare este valor com a produção real do campo.

Após analisadas todas as propostas de conceituação para marginalidade, encontradas e observadas algumas particularidades dos campos *onshore* brasileiros, optou-se por elaborar uma fórmula que definisse os *campos marginais* utilizando-se os seguintes parâmetros: quantidade de poços, profundidade dos poços, vazão de óleo, vazão de água, vazão de gás, preço de venda do óleo, taxa média de rentabilidade das empresas petrolíferas, custos fixos diretos e custos com intervenções de manutenção em poços. A seguir serão analisados esses parâmetros.

**Preço de venda do óleo** – este preço será uma média dos últimos quatro meses do preço de venda de óleo sugerido pela ANP para cada campo em estudo. Esta média móvel será utilizada com o objetivo de amortecer variações no preço do óleo, que algumas vezes é influenciado por fatores externos como guerras e greves nos grandes centros produtores. Tem-se como exemplo desta variação a recente greve dos petroleiros da estatal venezuelana PDVSA e a guerra entre os EUA e o Iraque, que levaram o preço do barril de óleo do patamar de US\$ 20,00 para um patamar acima dos US\$ 35,00. Este valor médio será utilizado para dividir a parcela referente aos cálculos realizados. A parcela terá um valor final em dólar americano, que, dividido por dólar americano por metro cúbico, restará apenas a unidade de volume. O valor calculado será comparado com a produção real do campo e determi-



nado se o campo é marginal ou não. Deste valor do preço de venda, será abatido um percentual referente aos *royalties*, PIS, COFINS, ICMS, CPMF, pagamento ao superficiário e aluguel da área.

**Custo fixo** – para cálculo dos custos de produção, faz-se necessário determinar a parte fixa desses custos. Mesmo sem produzir, o campo possui custos como: pagamento de vigilantes, eletricidade e aluguel de área. Para o cálculo desse valor, será utilizado um gráfico elaborado a partir de dados extraídos do artigo elaborado por Martinez (2001), conforme ilustra a Figura 08.

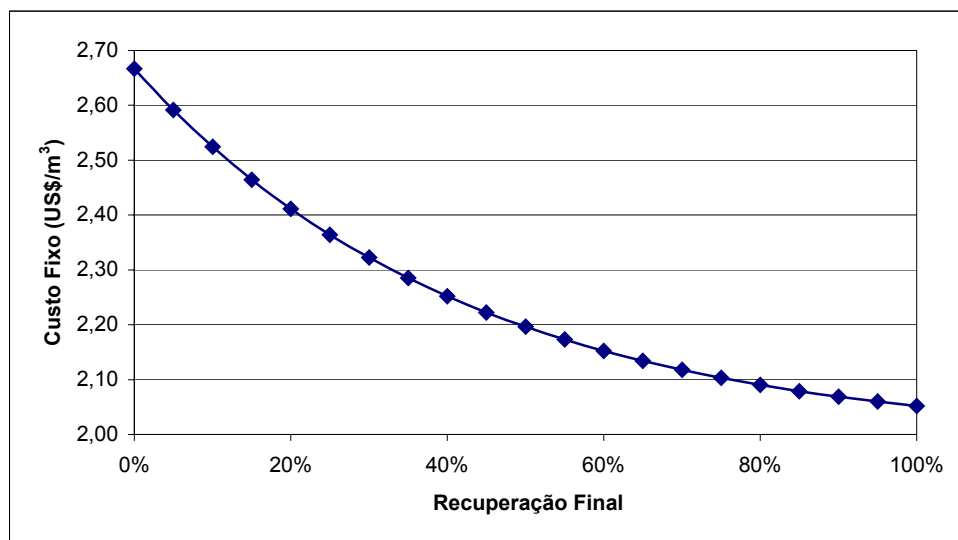


FIGURA 08 – Custos fixos operacionais em função da percentagem da recuperação do campo segundo Martinez, 2001(Elaboração própria).

Utilizando esta metodologia, o custo fixo estará relacionado diretamente com a percentagem da reserva inicial já produzida. Após retirado do gráfico, o valor do custo será multiplicado pela produção do campo em um mês, ficando a parcela dos custos fixos escrita da seguinte forma:

$$(q_o + q_a) \cdot C_f$$

onde:

$q_o$  = vazão de óleo (m³/mês);

$q_a$  = vazão de água (m³/mês); e

$C_f$  = custo fixo em função da recuperação final, extraído da Figura 21 (US\$/m³).

**Vazão de água** – o custo com a vazão de água está relacionado com o tratamento do óleo. A Petrobras (2002) sugere no Edital Internacional de Licitação E e P – CORP Nº 001/2002, o seguinte valor para o tratamento do óleo: US\$ 6,18 por metro cúbico para óleo com  $1 < \text{BSW} \leq 5 \%$ ; US\$ 10,82 por metro cúbico para óleo com  $5 < \text{BSW} \leq 30 \%$ ; e US\$ 15,45 por metro cúbico para óleo com  $\text{BSW} > 30$ . Porém, para que esses valores pudessem ser crescentes em função do BSW e não linear num intervalo, fez-se uma interpolação logarítmica. O gráfico elaborado é mostrado na Figura 09, onde  $\beta$  (beta) é o valor do custo de tratamento do óleo.

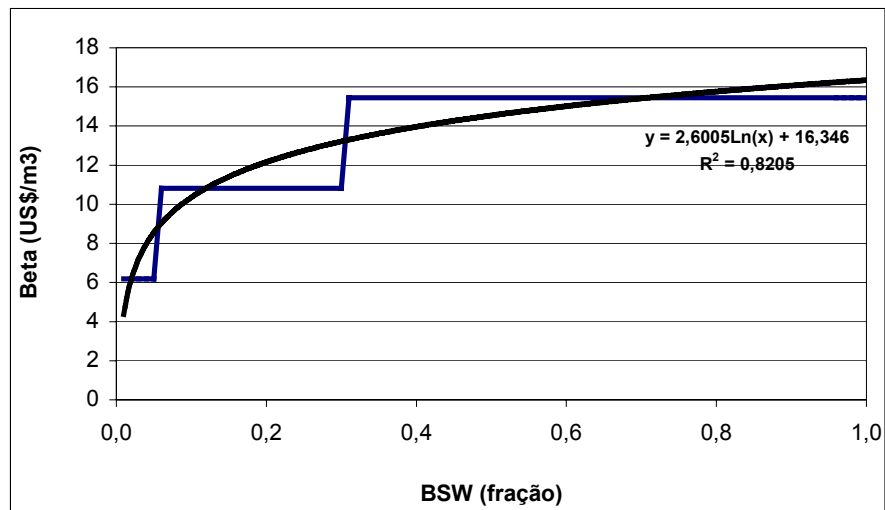


FIGURA 09 – Valor a ser pago pelo tratamento do óleo em função do BSW (Elaboração própria).

A parcela devida a produção de água na equação de determinação da marginalidade será dada por:

$$(q_o + q_a) \cdot \beta$$

onde:

$q_o$  = vazão de óleo ( $\text{m}^3/\text{mês}$ );

$q_a$  = vazão de água ( $\text{m}^3/\text{mês}$ ); e

$\beta$  = valor pago pelo tratamento em função do BSW (US\$ /  $\text{m}^3$ ).

**Profundidade dos poços** – a profundidade dos poços está ligada diretamente à energia gasta para elevar o líquido à superfície. Para determinar o valor do Me-

ga Watt hora (MWh) gasto para elevar um metro cúbico de líquido, foi utilizada a metodologia elaborada por Schimidt, (2003):

- é necessário obter o valor da densidade média do líquido produzido em  $\text{kg} / \text{m}^3$ ;
- o valor da densidade será multiplicado pela profundidade média dos poços produtores do campo, em metros (m);
- este novo valor será multiplicado pela constante:  $2,724 \times 10^{-9}$  MWh/(m.kg). Esta parcela será multiplicada pela soma da vazão de óleo com a vazão de água, determinando assim a quantidade necessária de MWh para elevar um metro cúbico de líquido. Vale salientar que esse valor é válido para uma eficiência de 100 % e, como este não representa um valor real, será considerada uma eficiência de 75 %, necessitando-se assim, dividir o resultado por 0,75 para se obter o resultado final; e
- de posse do valor em MWh, este será multiplicado pelo valor da tarifa de energia elétrica paga pelo produtor.

A parcela da densidade média do líquido será expressa a seguir:

$$d = \frac{q_o \cdot d_o + q_a \cdot d_a}{q_o + q_a}$$

onde:

$d$  = densidade média do líquido ( $\text{kg} / \text{m}^3$ );

$d_o$  = densidade do óleo ( $\text{kg} / \text{m}^3$ );

$d_a$  = densidade da água ( $\text{kg} / \text{m}^3$ );

$q_o$  = vazão de óleo ( $\text{m}^3/\text{mês}$ ); e

$q_a$  = vazão de água ( $\text{m}^3/\text{mês}$ );

Assim, a parcela referente ao cálculo do custo da energia necessária para elevar um metro cúbico de líquido é dada pela seguinte parcela:

$$\frac{(q_o + q_a) \cdot (d \cdot p \cdot 2,724 \cdot 10^{-9})}{0,75} \cdot \phi$$

onde:

$d$  = densidade média do líquido (kg / m<sup>3</sup>);

$p$  = profundidade média dos poços do campo (m);

$q_o$  = vazão de óleo (m<sup>3</sup>/mês);

$q_a$  = vazão de água (m<sup>3</sup>/mês);

$\phi$  = valor pago pela tarifa de energia elétrica (US\$ / MWh); e

$2,724 \times 10^{-9}$  = constante (MWh / m.kg).

**Vazão de gás** – os gastos relacionados à vazão de gás num campo estão basicamente relacionados com a compressão para o transporte deste. Sendo assim, a principal variável impactante é o custo de energia elétrica para comprimir o gás. Considerou-se para o cálculo da potência do compressor que o gás seria separado a uma pressão de 70 psi e comprimido até 450 psi, pressão considerada suficiente para transportar o gás até a planta de tratamento. Dependendo da distância, do diâmetro da vazão de gás e da pressão na entrada da planta, pode-se utilizar equações tais como a de Weymouth (Weymouth, 1912), para o cálculo da pressão necessária na entrada do gasoduto.

Neste trabalho, serão utilizadas as seguintes considerações para o cálculo da potência do compressor:

- Pressão de entrada no gasoduto – 450 psi;
- Pressão do separador – 70 psi
- Diâmetro da instalação adequado.
- De posse desses dados, calculou-se a taxa de compressão utilizando a fórmula a seguir (Katz e outros, 1959):

$$hp = \frac{T_s}{T_o} \frac{3.03P_o}{E_m} \frac{k}{k-1} \left( R^{(k-1)/k} - 1 \right) + 3.5 \quad (7)$$

onde:

$hp$  = potência (hp por MMcf / d de gás);

$T_s$  = temperatura base (°R);

$T_o$  = temperatura de sucção (°R);

$P_o$  = pressão base (psia);  
 $k$  = razão entre calores específicos ( $C_p/C_v$ );  
 $R$  = razão de compressão; e  
 $E_m$  = eficiência mecânica.

Considerando:

$P_o$  = 14.735 psia  
 $T_o$  = 520 °R  
 $T_s$  = 520 °R  
 $k$  = 1,3  
 $E_m$  = 0,92

Obtêm-se assim o valor de 411 HP, para se comprimir 100.000 m<sup>3</sup>/dia de gás. Para cálculos de valores diferentes de vazão, é necessário fazer uma regra de três simples e encontrar os valores procurados para a potência necessária. De posse do valor da potência, converte-se a potência em kiloWatts (1 HP = 0,746 kW) e posteriormente em MegaWatts (1 KW = 0,001 MW).

A parcela referente ao custo de compressão do gás é a obtida da expressão:

$$q_g \cdot 7,358544 \cdot 10^{-5} \cdot \phi$$

onde:

$q_g$  = vazão mensal de gás (m<sup>3</sup> / mês);  
 $7,358544 \cdot 10^{-5}$  = constante (MWh / m<sup>3</sup>); e  
 $\phi$  = valor pago pela tarifa de energia elétrica (US\$ / MWh);

**Manutenção em poços** – Os gastos relacionados com a manutenção dos poços serão calculados utilizando o *Mean Time Between Failures* (MTBF), que corresponde ao intervalo de tempo gasto entre as intervenções de manutenção nos poços. O engenheiro de petróleo da Petrobras, Dr. João Cândido Batista Campos, foi consultado e relatou que, na prática, os campos *onshore* da Bacia do Recôncavo necessitam de uma intervenção anual para os poços produtores e uma intervenção a cada dois anos para os poços injetores, ficando o custo destas intervenções em torno de

US\$ 15.000,00 cada (Campos, 2003). Este valor varia com a profundidade do poço, mas nesta proposta será considerado um valor médio tomado em função dos campos da Bacia do Recôncavo. Sendo assim, será considerado o valor de US\$ 1.250,00 por mês para cada poço produtor e US\$ 625,00 por mês para cada poço injetor do campo. A parcela referente à manutenção será descrita da seguinte forma:

$$(\gamma \cdot n_p) + (\mu \cdot n_i)$$

onde:

$\gamma$  = custo das intervenções de manutenção em poços produtores (US\$ / mês / poço);

$\mu$  = custo das intervenções de manutenção em poços injetores (US\$ / mês / poço);

$n_p$  = quantidade de poços produtores do campo; e

$n_i$  = quantidade de poços injetores do campo.

**Rentabilidade** – Uma taxa de rentabilidade deve ser utilizada para dar uma margem de lucro à empresa operadora. Este valor deve ser determinado pela Agência Reguladora. Esta parcela será indicada na formulação proposta como  $T_r$ .

**Outros** – os custos relacionados a esta parcela são aqueles de menor valor que somados representam uma parcela significativa no total. Este valor deve ser determinado pela agência reguladora.

Sendo assim, a equação proposta para definir o VEF (vazão de equilíbrio financeiro) e conseqüentemente conceituar campos marginais é a seguinte:

$$VEF = \left[ \frac{(q_o + q_a) \cdot \left( C_f + \beta + \frac{\left( \frac{d_o \cdot q_o + d_a \cdot q_a}{q_o + q_a} \right) \cdot p \cdot \phi \cdot 2,724 \cdot 10^{-9}}{0,75} \right) + q_a \cdot \phi \cdot 7,358544 \cdot 10^{-5} + (\gamma \cdot n_p) + (\mu \cdot n_i)}{\bar{P} \cdot \left[ 1 - \left( 1 + \frac{CPMF}{100} \right) \cdot \left( \frac{PIS + Roy + COFINS + ICMS + PS}{100} \right) \right] - \left( 1 + \frac{CPMF}{100} \right) \frac{PA}{q_o}} \right] \cdot \left( 1 + \frac{T_r}{100} \right) \cdot \left( 1 + \frac{OT}{100} \right) \quad (8)$$

onde:

$VEF$  = vazão de equilíbrio financeiro ( $m^3 / \text{mês}$ );

$q_o$  = vazão de óleo ( $m^3 / \text{mês}$ );

$q_a$  = vazão de água ( $m^3 / \text{mês}$ );

$C_f$  = custo fixo em função da recuperação final, (US\$ /  $m^3$ );

$\beta$  = valor pago pelo tratamento do óleo em função do BSW (US\$ /  $m^3$ );

$d_a$  = densidade da água ( $kg / m^3$ );

$d_o$  = densidade do óleo ( $kg / m^3$ );

$p$  = profundidade média dos poços do campo (m);

$\phi$  = valor pago pela tarifa de energia elétrica (US\$ / MWh);

$2,724 \times 10^{-9}$  = constante (MWh / m.kg);

$q_g$  = vazão mensal de gás ( $m^3/\text{mês}$ );

$7,358544 \cdot 10^{-5}$  = constante (MWh /  $m^3$ );

$\gamma$  = custo das intervenções de manutenção em poços produtores (US\$ / mês / poço);

$\mu$  = custo das intervenções de manutenção em poços injetores (US\$ / mês / poço);

$n_p$  = quantidade de poços produtores do campo;

$n_i$  = quantidade de poços injetores do campo;

$T_r$  = taxa de rentabilidade das empresas petrolíferas (%);

$OT$  = valor referente à parcela outros (%);

$PA$  = valor pago pelo aluguel da área (US\$);

$\bar{P}$  = média móvel de quatro meses do preço de venda do óleo para o campo em estudo, segundo a ANP (US\$ /  $m^3$ );

CPMF = contribuição provisória sobre movimentação financeira (%);

PIS = programa de integração social (%);

COFINS = contribuição para financiamento da seguridade social (%);

ICMS = imposto sobre circulação de mercadorias e serviços (%);

Roy = royalties (%);

$PS$  = pagamento ao superficiário (%); e

$OT$  = outros (%)

A vazão calculada, utilizando-se os parâmetros descritos anteriormente, será denominada “Vazão de Equilíbrio Financeiro” (VEF). Esta vazão informa o ponto em que o campo está mudando a tendência, ou seja, entrando ou saindo da marginalidade. Para que estes campos não fiquem expostos a variações entre o ponto de marginalidade ou não (VEF), é necessário que a agência reguladora determine um intervalo em que o campo possa ser classificado como marginal. Sugere-se neste trabalho que este valor seja 5 % acima e abaixo da VEF conforme explicitado na FIGURA 10.

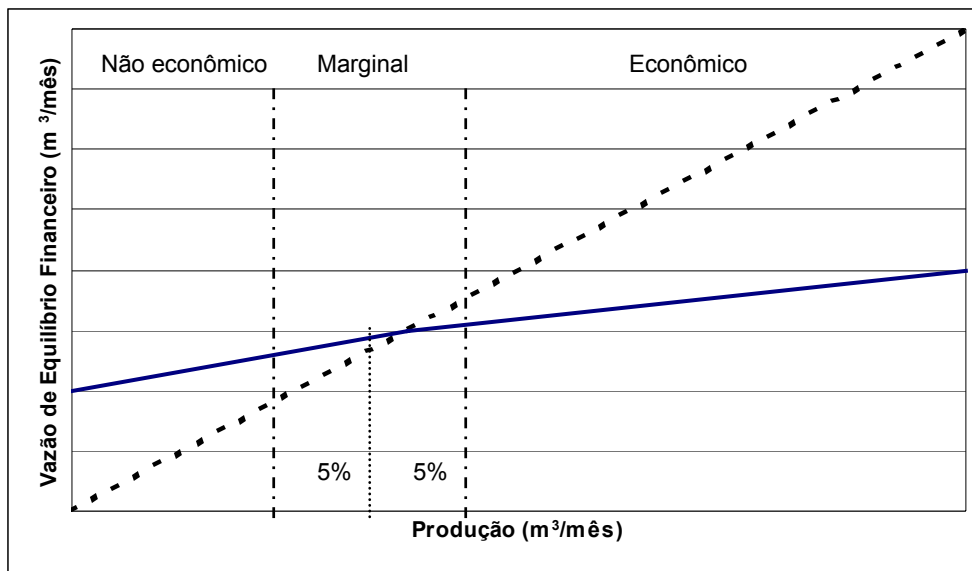


Figura 10 – Determinação do intervalo do limite de marginalidade (elaboração própria)

A intersecção entre a linha pontilhada e a curva de produção informa o ponto exato em que a VEF e a produção mensal do campo em estudo são iguais. Sendo assim, os campos com produção mensal abaixo do intervalo de 5 % em relação a VEF seriam classificados como “não econômicos”, os campos dentro deste intervalo seriam “marginais” e os campos com produção mensal acima do intervalo seriam classificados como “econômicos”.

## 6. CONCLUSÕES

A operação em *campos maduros* e em *campos marginais* atualmente é realizada em diversos países produtores de petróleo. Em alguns deles, existem políticas



específicas para fomentar e prolongar a comercialidade desses recursos. Como se nota um provável movimento similar no Brasil, uma vez que já foram realizados e pretende-se realizar outras licitações e contratos de prestação de serviços em *campos maduros* e *campos marginais*, é necessário fazer uma revisão do arcabouço regulatório atual, a começar pela definição de cada um deles. A tendência normal é que esta política seja estabelecida, gerando assim um novo mercado no setor petrolífero nacional. Este novo mercado implantado beneficiará principalmente a sociedade através de aspectos como: aumento dos recolhimentos governamentais, aumento dos recebimentos pelos proprietários das terras, absorção de mão-de-obra, revitalização da economia, dentre outros.

Dentro deste novo cenário, uma definição determinativa de *campos maduros* e de *campos marginais* é de fundamental importância, pois classificará esses campos, não dando margem à duplicidade interpretativa. Conseqüentemente, diminui-se assim a possibilidade de incentivar um campo sem necessidade de incentivo ou não incentivar um campo que necessite desses artifícios para continuar produzindo. Um exemplo recente desta confusão de conceitos aconteceu no processo licitatório promovido pela Petrobras em 2001.

A definição proposta para *campos maduros* é uma relação simples entre a produção acumulada e o volume recuperável de óleo. Através do equacionamento desses parâmetros, buscou-se englobar a maioria das características mencionadas pelos entrevistados e artigos técnicos tais como: estágio atual de exploração; reserva atual; estar sob recuperação secundária ou terciária; tempo de produção, dentre outras.

Após analisados todos os artigos encontrados, nos quais os valores desses parâmetros foram publicados, determinou-se o valor da relação em 40 %, definindo-se assim, como *campos maduros* todos os campos que possuam um valor maior ou igual a este valor limite.

Devido às dificuldades encontradas para obter dados referentes à reserva e produção acumulada dos campos brasileiros, optou-se por fazer uma pesquisa na literatura mundial para obtenção desses dados em campos considerados maduros pelos autores. O universo pesquisado foi cerca de 80.000 artigos técnicos encontrados na página da *internet* do SPE. Deste número global, cerca de 900 artigos tratavam, de alguma forma, de *campos maduros*, e 34 mencionavam os parâmetros utilizados na fórmula proposta.

Para os *campos marginais*, a principal característica comentada pelos pesquisados e encontrada nos artigos técnicos foi a economicidade do campo. O primeiro fator a ser eliminado numa proposta de conceituação para *campos marginais* é o tipo do operador (pequeno, médio, multinacional, etc.). Numa definição, com o objetivo de utilização regulatória não pode influir o tipo de operador como fator condicionante para a marginalidade do campo. Por este motivo, na proposta de definição para os *campos marginais*, utilizou-se o custo total de elevação do campo, eliminando-se assim o fator "tipo da companhia operadora". Os principais parâmetros utilizados para a formulação foram: vazão de líquidos e de gás; custo para o tratamento da água

e compressão do gás; custo com a energia para elevação dos líquidos; manutenção dos poços; participações governamentais; taxa de rentabilidade das empresas petrolíferas; e preço de venda do óleo produzido no campo em estudo.

Através desses parâmetros, pôde-se chegar a uma vazão mensal de óleo calculada, denominada Vazão de Equilíbrio Financeiro (VEF), que, igualada a vazão de óleo real, determina o ponto de marginalidade do campo. Para que o campo não sofra muitas interferências na sua classificação num curto espaço de tempo, principalmente em função de variações bruscas dos parâmetros utilizados na definição, criou-se um intervalo de marginalidade. Nesta dissertação este valor foi determinado em 5 % acima e abaixo da VEF (FIGURA 12). Os campos com produção abaixo de 5 % da VEF serão denominados campos “Não Econômicos” e são aqueles que podem ser cobertos por algum tipo de incentivo produtivo. Já os campos com produção acima de 5 % da VEF são denominados “Econômicos” e assim como os classificados dentro da faixa de “Marginal” não necessitam de incentivos para continuar produzindo.

Para que a marginalidade desses campos seja freqüentemente acompanhada pela Agência Reguladora, as companhias operadoras devem fazer o cálculo proposto trimestralmente e entregar este relatório a ANP.

Assim, os *campos maduros* e os *campos marginais* brasileiros podem ser classificados de forma determinística, não dando qualquer abertura para uma duplicidade interpretativa. Todos os parâmetros utilizados nas definições propostas são dados acessíveis à Agência Reguladora, que poderá ratificar e validar a classificação dos campos em estudo.

Após classificados, os *campos maduros* e os *campos marginais* brasileiros devem possuir uma política regulatória específica. Os *campos maduros*, por exemplo, são campos que, apesar de menos rentáveis do que no início das suas vidas produtivas, ainda são lucrativos e, enquanto tiverem nesta condição, não necessitam de incentivos para continuar produzindo, porém, podem ser incentivados para um incremento na produção. Já os *campos marginais* precisam ser incentivados, pois as despesas do operador estão muito próximas ou são menores do que a receita proveniente do campo.

Alguns fatores na legislação e regulação brasileiras devem ser analisados e revistos como: royalties, ICMS, imposto de renda, dentre outros. Vale salientar que, para o governo e para sociedade, é muito mais vantajoso ter um campo em operação, pagando um volume menor de participações governamentais e impostos, empregando mão de obra e, conseqüentemente, aquecendo a economia local, do que possuir um campo fechado, ou até mesmo arrasado, sem gerar qualquer benefício para a sociedade. Ou seja, se transforme num recurso energético identificados e mensurados, mas economicamente inviável de ser recuperado

## 7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. AGARWAL, B. e outros. **Reservoir Characterization of Ekofisk Field: A Giant, Fractured Chalk Reservoir in the Norwegian North Sea – History Match.** In: SPE Reservoir Simulation Symposium, 1999, Huston, EUA. Disponível em <<http://www.spe.org>> Acesso em 10 abr. 2002. ]
2. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO. **Portaria ANP 9/2000 – Aprova o regulamento técnico ANP nº 001/2000 que define os termos relacionados com as reservas de petróleo e gás natural, estabelece critérios para a apropriação de reservas e traça diretrizes para a estimativa das mesmas.** Disponível em <[www.anp.gov.br](http://www.anp.gov.br)> Acesso em 25 de jul. de 2003. ´
3. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO. **Decreto n.º 2.705, de 03 de agosto de 1998. Define critérios para cálculos e cobranças das participações governamentais de que trata a Lei n.º 9.478, de 06 de agosto de 1997, aplicáveis às atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, e dá outras providências.** Disponível em <[www.anp.gov.br](http://www.anp.gov.br)> Acesso em 22 de jun. de 2003.
4. AHUJA, B. K. e outros. **Integrate Reservoir description and Flow Performance Evaluation of Self Unit, Glenn Poll Field.** In: SPE/DOE Ninth Symposium on Improved Oil recovery, 1994, Tulsa, Oklahoma, EUA. Disponível em <<http://www.spe.org>> Acesso em 08 abr. 2002.
5. AL-MUGHEIRY, M. A. e outros. **A Pragmatic Approach to Injection Management of a Large Water Flood in the Largest Oil Field in Oman.** In: SPE Middle East Oil Show, 2001, Bahrain. Disponível em <<http://www.spe.org>> Acesso em 01 abr. 2002.
6. AL-SHIDHANI, S. e outros. **Horizontal Wells Rejuvenate the Mature Yibal Field.** In: SPE International Conference on Horizontal Well Technology, 1996, Calgary, Canadá. Disponível em <<http://www.spe.org>> Acesso em 08 abr. 2002.
7. ANDREWS, I. J.; HENNINGTON, E. R. **Montrose: A Case study of Innovative, Cost Effective Field Rejuvenation.** In: European Petroleum Conference, 1994, Londres, Inglaterra. Disponível em <<http://www.spe.org>> Acesso em 18 mar. 2002.
8. ANP. **Portaria n.º 009 de 21 de janeiro de 2000.** Aprova o Regulamento Técnico ANP n.º 001/2000, que define os termos relacionados com as reservas de petróleo e gás natural, estabelece critérios para aprovação de reservas e traça diretrizes para a estimativa das mesmas. Disponível em <<http://www.anp.gov.br>>. Acesso em: 02 de set. de 2002.
9. ASNUL, B. e outros. **Integrat Reservoir description and Flow Performance Evaluation: Glenn Poll Field – Self Unit Study.** In: SPE Annual Technical

- Conference and Exhibition, 1995, Dallas, EUA. Disponível em <<http://www.spe.org>> Acesso em 08 abr. 2002.
10. BONNETT, N. **Use of Graded Salt Pills in the Montrose Field.** In: SPE European Petróleo Conference, 1988, Londres, Inglaterra. Disponível em <<http://www.spe.org>> Acesso em 22 abr. 2002.
  11. BRADLEY, M. E.; WOOD, A. R. O. **Forecasting Oil Field Economic Performance.** In: SPE Western Regional Meeting, 1993, Anchorage. Disponível em <<http://www.spe.org>> Acesso em 17 out. 2002.
  12. BROWN, J. M. G.; EZEKWEN, N. **Improved reservoir Management Using Geostatistical reservoir Description, 24 Z Stevens Reservoirs, Elk Hills Oil Field, California.** In: SPE western Regional Meeting, 1998, Bakersfield, California, EUA. Disponível em <<http://www.spe.org>> Acesso em 08 abr. 2002.
  13. BRYANT, I. D.; HERRON, M. M.; VILLARROEL, H. G. **Application of Sequence Stratigraphic Reinterpretation of Lower Lagunillas Member to Further Development of Bloque IV, Lake Maracaibo, Venezuela.** In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 1996, Denver, Colorado, EUA. Disponível em <<http://www.spe.org>> Acesso em 19 jun. 2002.
  14. BUSH, K. R. e outros. **Fife Field U K – Rejuvenation of a Mature Asset.** In: Offshore Europe Conference, 2001, Aberdeen, Escócia. Disponível em <<http://www.spe.org>> Acesso em 21 fev. 2002.
  15. CAMPOS, J. C. B. **Publicação eletrônica** [mensagem pessoal]. Mensagem recebida por <[robertocamara@posgrad.unifacs.br](mailto:robertocamara@posgrad.unifacs.br)> em 09 de maio 2003.
  16. CAVALLARO, A. e outros. **Design of an Acid Stimulation System With Chlorine Dioxide for the Treatment of Water-Injections Wells.** In: SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, 2001, Buenos Aires, Argentina. Disponível em <<http://www.spe.org>> Acesso em 08 abr. 2002.
  17. CHEATWOOD, C.; GUZMAN, A. E. **Comparasion of reservoir Properties and Development History: Spraberry Trend Field, West texas, and Chincontepec Field, Mexico.** In: SPE International Petroleum Conference and exhibition in Mexico, 2002, Villahermosa, Mexico. Disponível em <<http://www.spe.org>> Acesso em 08 mai. 2002.
  18. COSTE, J. F.; VALOIS, J. P. **An Innovate Approach for the Analysis of Production History in Mature Fields: A Key Stage for Field Re-engineering.** In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2000, Dallas, Texas, EUA. Disponível em <<http://www.spe.org>> Acesso em 22 fev. 2002.

19. CRISTIAN, T. M. e outros. **Reservoir Management at Ekofisk Field**. In: 68<sup>th</sup> Annual Technical Conference and Exhibition of the SPE, 1993, Texas, EUA. Disponível em <<http://www.spe.org>> Acesso em 08 abr. 2002.
20. DRUMMOND, A. e outros. **An Evaluation of Post-Waterflood Depressurisation of the South Brae Field, North Sea**. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2001, Louisiana, EUA. Disponível em <<http://www.spe.org>> Acesso em 08 abr. 2002.
21. EIA / DOE: banco de dados. Disponível em <<http://www.eia.doe.gov>>. Acesso em: 25 de jul. de 2003.
22. ESTREMADOIRO, J. G. **The use of a Simulation Model to Optimize Reservoir Management in a Very Mature 24 Z Reservoir, Elk Hills, California**. In: SPE Western Regional Meeting, 2001, Bakersfield, California, EUA. Disponível em <<http://www.spe.org>> Acesso em 21 fev. 2002.
23. FABEL, G, et **Reservoir Management of Mature Oil Fields by Integrated Field Development Planning**. In: SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium, 1999, Bakersfield, California, EUA. Disponível em <<http://www.spe.org>> Acesso em 22 fev. 2002.
24. FACHIN, O. **Fundamentos da Metodologia**. São Paulo: Saraiva: 2002, 200 p.
25. FAH, Y. K. e outros. **Technology-Driven Infill Oil Development Planning of a mature Offshore Area, Brunei Darussalam**. In: SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference, 1997, Kuala Lumpur, Malásia. Disponível em <<http://www.spe.org>> Acesso em 18 jun. 2002.
26. FERREIRA, A. B. de H. **Novo Aurélio Século XXI: o Dicionário da Língua Portuguesa**. Rio de Janeiro, Ed. Nova fronteira, 1999.
27. FLECKENSTAN, W. W. **Redevelopment Activities in the Carpinteria Field Off Shore Santa Barbara County, California: Slimhole Horizontals Reap Big Benefits**. In: SPE/AAPG Western Regional Meeting, 2000, Long Beach, California, EUA. Disponível em <<http://www.spe.org>> Acesso em 21 mai. 2002.
28. GHARREB, M.; PRETTO, L. **Cost Control e development and Production of Egyptian Western Desert Marginal Fields**. In: SPE European Petroleum Conference, 1996, Milão, Itália. . Disponível em <<http://www.spe.org>> Acesso em 26 set. 2002.

29. GOULART, L. **Palestra: Situação dos Campos Maduros Operados pela W. Washington na Bacia do Recôncavo.** Microsoft PowerPoint, 30 slides. 06 jun. 2002.
30. HIDAYAT, W.; SUMARNA, D. E. **Optimization Strategy in Minas Pattern Waterflood Field.** In: Asia Pacific Oil and Gas conference, 1997, Kuala Lumpur, Malásia. Disponível em <<http://www.spe.org>> Acesso em 02 abr. 2002.
31. HOLTZ, M. H.; MAJOR, R. P. **Geological and Engineering Assessment of Remaining Oil in a Mature Carbonate Reservoir: An Example from the Permian Basin, West Texas.** In: SPE Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference, 1994, midland. Texas. Disponível em <<http://www.spe.org>> Acesso em 25 fev. 2002.
32. HUGHES, S. C.; AHMED, H; RAHEEM, A. **Exploiting the Mature South El Morgan Kareem Reservoir for Yet More Oil: A Case study on Multi-Discipline Reservoir Management.** In: 10<sup>th</sup> Middle East Oil Show e Conference, 1997, Bahrain. Disponível em <<http://www.spe.org>> Acesso em 18 jun. 2002.
33. INTERSTATE OIL e GAS COMPACT COMMISSION **1999 Annual National Stripper Oil Well Survey.** Disponível em <<http://www.iogcc.state.ok.us>> Acesso em 09 ago. 2002.
34. JENSEN, T. B. **Estimation of Production Forecast Uncertainty for a Mature Production License.** In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 1998, New Orleans, Louisiana, EUA. Disponível em <<http://www.spe.org>> Acesso em 22 fev. 2002
35. JENSEN, T. B. e outros. **EOR Screening for Ekofisk.** In: European Petroleum Conference, 2000, Paris, França. Disponível em <<http://www.spe.org>> Acesso em 10 abr. 2002.
36. JETHWA, D. J. e outros. **Successful Miscible Gas Injection in a Mature U. K. North Sea Field.** In: SPE Annual Technical Exhibition, 2000, Texas, EUA. Disponível em <<http://www.spe.org>> Acesso em 01 abr. 2002.
37. JONES, R. D. e outros. **Design, Planning, Implementation e Management of a Multi-Lateral Well on the BP Forties Field: A North Sea Case History.** In: Offshore Europe Conference, 1997, Aberdeen, Escócia. Disponível em <<http://www.spe.org>> Acesso em 12 jun. 2002.
38. JOSEPH, A. L. e outros. **Optimization of a Mature Waterflood in the Long Beach Unit: Government and Industry Join Venture.** In: International Meet-

- ing on Petroleum Engineering, Beijing, China, 1995. Disponível em <<http://www.spe.org>> Acesso em 22 fev. 2002.
39. KELKAR, M.; RICHMOND, D. **Implementation of reservoir Management Plan – Self Unit, Glenn Pool Field.** In: SPE/DOE Tenth Symposium on Improved Oil Recovery, 1996, Tulsa, Oklahoma, EUA. Disponível em <<http://www.spe.org>> Acesso em 10 abr. 2002.
40. KNOX, D. J. W.; MILNE, J. M. **Measurement – While – Drilling Tool Performance in the North Sea.** In: Offshore Europe Conference, 1987, Aberdeen, Escócia. Disponível em <<http://www.spe.org>> Acesso em 05 mai. 2003.
41. KOOLE, K.; VERWEY, P. **Drilling Optimisation in Yibal Field, Oman.** In: SPE/IADC Middle East Drilling Technology Conference, 1997, Bahrain. Disponível em <<http://www.spe.org>> Acesso em 08 abr. 2002.
42. KUNTJORO, M. B. e outros. **Yakin Field: Innovation Breathes a Second Life to the Mature Oil Field.** In SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and exhibition, 1999, Jakarta, Indonésia. Disponível em <<http://www.spe.org>> Acesso em 08 abr. 2002.
43. LOGAN, D. e outros. **New Production Logging Sensors Revolutionize Water/CO<sub>2</sub> Conformance in the Puring Wells Texas.** In: SPE Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference, 2000, Texas, EUA. Disponível em <<http://www.spe.org>> Acesso em 21 mai. 2002.
44. MACARY, S. M. e outros. **Analysis of Oil Field Economic Performance.** In: SPE International Oil and Gas Conference and exhibition, 2000, Beijing, China. Disponível em <<http://www.spe.org>> Acesso em 31 out. 2002.
45. MAGELLA, G. **Petrobras Vence em Meio à Guerra.** Revista ISTOÉ Dinheiro, n. 293, p. 60-62, abr. 2003.
46. MARTINEZ, R. E. **Forecast Techniques for Lifting Cost in Gás and Oil On-shore Fields.** In: SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, 2001, Buenos Aires, Argentina. Disponível em <<http://www.spe.org>>. Acesso em: 17 out. 2002.
47. MATHIS, S. P. e outros. **Water-Fracs Provide Cost-Effective Well Stimulation Alternative in San Joaquin Valley Wells.** In: SPE/AAPG Western Regional Meeting, 2000, Long Beach, Califórnia, EUA. Disponível em <<http://www.spe.org>> Acesso em 09 mai. 2002.
48. MENGUAL, R. D.; RATTIA, A. D. **Challenges Opportunities and Reservoir Management, of a Giant Field in Venezuela.** In: SPE European Petroleum

- Conference, 2000, Paris, França. Disponível em <<http://www.spe.org>> Acesso em 14 mai. 2002.
49. MEYER, H. e outros. **The Use of the Rima Full Field Simulator as a field Planning Tool.** In: SPE Middle East Show, 1995, Bahrain. Disponível em <<http://www.spe.org>> Acesso em 11 abr. 2002.
50. MONTEIRO, R. N. **Palestra: Desenvolvimento do Mercado de Campos Marginais.** Microsoft PowerPoint, 33 slides. 18 out. 2002.
51. MONTEIRO, R. N.; CHAMBRIARD, M. **Palestra: Development of Marginal Fields Market.** In: 17<sup>th</sup> World Petroleum Congress, 2002, Rio de Janeiro, Brasil. Disponível em <<http://www.anp.gov.br>> Acesso em 01 out. 2002.
52. MURTI, C. R. K.; AL HADDAD, A. **Integrated Development Approach For a Mature Oil Field.** In: 13<sup>th</sup> Middle East Oil Show & Conference, 2003, Bahaim. . Disponível em <<http://www.anp.gov.br>> Acesso em 10 jul. 2003.
53. NATIONAL PETROLEUM TECHNOLOGY OFFICE, NATIONAL ENERGY TECHNOLOGY LABORATORY, UNITED STATE DEPARTMENT OF ENERGY **An Evolution of Marginal Properties in the Gulf of Mexico.** Relatório Final, set. 2001
54. NORRIS, S. O.; REINHARDT, B. K. **Improved Reservoir Characterization and Manegement of a Mature Oil Field via Integrate team Approach.** In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 1995, Dallas, EUA. Disponível em <<http://www.spe.org>> Acesso em 08 abr. 2002.
55. OGDEN, P. K. **Case Study – Drilling a HorizontalWell in the Hutton Sandstone, Jackson Oilfield, Autralia Access Incrementalreserves in a High Water Cut Environment.** In: SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, 1999, Jakarta, Indonésia. Disponível em <<http://www.spe.org>> Acesso em 03 jun. 2002.
56. PALASTHY, G. e outros. **Reservoir Management Through Horizontal Well Technology in Algyo Field.** In: SPE – CIM International Conference on Horizontal Well Technology, 2000, Calgary, Canadá. Disponível em <<http://www.spe.org>> Acesso em 08 mai. 2002.
57. PALKE, M. R.; RIETZ, D. C. **The Adaptation of Reservoir Simulation Models for Use in Reserves Certification Under Regulatory Guidelines or Reserves Definitions.** In: SPE Annual Conference and Exhibition, 2001, New Orleans, Louisiana, EUA. Disponível em <<http://www.spe.org>> Acesso em 20 mai. 2002.



58. PAUZI, N. E OUTROS. – **Revitalizing the West Lutong Field**. In: SPE Asia Pacific Improved Oil Recovery Conference, 1999, Kuala Lumpur, Malásia. Disponível em <<http://www.spe.org>> Acesso em 16 abr. 2002.
59. PEACOCK, A. W.; IBRAHIM, M. I. B. **Infill Oil Development in South West Ampa Field**. In: SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference, 1997, Kuala Lumpur, Malásia. Disponível em <<http://www.spe.org>> Acesso em 12 jun. 2002.
60. PETROBRAS - PETRÓLEO BRASILEIRO S. A. – **Folder: Rejuvenecimento de Campos Maduros da Petrobras**. Brasil, 2000.
61. PETROBRAS – PETRÓLEO BRASILEIRO S. A. – **Cessão Total de Direitos de Exploração, Desenvolvimento e Produção de Petróleo e Gás Natural e Venda de Ativos Relacionados**. Edital Internacional de Licitação E e P – CORP N° 001/2002. Rio de Janeiro, Brasil, out. 2002.
62. PONDE, P. K.; CLARK, M. B. **Data Aquisition Design and Implementation Opportunities and Challenges for Effective Programs in Mature Reservoirs**. In: SPE/DOE Ninth Symposium on Improved Oil Recovery, 1999, Tulsa, Oklahoma, EUA. Disponível em <<http://www.spe.org>> Acesso em 22 fev. 2002.
63. PORTER, M. E. – **Estratégia Competitiva: Técnicas para Análise de Indústrias e de Concorrência**. 7ª ed., Rio de Janeiro, Ed. Campos, 1986.
64. RACHMAWATI, S. B. e outros. **Pattern Waterflood Development in a Giant, Mature Oil field: Minas NW Segment Reservoir Characterization, Scale-Up, and Flow Modeling**. In: SPE Annual technical Conference and Exhibition, 1997, San Antonio, Texas, EUA. Disponível em <<http://www.spe.org>> Acesso em 25 fev. 2002.
65. REVISTA BRASIL ENERGIA **Mudança que faz a diferença**. Disponível em <<http://www.brasilenergia.com.br>> Acesso em 20 fev. 2002.
66. ROSENBAUM, I. **Determination of the Economic Limit for Non-EOR Projects in Alberta. 1985**. Disponível em <<http://www.spe.org>> Acesso em 01 nov. 2002.
67. SAMS, M. S. e outros. **Stochastic Inversion for High Resolution Reservoir Characterisation in the Central Sumatra Basin**. In: SPE Asia Pacific Improved Oil Recovery Conference, 1999, Kuala Lumpur, Malásia. Disponível em <<http://www.spe.org>> Acesso em 22 mai. 2002.
68. SANTOSO, H. H. e outros. **Geological Modelling: Backbone in Developing a Mature Oil Field (Jorang Field Case)**. In: SPE Asia Pacific Oil and Gas

- Conference and Exhibition, 2001, Jakarta, Indonésia. Disponível em <<http://www.spe.org>> Acesso em 08 abr. 2002.
69. SCHIMIDT, C. **A Benchmark for Assessing the Energy Efficiency of Artificial Lifts**. Unico Oil e Gas Automation Solution Newsletter, n.06, 2003.
70. SCHIOZER, R. F. **Um Modelo de Alívio de Royalties para Campos Maduros de Petróleo**. 2002, 69 f. Dissertação (Mestrado em Petróleo) – Universidade de Campinas, São Paulo, 2002.
71. SCHULTE, W. M. e outros. **Current Challenges in the Brent Field**. In: Off-shore European Conference, 1993, Aberdeen, Escócia. Disponível em <<http://www.spe.org>> Acesso em 01 abr. 2002.
72. SHAHEEN, S. E.; BAKR, M.; EL-MENYAWY, M. **Engineering and Economical Concerns on Cost Recovery Treatment for Sharing Production Facilities**. In: SPE Annual Technical Conference, 1999, Houston, Texas, EUA. Disponível em <<http://www.spe.org>> Acesso em 28 set. 2002.
73. SMITH, R. W. e outros. **Optimized Reservoir Development Using High Angle Wells, El Furrial Field, Venezuela**. In: SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, 2001, Buenos Aires, Argentina. Disponível em <<http://www.spe.org>> Acesso em 07 mai. 2002.
74. SOLIMAN, M. Y.; EAST, L.; GORREL, S. **Reservoir Conformance Approach and Management Practices for Improved Recovery Opportunities Process and Case History**. In: SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, 1999, Caracas, Venezuela. Disponível em <<http://www.spe.org>> Acesso em 03 jun. 2002.
75. SZABO, D. J.; MEYERS, K. O. **Prudhoe Bay: Development History and Future Potential**. In: SPE 1993 Western Regional Meeting, 1993, Alaska, EUA. Disponível em <<http://www.spe.org>> Acesso em 08 abr. 2002.
76. TERZIAN, G. A.; ENRIGHT, J. M.; BRASHEAR, J. P. **Financial Incentives for Marginal Oil and Gas Production**. In: SPE Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium, 1995, Dallas, Texas, EUA. Disponível em <<http://www.spe.org>> Acesso em 26 set. 2002.
77. THOMAS, J. E. (org.) – **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**. Rio de Janeiro: Interciência: Petrobras, 2001, 272 p.
78. TONGWEN, J. e outros. **The Research and Application of Assistant Decision System for economic Development and Production in Tarim Oilfield**. In: SPE International Oil and Gas Conference and Exhibition, 2000, Beijing, China. Disponível em <<http://www.spe.org>> Acesso em 31 out. 2002.

79. VALOIS, P. (org.) **Temas de Direito do Petróleo e do Gás Natural**. Ed. Lúmen Júris LTDA. 2002, 296 p. Bibliografia: p. 229 – 242. ISBN 85-7387-314-0.
80. VANKOSEN, H. e outros. **A Second Youth for a Mature Oil Field: Flank Development and Appraisal With Horizontal Wells, Rima Field, South Oman**. In: SPE Middle East Oil Technical Conference e Exhibition, 1993, Bahrain. Disponível em <<http://www.spe.org>> Acesso em 08 abr. 2002.
81. VICENTE, M. e outros. **Determination of Volumetric Sweep Efficiency in Barrancas Unit, Barrancas Field**. In: SPE Western Regional Meeting, 2001, Califórnia, EUA. Disponível em <<http://www.spe.org>> Acesso em 09 abr. 2002.
82. VILLALBA, M. e outros. **Revitalization of a Mature Volatile and Condensate Oil Reservoir Using Horizontal Well**. In: 2<sup>nd</sup> International Three-Day Conference on Horizontal Well Technology, 1996, Calgary, Alberta, Canadá. Disponível em <<http://www.spe.org>> Acesso em 18 mar. 2002.
83. VILLASMIL, R. e outros. **Evolution of Drilling Technology in Mature Reservoirs of Lake Maracaibo: Short-Radius Reentries, Horizontal Wells, and Highly Deviated Wells**. In SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, 2003, Port-of-Spain, Trinidad. Disponível em <<http://www.spe.org>> Acesso em 10 jul. 2003.
84. WALSH, D. M. e outros. **Justification of Appraisal in a Mature Field**. In: SPE Asia Pacific Oil And Gas Conference, 1996, Adelaide, Austrália. Disponível em <<http://www.spe.org>> Acesso em 01 abr. 2002.
85. WARYAN, S. e outros. **Integrate 3D Geological Data Fluid Flow Model Improves Reservoir Management Plan: Serang Field Case study**. In: SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference, 2001, Jakarta, Indonésia. Disponível em <<http://www.spe.org>> Acesso em 07 mai. 2002.
86. WEYMOUTH, T. R.: **Problems in Natural Gas Engineering**, Transactions ASME, No. 34, pg. 185, 1912.
87. WOŁODKIEWICZ, D. E. **Arresting Production Decline in a Mature North Sea Oil Field**. In: Offshore European Conference, 1993, Aberdeen, Escócia. Disponível em <<http://www.spe.org>> Acesso em 09 abr. 2002.
88. ZIFF ENERGY GROUP'S **Ziff Energy Group's Benchmarking Study Assist Permian Basin Operators Focus on oil Operators Lower Unit Operating Costs in 44% of Field Assessed**. Houston, out. 2000. Disponível em <<http://www.ziffenergy.com>> Acesso em 11 out. 2002.

# CAPÍTULO 4

## DESENVOLVIMENTO DE MODELO DE AVALIAÇÃO ECONÔMICA-FINANCEIRA PARA CAMPOS DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL EM ESTÁGIO AVANÇADO DE PRODUÇÃO (CAMPOS MADUROS OU MARGINAIS).

Normando Costa Paes<sup>1</sup>  
Hélio Rosa Guimarães  
James Silva Santos Correia<sup>2</sup>

### 1. INTRODUÇÃO

O modelo de avaliação econômico-financeiro desenvolvido no âmbito do Projeto RECAM - REDE DE CAMPOS MADUROS, sediada na Universidade Salvador UNIFACS, objetiva contribuir com uma ferramenta que permita simular a avaliação sob o ponto de vista econômico-financeiro de um campo específico ou grupo de campos de produção de petróleo e gás natural em estágio avançado de produção – *Campos Maduros* - com base nos aportes de recursos necessários para o seu desenvolvimento e os resultados esperados de produção dos hidrocarbonetos.

O modelo aqui apresentado, foi desenvolvido com o aplicativo EXCEL®, um produto registrado da Microsoft®, buscando uma interação amigável com o usuário, permitindo que este, a partir das planilhas de entrada de dados, possa obter os resultados desejados, tirando partido da vasta flexibilidade que o aplicativo EXCEL® dispõe.

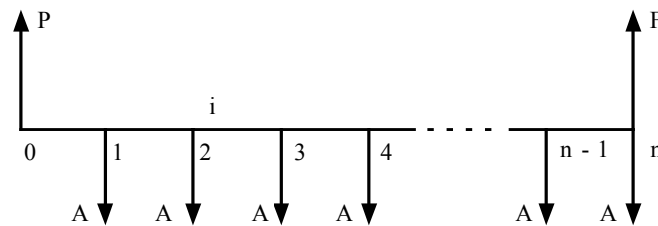
O modelo parte da *Matemática Financeira* adotando o caso mais geral das séries uniformes, incluindo as operações de *amortização* e *capitalização*, como o apresentado no *Diagrama do Fluxo de Capitais - DFC* da Figura 1. Do modelo obtemos a soma de todos os capitais na data “zero”, lembrando que a soma de todos os capitais em qualquer data do fluxo de capitais, calculada com a taxa efetiva de juros ( $i$ ), é sempre igual a “zero”.

---

<sup>1</sup> Universidade Salvador - UNIFACS Mestre em Regulação da Indústria da Energia e ex-bolsista do PRH23/ANP

<sup>2</sup> Universidade Salvador – Unifacs – Prof. Dr. do Mestrado em Regulação da Indústria da Energia e Pesquisador do Centro de Estudo e Pesquisa em Petróleo e Gás Natural – CEPGN

**Figura 1**  
**DFC do Modelo Geral das Séries Uniforme**



Dessa forma, temos a expressão seguinte que calcula qualquer problema de série uniforme, sendo no nosso caso de interesse obter o valor dos pagamentos uniformes (A) para os investimentos incrementais realizados (P):

$$P + A \times (1 + i) \times \frac{(1 + i)^n - 1}{i \times (1 + i)^n} + F \times \frac{1}{(1 + i)^n} = 0$$

Onde:

- P – é o valor do capital na data inicial “zero” das operações;
- i – é o valor da taxa de juros usada na operação e coincide com o prazo de capitalização (n);
- n – é o número de capitalizações, ou prazo total da operação;
- F – é o valor do capital na data terminal (n) da operação;
- A - é o valor dos pagamentos periódicos.

O modelo de avaliação econômica-financeira está estruturado em 18 planilhas de cálculos do aplicativo EXCEL®, e oferece aos usuários resultados para uma tomada de decisão sobre o valor de um campo de produção de petróleo ou gás, em estágio avançado de produção, bem como permite avaliar os custos de intervenções e obter os resultados para uma tomada de decisão. A avaliação econômica retorna o Valor Presente do Projeto (VP) para uma dada Taxa Mínima de Atratividade (TMA), permitindo simulações em função das variações dos preços dos hidrocarbonetos (petróleo e gás natural), investimentos necessários, taxas de juros, despesas de O&M e financiamentos, como também permite à regulação econômica do setor, avaliar a influência dos diversos tributos e encargos aplicados, tais como: *Royalties*, custo da *Conta Garantia*, impostos diretos e indiretos etc.

Os dados de saída podem ser visualizados e impressos, oferecendo: Demonstração de Resultados (DRE), Necessidade de Capital de Giro (NCG), Fluxos de Caixas Direto (FCD) e Indireto (FCI), Balanço Patrimonial (BP) e Gráficos dos principais Indicadores Econômicos, como mostrado na Figura 2.

**Figura 2.**  
**Estrutura do Modelo**

	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S
2	Finalizar	ACESSE AS PLANILHAS PELO FLUXOGRAMA														
3																
4																
5																
6																
7																
8																
9																
10																
11																
12																
13																
14																
15																
16																
17																
18																
19																
20																
21																
22																
23																
24																
25																
26																
27																
28																
29																
30																
31																
32																
33																
34																
35																
36																
37																
38																
39																
40																
41																
42																
43																
44																
45																
46																
47																
48																

## 2. METODOLOGIA DO MODELO

O Modelo utiliza para avaliação dos negócios o método de fluxo de caixa descontado, aplicando as técnicas do Valor Presente Líquido – VPL e da Taxa Interna de Retorno – TIR. O Valor Presente Líquido – VPL desconta os fluxos de recursos por uma taxa especificada, que é a Taxa Mínima de Atratividade (TMA) que se precisa obter para que o projeto seja atrativo. A Taxa Interna de Retorno – TIR, por sua vez, desconta os fluxos pela taxa do projeto, ou seja, a taxa do projeto tem que ser superior à taxa mínima de atratividade (TMA) requerida pelo investidor.

Apesar dos métodos de avaliação serem aplicados sobre fluxos de caixa (valores financeiros), o Modelo inicia a avaliação pela Demonstração do Resultado – DRE (valores econômicos), no sentido de apropriar devidamente todas as receitas, despesas, impostos e benefícios tributários.

Conforme consta da Figura 2, que demonstra a estrutura do Modelo, após a projeção econômica do DRE é realizada a projeção financeira do Fluxo de Caixa Direto – FCD, em função dos prazos para recebimento das receitas e pagamento das despesas, culminando com a apropriação dos saldos resultantes no Balanço Patrimonial. O fechamento do Balanço é a consistência entre os valores econômicos e financeiros. A transformação dos valores econômicos em financeiros e patrimoniais é demonstrada na planilha Mutações.

Para facilitar o entendimento, é apresentado a seguir um exemplo resumido dessas operações sem considerar os impostos:

R\$ Mil	
Receita Líquida	1.000
Despesa (sem considerar depreciação)	600
Prazos de recebimento da receita e pagamento das despesas	30 dias

<b>DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO - DRE</b>	
RECEITA LÍQUIDA	1.200
DESPESA	800
LUCRO / PREJUÍZO	400
<b>MUTAÇÕES</b>	
RECEITA LÍQUIDA	
VALOR ECONÔMICO	1.200
VALOR FINANCEIRO	1.100
VALOR PATRIMONIAL	100
DESPESA	
VALOR ECONÔMICO	800
VALOR FINANCEIRO	733
VALOR PATRIMONIAL	67
<b>FLUXO DE CAIXA DIRETO - FCD</b>	
INGRESSOS	1.100
DESEMBOLSOS	733
SUPERÁVIT / DÉFICIT	367
<b>BALANÇO PATRIMONIAL</b>	
ATIVO CIRCULANTE	<b>467</b>
DISPONÍVEL (CAIXA E BANCOS)	367
CONTAS A RECEBER	100
<b>ATIVO TOTAL</b>	<b>467</b>
PASSIVO CIRCULANTE	<b>67</b>
CONTAS A PAGAR	67
PATRIMÔNIO LÍQUIDO	<b>400</b>
LUCRO / PREJUÍZO ACUMULADO	400
<b>PASSIVO TOTAL</b>	<b>467</b>
1a consistência (check)	0

A linha Superávit Déficit, contida no Fluxo de Caixa Direto – FCD, é que servirá para avaliar a viabilidade do empreendimento.

A seguir, será demonstrado como é calculado o superávit / déficit de caixa do Fluxo de Caixa Indireto - FCI a partir da Demonstração do Resultado – DRE. É importante ressaltar que o superávit / déficit desse fluxo deverá ser igual ao do Fluxo de Caixa Direto – FCD.

Preliminarmente, deve-se calcular a Necessidade de Capital de Giro, através da subtração das contas cíclicas do ativo circulante (financiamento espontâneo concedido) pelas contas cíclicas do passivo circulante



(financiamento espontâneo recebido), no sentido de transformar os valores econômicos em financeiros.

<b>NECESSIDADE DE CAPITAL DE GIRO - NCG</b>	
ATIVO CIRCULANTE	<b>100</b>
CONTAS A RECEBER	100
PASSIVO CIRCULANTE	<b>67</b>
CONTAS A PAGAR	67
<b>NCG</b>	<b>33</b>
<b>FLUXO DE CAIXA INDIRETO - FCI</b>	
LUCRO / PREJUÍZO	400
( - ) NECESSIDADE DE CAPITAL DE GIRO - NCG <sup>(1)</sup>	<b>(33)</b>
SUPERÁVIT / DÉFICIT	367
2a consistência (check)	0

(1) Na realidade, é a variação da necessidade de capital de giro do ano atual pelo ano anterior, que transforma valores patrimoniais de balanço em fluxos. Porém, como o ano anterior é zero, é somente a NCG atual.

### 3. DESENVOLVIMENTO E FINALIDADE DAS PLANILHAS

#### **Planilha 1. MODELO**

Representa os fluxos e as necessidades de consistência do modelo de avaliação do negócio. Esta planilha, através de “macros” associada a cada bloco, permite navegar por todas as demais planilhas, facilitando a entrada de dados e resultados.

#### **Planilha 2. DADOS DE ENTRADA**

Planilha destina-se a entrada de parâmetros e dados de projeto.

Os dados são fornecidos em valores absolutos, digitados diretamente nas células da Coluna H, nas unidades correspondentes, ou em valores percentuais (base cem) conforme solicitados, como por exemplo: previsão para abandono (em US\$), ou percentual a ser financiado (em %), ou depreciação (em anos) etc.

Os parâmetros podem ser importados de outras planilhas geradoras de resultados a exemplo dos investimentos calculados para *workover*.

Auto-explicativa, a planilha apresenta a seguinte estrutura para a entrada de dados, parte desta planilha está mostrada na Figura 3.

## **Dados Técnicos**

Dados relativos ao campo como: *VOIP Volume de Óleo “In Place”*, *VGIN Volume de Gás “In Place”*, volume de óleo provado, volume de gás provado e área do campo (*ring fence*).

## **Parâmetros Econômicos**

Dados referentes principalmente às taxas e juros aplicadas aos fluxos: TMA Taxa Mínima de Atratividade, Taxa de Inflação, Taxa de Câmbio, TJLP Taxa de Juros de Longo Prazo etc.

## **Custos**

Principais custos de entrada para o modelo, como custos fixos e custos para a produção de óleo, gás e água em bases unitárias.

## **Impostos, Taxas e Participações**

Entrada das alíquotas dos impostos incidentes conforme a legislação vigente, tais como: PIS, COFINS, CPMF, *Royalties*, Superficiários, Imposto de Renda e outros.

## **Despesas**

Entrada de dados para definir gastos com seguros, prazos para depreciação e para a amortização do diferido.

## **Investimentos Depreciáveis**

Informações dos investimentos sujeitos a depreciação no prazo estabelecido como: Instalações, *Pipelines* e Facilidades.

## **Investimentos Não Depreciáveis**

Investimentos que pela natureza das inversões não podem ser depreciados, como: perfurações de poços e intervenções (*workovers*).

## **Provisão para Abandono**

Conforme determina a Portaria ANP N° 279, de 31/10/2003, o valor total previsto para o arrasamento dos poços e abandono definitivo do campo de produção devem ser alocados nesta planilha.

O modelo de avaliação calcula as provisões de recursos da Conta Garantia, conforme a fórmula paramétrica definida na Portaria na Planilha Cálculos Fiscais.

## **Financiamento das Intervenções**

As células que compõem este parâmetro da avaliação, permitem informar o percentual (%) do valor das intervenções necessárias que se deseja financiar, prazos de carência e amortização e a taxa de juros praticada pelo agente financeiro.

## **Distribuição de Lucro**

Este parâmetro destina-se aos dados de entrada para definir os percentuais de retenção compulsória do lucro líquido antes de qualquer destinação, definida como Reserva Legal – e, também definir o percentual de

distribuição de Dividendos aos sócios acionistas do negócio campos maduros, após a retenção legal.

### Prazos para Pagamento e Recebimento de Contas

Entrada dos prazos previstos (em dias) para pagamento e recebimento de contas.

**Figura 3**  
**Planilha DADOS DE ENTRADA**

	B	C	D	E	F	G	H	I
2								
3	<b>DADOS DE ENTRADA E CONSIDERAÇÕES SOBRE OS CÁLCULOS</b>							
4								
5	<b>1. DADOS TÉCNICOS:</b>							
6	VOIP (VOLUME DE "OIL IN PLACE")						36,12	Mil m <sup>3</sup>
7	VGIP (VOLUME DE "GÁS IN PLACE")						120,00	Milhões m <sup>3</sup>
8	VOLUME DE ÓLEO PROVADO						10,80	Mil m <sup>3</sup>
9	VOLUME DE GÁS PROVADO						55,00	Milhões m <sup>3</sup>
10	ÁREA DO CAMPO ("RING FENCE")						2,50	km <sup>2</sup>
11								
12	<b>2. PARÂMETROS ECONÔMICOS:</b>							
13	TMA (Taxa Mínima de Atratividade)						18,0	%
14	VALOR DAS INSTALAÇÕES						1.000	US\$
15	IMPLANTAÇÃO DAS INSTALAÇÕES						0,0	US\$
16	Taxa de Inflação - ano 1		(Previsão da taxa de inflação para o ano 1)				10,0	%
17	Taxa de Inflação - ano 2		(Previsão da taxa de inflação para o ano 2)				7,0	%
18	Taxa de Inflação - ano 3		(Previsão da taxa de inflação para o ano 3)				5,0	%
19	Taxa de Câmbio - ano 0		(Taxa de câmbio para o ano 0)				3,000	R\$/US\$
20	Variação Câmbial - ano 1		(Taxa de variação do câmbio para o ano 1)				12,0	%
21	Variação Câmbial - ano 2		(Taxa de variação do câmbio para o ano 2)				9,0	%
22	Variação Câmbial - ano 3		(Taxa de variação do câmbio para o ano 3)				7,0	%
23	TJLP - ano 1		(Previsão para a Taxa de Juros de Longo Prazo para o ano 1)				12,0	%
24	TJLP - ano 2		(Previsão para a Taxa de Juros de Longo Prazo para o ano 2)				10,0	%
25	TJLP - ano 3		(Previsão para a Taxa de Juros de Longo Prazo para o ano 3)				8,0	%
26	Taxa de Juros - ano 1		(Taxa de juros para financiamento do capital de giro - ano 1)				20,0	%
27	Taxa de Juros - ano 2		(Taxa de juros para financiamento do capital de giro - ano 2)				18,0	%
28	Taxa de Juros - ano 3		(Taxa de juros para financiamento do capital de giro - ano 3)				16,0	%

### Planilha 3. PREVISÃO DE PRODUÇÃO E CUSTOS DE INTERVENÇÃO

Esta planilha tem a finalidade de permitir a entrada de dados de produção de petróleo, gás natural e água, obtidos dos estudos de geologia e engenharia de reservatórios dos campos objetos de avaliação e os dados de custos de intervenções, investimentos e de arrasamento e abandono do campo.

A entrada de dados se dá a partir da **Coluna I**, que corresponde ao ano 1 do início de produção desejada, sendo:

- **Linha 20** [célula I20] Custos não depreciáveis (*workovers*);
- **Linha 26** [célula I26] Custos depreciáveis (investimentos);
- **Linha 43** [célula I43] Produção de óleo em metros cúbicos por dia (m<sup>3</sup>/d);
- **Linha 56** [célula I56] Produção de gás em metros cúbicos por dia (m<sup>3</sup>/d);
- **Linha 67** [célula I67] Produção de água em metros cúbicos por dia (m<sup>3</sup>/d).

As Figuras 4a e 4b mostram a Planilha que trata da entrada de dados referidos neste item. Para os custos de intervenção (*workover*) os dados são informados nas células sombreadas no ano correspondente a execução das intervenções ou investimentos.

**Figura 4a**  
**Planilha PREVISÃO DE PRODUÇÃO**  
**E CUSTOS DE INTERVENÇÃO**

	B	C	D	E	J	K	L	M	
2									
3	<b>PREVISÃO DE PRODUÇÃO E CUSTOS DE INTERVENÇÃO</b>								
4									
5	<b>CUSTOS NÃO DEPRECIÁVEIS (serviços)</b>	<b>Valor Unitário (US\$)</b>	<b>Número de Poços</b>	<b>Total (US\$ Mil)</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>
6									
7	<b>Workover:</b>								
8	PERFURAÇÕES	-		-					
9	INTERVENÇÕES	76.000	6	456,00	456,00				
10	OUTROS	100.000	1	100,00		100,00			
11	<b>TOTAL</b>		<b>7</b>	<b>556,00</b>	<b>456,00</b>	-	<b>100,00</b>	-	-
12									
13	<b>CUSTOS DEPRECIÁVEIS (ativos)</b>	<b>Valor Unitário (US\$)</b>	<b>Qtde</b>	<b>Total (US\$ Mil)</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>
14									
15	<b>Custos Unitários de equipamentos novos:</b>								
16	INSTALAÇÕES	-		-					
17	PIPELINES	1.000.000	1	1.000,00					
18	FACILIDADES	-		-					
19	<b>TOTAL</b>			<b>1.000,00</b>	-	-	-	-	-

**Figura 4b**  
**Planilha PREVISÃO DE PRODUÇÃO E CUSTOS DE INTERVENÇÃO,**  
**INVESTIMENTO E PROVISÃO DE ABANDONO**

	B	C	D	E	I	J	K	L	M
38									
39	<b>CURVA DE PREVISÃO DA PRODUÇÃO DE ÓLEO (em m<sup>3</sup>/dia)</b>								
40									
41	<b>CAMPO OU ZONA</b>	<b>Np atual (m<sup>3</sup>)</b>	<b>Delta Np (m<sup>3</sup>)</b>	<b>Declínio (ano<sup>-1</sup>)</b>	<b>Ano</b>				
42					1	2	3	4	5
43	Zona 1	7,9			2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
44	Zona 2	0,0							
45	Zona 3	0,0							
46	Zona n	0,0							
47	<b>TOTAL</b>	<b>7,9</b>	<b>0,0</b>	<b>-</b>	<b>2,5</b>	<b>2,5</b>	<b>2,5</b>	<b>2,5</b>	<b>2,5</b>
48	DeltaNp								
49	Np								
50	Erro DeltaNp = Não atingiu a vazão de abandono.								
51									
52	<b>CURVA DE PREVISÃO DA PRODUÇÃO DE GÁS (em m<sup>3</sup>/dia)</b>								
53									
54	<b>CAMPO OU ZONA</b>	<b>Gp atual (Mil m<sup>3</sup>)</b>	<b>Delta Gp (m<sup>3</sup>)</b>	<b>Declínio (ano<sup>-1</sup>)</b>	<b>Ano</b>				
55					1	2	3	4	5
56	Zona 1	30,0			30.000	30.000	30.000	30.000	30.000
57	Zona 2	0,0							
58	Zona 3	0,0							
59	Zona n	0,0							
60	<b>TOTAL</b>	<b>30,0</b>	<b>0,0</b>	<b>-</b>	<b>30.000</b>	<b>30.000</b>	<b>30.000</b>	<b>30.000</b>	<b>30.000</b>
61									
62									
63	<b>CURVA DE PREVISÃO DA PRODUÇÃO DE ÁGUA (em m<sup>3</sup>/dia)</b>								
64									
65	<b>CAMPO OU ZONA</b>	<b>Wp atual (m<sup>3</sup> std)</b>			<b>Ano</b>				
66					1	2	3	4	5
67	Zona 1				1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
68	Zona 2								
69	Zona 3								
70	Zona n								
71	<b>TOTAL</b>				<b>1,0</b>	<b>1,0</b>	<b>1,0</b>	<b>1,0</b>	<b>1,0</b>

Os dados de produção (óleo, gás ou água) podem ser introduzidos em qualquer coluna, a partir da Coluna I conforme a expectativa de início de produção planejada para o campo, zonas, ou campos de produção. Neste caso, observar que os valores de investimentos devem, da mesma forma, serem alocados nas colunas correspondentes ao início de produção desejada.

O usuário, também deve ter em mente o prazo contratual da concessão do campo (ou campos) para o qual esta sendo feita a análise.

Para cada fluido, o Modelo permite a entrada de dados de produções por zonas produtoras (Zona 1, Zona 2, Zona 3 ... Zona n). O usuário, entretanto, deve certificar-se que o total assim obtido está somando todas as parcelas das produções informadas nas linhas correspondentes as zonas produtoras consideradas.

Na media em que os dados de produção são fornecidos ano-a-ano, no prazo de concessão, um Gráfico, correspondente ao fluido, mostra a curva de produção, servindo de apoio para avaliação do declínio.

#### **Planilha 4. PREÇO DE ÓLEO & GÁS**

Nesta planilha faz-se necessário entrar com os principais dados de mercado para os hidrocarbonetos (óleo e gás natural) a serem produzidos e suas características de qualidade esperada. Assim, o usuário deve ter conhecimento, para uma perfeita precificação do óleo e do gás natural, dos seguintes parâmetros:

- Preço de mercado do petróleo de referência tipo Brent (em US\$/bbl);
- BSW – teor de água do óleo produzido (em %)

- Densidade do óleo em graus API;
- Preço de referência do gás natural (commodity) (em US\$/m<sup>3</sup>)
- Poder calorífico superior do gás natural (em kcal/m<sup>3</sup>).
- Preço da gasolina regular *unleaded* (US\$/bbl)
- Preço do *gasóleo* (US\$/bbl)
- Preço do óleo combustível 1% (US\$/bbl).

**Os preços dos produtos considerados acima (gasolina regular unleaded; gasóleo e óleo combustível @ 1%) são os obtidos no mercado NWE/basis ARA e cotados na PLATT'S EUROPEAN MARKETSCAN (em US\$ por bbl).**

A partir dos dados de entrada nesta Planilha, o Modelo ajusta o preço do petróleo Brent, para as condições estipuladas de qualidade do petróleo e do gás natural a serem produzidos conforme os seus respectivos rendimentos, seguindo o procedimento adotado pela indústria de óleo e gás e penalizado pelo teor de água no óleo (fator BSW) e pela densidade ou grau API.

Para o ajuste do preço do petróleo, o Modelo adota a classificação dos óleos estabelecida na Portaria ANP n<sup>o</sup> 9, de 21 de janeiro de 2000, mostrada na Tabela 1.

**Tabela 1.**  
**Classificação do petróleo quanto à densidade**

Tipo de petróleo	Grau API		Densidade	
	maior ou igual	menor	superior	igual ou inferior
Leve	31	-	-	0,87
Mediano	22	31	0,87	0,92
Pesado	10	22	0,92	1,00
Extra pesado	-	10	1,00	-

Fonte: Portaria ANP N<sup>o</sup> 9, de 21/01/2003.

Para o gás natural, o Modelo corrige o volume produzido para as condições de referência com base no PCS - Poder Calorífico Superior do gás e igual a 9.400 kcal/m<sup>3</sup>, medido a temperatura de 20 °C e pressão manométrica de 1,0 atmosfera.

A correção do preço do petróleo de referência utiliza o Fator "K" obtido da fórmula paramétrica (*default*) adotada para o Modelo e igual a soma dos parâmetros X e Y, expressos pelas correlações de preços dos rendimentos dos derivados obtidos, sendo:

$$\text{Fator K} = X - Y$$

$$X = 0,206A + 0,488B + 0,306C$$

$$Y = 0,392A + 0,449B + 0,159C$$

Onde:

A = preço da gasolina regular unleaded (US\$/bbl)

B = preço do gasóleo (US\$/bbl)

C = preço do óleo combustível 1% (US\$/bbl)

Para a correção de preço conforme o valor da densidade (Grau API) o Modelo adota os prêmios ou penalidades da Tabela 2.

**Tabela 2**  
**Correção do preço do petróleo**  
**conforme o Grau API (densidade)**

Tipo de petróleo	Correção (US\$/bbl)
Leve	0,050
Mediano	0,030
Pesado	-0,025
Extra pesado	-0,040

Para ajustar o valor do preço do petróleo conforme o teor de água (fator BSW), o Modelo adota os parâmetros da Tabela 3.

**Tabela 3.**  
**Fator de correção do preço do**  
**petróleo conforme o BSW**

Faixa de BSW		Desconto (US\$/bbl)
maior que	menor e igual	
1%	5%	0,983
5%	10%	1,130
10%	15%	1,277
15%	20%	1,425
20%	25%	1,572
25%	30%	1,720
30%	-	2,456

Dessa forma os preços finais obtidos nesta Planilha e que servirá para o cálculo das receita brutas com as produções, são:

- **Petróleo = Brent + [Fator “K”] + [Fator API] - [Fator BSW]**
- **Gás Natural = [Volume (m<sup>3</sup>) x PCS] + 9.400**

**Para os valores de penalidades ou prêmios adotados na Tabelas 2 e 3, para o cálculo do preço final do petróleo, o Modelo permite que o usuário, em função de dados de mercado e/ou contratuais, altere os mesmos.**

A Figura 5. mostra a Planilha para cálculos dos preços de petróleo e gás natural.

A Planilha incorpora também uma tabela com os fatores de conversão de unidades usados para as transformações necessárias nos cálculos, tornando fácil o entendimento dos resultados finais.

**Figura 5.**  
**Planilha CÁLCULO DO PREÇO DO PETRÓLEO & GÁS**

DADOS DE ENTRADA		DADOS DE SAÍDA	
PREÇO DO GAS NATURAL (US\$/m <sup>3</sup> )	0,0450	PREÇO DO GAS NATURAL CORRIGIDO (US\$/m <sup>3</sup> )	0,0469
PREÇO DO PETRÓLEO "BRENT" (US\$/bbl)	30,0000	PREÇO DO PETRÓLEO CORRIGIDO (US\$/bbl)	29,1028
DENSIDADE DO ÓLEO (Graus API)	36,0	FATOR 'K' (US\$/bbl)	0,0353
BSW	1,1%	AJUSTE DENSIDADE (US\$/bbl)	0,0500
PCS do GÁS NATURAL (@ 20 °C e 1.033 kgf/cm <sup>2</sup> )	9.800,0	CORREÇÃO BSW (US\$/bbl)	0,9825

FATOR 'K' DE CORREÇÃO DO PREÇO DO "BRENT"	
Fator de Correção ==> K = X - Y	0,0353
Y= 0,392A + 0,449B + 0,159C	8,1813
X= 0,206A + 0,488B + 0,306C	8,2166
(A) PREÇO DA GASOLINA REGULAR UNLEADED (US\$/bbl)	8,1077
(B) PREÇO DO GASÓLEO (US\$/bbl)	8,1947
(C) PREÇO DO ÓLEO COMBUSTÍVEL 1% (US\$/bbl)	8,3249

PREÇO DOS DERIVADOS CONSIDERADOS					
(A) Preço da gasolina regular unleaded, (B) Preço do gasóleo e (C) Preço do óleo combustível @ 1%, no mercado NWE/basis ARA, cotados na PLATT'S EUROPEAN MARKETSCAN, em dólares americanos por barril.					

AJUSTE DO PREÇO DO ÓLEO QUANTO A DENSIDADE (GRAU API)					
Tipo de petróleo <sup>1</sup>	Grau API		Densidade		Ajuste de Preço (US\$/bbl)
	maior ou igual	menor	superior	igual ou inferior	
Petróleo Leve	31	-	-	87	0,050
Petróleo Mediano	22	31	0,87	0,92	0,030
Petróleo Pesado	10	22	0,92	1,00	-0,025
Petróleo Extrapesado	-	10	1,00	-	-0,040

<sup>1</sup> Conforme Portaria ANP N° 9, de 21/01/2000

FATORES DE CONVERSÃO	
1m <sup>3</sup> =barris	6,2898
litro=bbl	0,0063
A: Gasolina Regular Unleaded (bbl/tonelada)	8,460
B: Gasoil EN590 (bbl/tonelada)	7,460
C: Fuel Oil 1% (bbl/tonelada)	6,450

CORREÇÃO DO BSW		
BSW (faixa)		Desconto
maior que	menor e igual	
1%	5%	0,983
5%	10%	1,130
10%	15%	1,277
15%	20%	1,425
20%	25%	1,572
25%	30%	1,720
30%	-	2,456

### Planilha 5. CUSTOS DE O&M

Nesta Planilha são introduzidas as despesas operacionais como custos diretos e indiretos, como aluguel, serviços de terceiros, pessoal etc., como também os custos de produção de óleo, gás natural e água.

A entrada de dados se faz pelas Colunas F e G. O Modelo, calcula e distribui a partir do ano 1 (Coluna I) os valores anuais correspondentes, sendo:

- **Linha 20** [célula F20] Despesas operacionais (US\$/mês);
- **Linha 20** [célula G20] Quantidades consumidas por mês;
- **Linha 23** [célula G23] Custos de produção de óleo (US\$/bbl)
- **Linha 24** [célula G24] Custos de produção de gás natural (US\$/m<sup>3</sup>)
- **Linha 25** [célula G25] Custos de produção de água (US\$/m<sup>3</sup>)
- **Linha 26** [célula G26] Outros custos variáveis (US\$/ano)

**Os dados de entrada para as células G23, G24 e G25 (custos unitários de produção de óleo, gás natural e água) são importados da Planilha 2. Dados de Entrada.**



**Figura 6**  
**Planilha CUSTOS DE OPERAÇÃO & MANUTENÇÃO**

	B	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R
3	<b>FLUXOS EM DOLARES CONSTANTES</b>													
4	<b>CUSTOS DE OPERAÇÃO &amp; MANUTENÇÃO (O&amp;M)</b>													
5														
6	<b>DESPESAS (US\$/mês)</b>	<b>Unidade</b>	<b>Qtde</b>	<b>Total</b>	<b>Ano</b>									
7		<b>US\$ / Mês</b>		<b>US\$ / Mês</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>
8	Aluguel	1.000,00	1	1.000,00	12.000	12.000	12.000	12.000	12.000	12.000	12.000	12.000	12.000	12.000
9	Pessoal	1.000,00	1	1.000,00	12.000	12.000	12.000	12.000	12.000	12.000	12.000	12.000	12.000	12.000
10	Material de Consumo		1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
11	Veículos		1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12	Telefone / E Elétrica / Água	1.000,00	1	1.000,00	12.000	12.000	12.000	12.000	12.000	12.000	12.000	12.000	12.000	12.000
13	Outras despesas fixas		1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14			1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
15			1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
16	<b>TOTAL</b>			<b>3.000,00</b>	<b>36.000</b>	<b>36.000</b>	<b>36.000</b>	<b>36.000</b>	<b>36.000</b>	<b>36.000</b>	<b>36.000</b>	<b>36.000</b>	<b>36.000</b>	<b>36.000</b>
17														
18														
19														
20														
21	<b>CUSTOS (US\$/dia)</b>	<b>Unidade</b>	<b>Unitário</b>		<b>Ano</b>									
22					<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>
23	Produção de Óleo	US\$/bbl	3,000		2.707	2.707	2.707	2.707	2.707	2.707	2.707	2.707	2.707	2.707
24	Produção de Gás	US\$/m3	0,012		131.400	131.400	131.400	131.400	131.400	131.400	131.400	131.400	131.400	131.400
25	Produção de Água	US\$/m3	1,500		548	548	548	548	548	548	548	548	548	548
26	Outros custos variáveis	US\$/ano	0,00		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
27	<b>TOTAL</b>				<b>134.655</b>	<b>134.655</b>	<b>134.655</b>	<b>134.655</b>	<b>134.655</b>	<b>134.655</b>	<b>134.655</b>	<b>134.655</b>	<b>134.655</b>	<b>134.655</b>

**Planilha FINANCIAMENTO**

Uma possibilidade do Modelo é a avaliação do negócio Campo Maduro, lançando mão de financiamentos. Assim, o Modelo, a critério do usuário, avalia o projeto considerando a parcela de *equity* que se deseja financiar.

A entrada de dados para cálculo do financiamento que irá alimentar as demais planilhas do Modelo, se faz na **Planilha 2 Dados de Entrada e Considerações sobre os Cálculos**, nas células H 71 a H 74.

A Planilha Financiamento, calcula, então os fluxos decorrentes da parcela financiada e distribui os valores econômicos e financeiros para as planilhas meios e de resultados. A planilha Financiamento está mostrada na Figura 7.

**Figura 7**  
**Planilha FINANCIAMENTO**

	B	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R
2	<b>VALORES EM US\$ MIL CONSTANTES</b>												
3	<b>FINANCIAMENTO</b>												
4			0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5													
6	<b>FINANCIAMENTO TOTAL</b>												
7	<b>PERCENTUAL FINANCIADO</b>	50,0%											
8	<b>MONTANTE (US\$ MIL)</b>												
9													
10	<b>SISTEMA SAC - AMORTIZAÇÃO CONSTANTE</b>												
11													
12			2 ANOS										
13	CARÊNCIA		5 ANOS										
14	AMORTIZAÇÃO			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	JUROS	4%		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	VARIAÇÃO CAMBIAL			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	SALDO DEVEDOR			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18													
19	<b>TOTAL DESEMBOLSOS</b>			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20													

O Modelo, adota como *default*, o Sistema de Amortização Constante – SAC, assumindo prazo de carência informado, período de amortização desejado, taxa de juros e a variação cambial e retorna para o Modelo o valor das parcelas de amortização do financiamento e o impacto na avaliação do negócio.

## Planilha CÁLCULOS FISCAIS

Esta planilha, é uma planilha meio cujo objetivo é calcular todas as operações fiscais e para-fiscais, decorrentes da legislação vigente, tais como impostos diretos sobre faturamento (PIS, COFINS), cálculo dos impostos incidentes com a atividade de produção de petróleo e gás natural (*Royalties*, Superficiários e aluguel de área), cálculo das compensações financeiras e de prejuízos fiscais, juros sobre capital próprio e da conta garantia (conforme a Portaria ANP N° 279, 31/10/2003). O modelo de planilha está mostrado na Figura 8.

**Figura 8**  
**Planilha CÁLCULOS FISCAIS**

VALORES EM US\$ MIL CONSTANTES										
CÁLCULOS FISCAIS										
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>COMPENSAÇÃO DOS PREJUÍZOS FISCAIS</b>										
PREJUÍZO CONTÁBIL ACUMULADO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PARCELA COMPENSADA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SALDO A COMPENSAR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BASE DE CÁLCULO	82	82	81	81	81	81	81	81	81	81
<b>CONTRIBUIÇÃO SOCIAL</b>	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
<b>IMPOSTO DE RENDA</b>	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
<b>CÁLCULO DOS JUROS SOBRE O CAPITAL PRÓPRIO</b>										
TAXA DE JUROS DE LONGO PRAZO - TJLP	12,0%	10,0%	8,0%	8,0%	8,0%	8,0%	8,0%	8,0%	8,0%	8,0%
PATRIMÔNIO LÍQUIDO	1.000	1.008	1.017	1.025	1.033	1.041	1.049	1.057	1.066	1.074
PATRIMÔNIO LÍQUIDO X TJLP	120	101	81	82	83	83	84	85	85	86
50% DO LUCRO DO EXERCÍCIO	82	82	81	81	81	81	81	81	81	81
50% DE LUCROS ACUMULADOS	0	1	1	2	2	3	3	4	4	5
JUROS SOBRE O CAPITAL PRÓPRIO	82	82	81	81	81	81	81	81	81	81
IMP. RENDS S/ JUROS SOBRE O CAPITAL PRÓPRIO	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
JUROS SOBRE O CAPITAL PRÓPRIO LÍQUIDO	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69
<b>CÁLCULO DO PIS (Lei 10.637 de 30/12/2002)</b>										
(+) VALOR DA CONTRIBUIÇÃO	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
(-) CRÉDITOS	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
(=) PIS / PASEP	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
SALDO A COMPENSAR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ALÍQUOTA	1,02%	1,02%	1,02%	1,01%	1,01%	1,01%	1,01%	1,01%	1,01%	1,01%
<b>CÁLCULO DA COFINS (LEI 10.833 de 29/12/2003)</b>										
(+) VALOR DA CONTRIBUIÇÃO	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46
(-) CRÉDITOS	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
(=) COFINS	29	29	29	28	28	28	28	28	28	28
SALDO A COMPENSAR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ALÍQUOTA	4,68%	4,68%	4,68%	4,67%	4,67%	4,67%	4,67%	4,67%	4,67%	4,67%
<b>CÁLCULO DE ICMS</b>	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70
<b>CÁLCULO DE ROYALTIES</b>	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
<b>PAGAMENTO POR RETENÇÃO OU OCUPAÇÃO DE ÁREA</b>	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
<b>PAGAMENTO AO PROPRIETÁRIO DA TERRA</b>	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
<b>CONTA GARANTIA DA ANP</b>										

## Planilha CONTA GARANTIA

A Planilha Conta Garantia é uma planilha meio, introduzida na última revisão do Modelo, para atender as exigências estabelecidas na Portaria ANP N° 279, de 31 de outubro de 2003.

A Conta Garantia, definida na Portaria, tem a finalidade de garantir recursos financeiros, provisionados ano-a-ano durante a vigência do contrato de concessão de um determinado campo de produção, para os serviços de arrasamento de poços e abandono definitivo da área ao final do contrato de concessão.

O valor da conta garantia corresponde a 156% do valor estimado pelo concessionário para os serviços de arrasamento e abandono definitivo do campo, conforme determina o Parágrafo Segundo do “*Contrato de Caução para Provisionamento de Fundo de Garantia de Desativação e Abandono*”.

O cálculo do valor a ser depositado, tem uma relação direta com o índice *Produção/Reserva* do campo ou campos, determinado pela seguinte fórmula paramétrica:

$$D_{ano\ i} = \frac{Produção_{ano\ i}}{Reserva_{ano\ i-1}} \times [GDA_{ano\ i} \times (1 + TIGP_{ano\ i}) - Saldo_{ano\ i}]$$

Onde:

- D ano *i*: valor referente ao ano *i* a ser depositado, em reais (R\$), na CONTA-GARANTIA até o último dia útil de janeiro do ano subsequente (ano *i+1*);
- *i*: número seqüencial referente aos anos contados a partir do ano de assinatura do Aditivo ao Contrato de Concessão (ano 1 = ano da assinatura do Aditivo);
- Produção ano *i*: volume de petróleo e gás natural produzido durante o ano *i*, em metros cúbicos de óleo equivalente (m<sup>3</sup>oe), obtido a partir da totalização dos Boletins Mensais de Produção do campo;
- Reserva ano *i-1*: volume de petróleo e gás natural, em metros cúbicos de óleo equivalente (m<sup>3</sup>oe), que consta como reserva provada do Boletim Anual de Reserva aprovado pela ANP referente ao último dia do ano *i-1*;
- GDA ano *i*: valor da Garantia de Desativação e Abandono, em reais (R\$). Essa estimativa poderá ser refeita, por iniciativa da ANP ou do Concessionário, de acordo com o estabelecido no Parágrafo Quarto da Cláusula Primeira. O valor inicial, conforme Cláusula Primeira, Parágrafo Segundo, será utilizado enquanto não houver novo Relatório de Estimativa de Custo de Desativação de Campo aprovado;
- Saldo ano *i*: saldo, em reais (R\$), existente na conta garantia no último dia do ano *i* anterior ao depósito do valor D ano *i*;
- TIGP ano *i*: taxa de reajuste do valor a ser depositado, calculada com base no IGP-DI da Fundação Getúlio Vargas, acumulado desde a data de emissão do último Relatório de Estimativa de Custo de Desativação de Campo aprovado até o final do ano *i*.

Na planilha do Modelo, o cálculo da Conta Garantia, primeiramente determina, a partir da verificação do último ano de produção do campo (óleo ou gás), o ano de arrasamento e abandono. Em seguida calcula o valor a ser provisionado de acordo com a fórmula paramétrica da Portaria a partir do ano 1 (início de produção) e retorna todos os valores provisionados ano-a-ano, bem como a reversão no ano de arrasamento, promovendo dessa forma a melhor alocação dos recursos.

**A entrada de dados para esta Planilha é feita a partir da Planilha DADOS DE ENTRADA na Coluna H, Linha 71.**

**Figura 9**  
**Planilha CONTA GARANTIA**

	B	C	H	I	J	K	L	M
3	<b>CONTA GARANTIA</b>							
5	<b>PROVISÃO ARRASAMENTO DE POÇOS</b>		<b>Total (US\$ Mil)</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>
7	<b>ESTIMATIVA (em US\$)</b>		<b>843</b>					
8	<b>ANO DO ARRASAMENTO</b>		<b>16</b>					
10	<b>CONTA GARANTIA DA ANP</b>							
11	RESERVA PROVADA DE PETRÓLEO	m <sup>3</sup> oe	148.590	132.443	119.419	108.934	100.543	93.908
12	RESERVA PROVADA DE GÁS	m <sup>3</sup> oe	211.200	183.448	168.460	138.502	114.686	95.195
13	RESERVA PROVADA TOTAL	m <sup>3</sup> oe	359.790	315.891	287.879	247.436	215.230	189.103
15	PRODUÇÃO DE PETRÓLEO	m <sup>3</sup> oe		16.147	13.024	10.485	8.390	6.636
16	PRODUÇÃO DE GÁS	m <sup>3</sup> oe		27.752	14.988	29.958	23.815	19.491
17	PRODUÇÃO TOTAL	m <sup>3</sup> oe		43.899	28.012	40.443	32.206	26.127
19	RELAÇÃO PRODUÇÃO/RESERVA			0,1220	0,0887	0,1405	0,1302	0,1214
21	ESTIMATIVA DE ABANDONO	US\$ Mil	843	843	843	843	843	843
22	Portaria ANP 279, 31/10/2003	acréscimo (%)	156,0%					
23	Garantia de Desativação e Abandono GDA	US\$ Mil	1.315	1.315	1.315	1.315	1.315	1.315
24	Percentual de depósito para campo parado	%	30%					
25	PROVISÃO			160	117	185	171	160
26	REVERSÃO			0	0	0	0	0
27	DEPÓSITO (Di)				160	117	185	171
28	SALDO			0	160	277	462	633
29	JUROS (Correção da conta garantia)	6%			5	13	23	35
30	SALDO FINAL				165	295	503	710
32	REALIZAÇÃO DE ARRASAMENTO DE POÇOS			0	0	0	0	0
34	SALDO A REVERTER À EMPRESA			0	0	0	0	0

### **Planilha DRE DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO**

A planilha DRE é uma planilha de saída de dados com os fluxos de capitais.

Nela são demonstrados os resultados dos dados de entrada, como receitas brutas auferidas com a produção de óleo e gás natural, despesas operacionais, despesas financeiras, juros, depreciação e lucros.

**Figura 9**  
**Planilha DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO - DRE**

	B	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	
2	<b>VALORES EM US\$ MIL CONSTANTES</b>										
3	<b>DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO</b>										
4	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
6	RECEITA DE SUPRIMENTO DE GÁS	584	584	584	584	584	584	584	584	584	
7	RECEITA DE SUPRIMENTO DE ÓLEO	26	26	26	26	26	26	26	26	26	
9	<b>(=) RECEITA OPERACIONAL BRUTA</b>	<b>610</b>	<b>610</b>	<b>610</b>	<b>610</b>	<b>610</b>	<b>610</b>	<b>610</b>	<b>610</b>	<b>610</b>	
11	<b>(-) DEDUÇÕES À RECEITA</b>										
12	COFINS	29	29	29	28	28	28	28	28	28	
13	PIS / PASEP	6	6	6	6	6	6	6	6	6	
14	ICMS	70	70	70	70	70	70	70	70	70	
15	ROYALTIES	50	50	50	50	50	50	50	50	50	
16	PAGAMENTO POR OCUPAÇÃO OU RETENÇÃO DE ÁREA	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
17	PAGAMENTO AO PROPRIETÁRIO DA TERRA	5	5	5	5	5	5	5	5	5	
18	<b>TOTAL</b>	<b>161</b>	<b>161</b>	<b>161</b>	<b>161</b>	<b>161</b>	<b>161</b>	<b>161</b>	<b>161</b>	<b>161</b>	
20	<b>(=) RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>449</b>	<b>449</b>	<b>449</b>	<b>449</b>	<b>449</b>	<b>449</b>	<b>449</b>	<b>449</b>	<b>449</b>	
22	(-) O & M	135	135	135	135	135	135	135	135	135	
24	<b>(=) LUCRO BRUTO</b>	<b>314</b>	<b>314</b>	<b>314</b>	<b>314</b>	<b>314</b>	<b>314</b>	<b>314</b>	<b>314</b>	<b>314</b>	
26	<b>(-) DESPESAS OPERACIONAIS</b>										
27	SEGUROS	10	10	10	10	10	10	10	10	10	
28	DESPESAS ADMINISTRATIVAS	36	36	36	36	36	36	36	36	36	
29	DEPRECIACÃO	100	100	100	101	101	101	101	101	101	
30	AMORTIZAÇÃO DO DIFERIDO	0	0	1	1	1	1	(0)	0	0	
31	AMORTIZAÇÃO DO BID	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
32	PROVISÃO PARA ABANDONO DE POÇOS	3	3	3	3	3	3	3	3	3	
33	<b>TOTAL</b>	<b>149</b>	<b>149</b>	<b>150</b>	<b>151</b>	<b>151</b>	<b>151</b>	<b>151</b>	<b>149</b>	<b>149</b>	
35	<b>(=) LUCRO ANTES DAS DESP. FINANCEIRAS</b>	<b>166</b>	<b>166</b>	<b>164</b>	<b>164</b>	<b>164</b>	<b>164</b>	<b>165</b>	<b>165</b>	<b>165</b>	
37	<b>(-) DESPESAS FINANCEIRAS</b>										
38	JUROS DE FINANCIAMENTO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
39	JUROS DE EMPRÉSTIMO PARA COBERTURA DE CAIXA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
40	CPMF	2	2	2	2	2	2	2	2	2	
41	<b>TOTAL</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	
43	<b>(=) LUCRO ANTES DOS JUROS SOBRE CAPITAL PRÓPRIO</b>	<b>163</b>	<b>163</b>	<b>162</b>	<b>161</b>	<b>161</b>	<b>161</b>	<b>163</b>	<b>163</b>	<b>163</b>	
45	(-) JUROS SOBRE O CAPITAL PRÓPRIO	82	82	81	81	81	81	81	81	81	
47	<b>(=) LUCRO ANTES DO IMP. RENDA E CONT. SOCIAL</b>	<b>82</b>	<b>82</b>	<b>81</b>	<b>81</b>	<b>81</b>	<b>81</b>	<b>81</b>	<b>81</b>	<b>81</b>	
49	<b>(-) IMPOSTOS SOBRE O LUCRO</b>										
50	(-) CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	7	7	7	7	7	7	7	7	7	
51	(-) IMPOSTO DE RENDA	12	12	12	12	12	12	12	12	12	
52	<b>TOTAL</b>	<b>20</b>	<b>20</b>	<b>20</b>	<b>19</b>	<b>19</b>	<b>19</b>	<b>20</b>	<b>20</b>	<b>20</b>	
54	<b>(=) LUCRO LÍQUIDO ANTES DA REVERSÃO DOS JSCP</b>	<b>62</b>	<b>62</b>	<b>61</b>	<b>61</b>	<b>61</b>	<b>61</b>	<b>62</b>	<b>62</b>	<b>62</b>	
56	(+) REVERSÃO DOS JUROS SOBRE O CAPITAL PRÓPRIO	82	82	81	81	81	81	81	81	81	
58	<b>(=) LUCRO LÍQUIDO</b>	<b>144</b>	<b>144</b>	<b>142</b>	<b>142</b>	<b>142</b>	<b>142</b>	<b>143</b>	<b>143</b>	<b>143</b>	
60	<b>DESTINAÇÃO DO LUCRO LÍQUIDO</b>										
61	RESERVA LEGAL	7	7	7	7	7	7	7	7	7	
62	PROVISÃO DE DIVIDENDOS	54	54	53	53	53	53	53	53	53	
63	LUCRO (OU PREJUÍZO) A ACUMULAR	1	1	1	1	1	1	1	1	1	

### **Planilha BALANÇO PATRIMONIAL**

O balanço patrimonial tem por finalidade apresentar a posição financeira e patrimonial da empresa em determinada data, representando, portanto, uma posição estática. No balanço as contas estão classificadas segundo os elementos do patrimônio que registrem, e agrupadas de modo a facilitar o conhecimento e a análise da situação financeira do negócio Campos Maduros.

No Modelo esta é uma Planilha *fim*, que consolida os resultados financeiros e patrimoniais (Ativos, Passivos e Patrimônio Líquido) referente ao campo ou campos produtores de petróleo e gás natural.

**Figura 10**  
**Planilha BALANÇO PATRIMONIAL**

	B	H	J	K	L	M
2	<b>VALORES EM US\$ MIL CONSTANTES</b>					
3	<b>BALANÇO PATRIMONIAL</b>					
4	0	1	2	3	4	5
5						
6	<b>ATIVO CIRCULANTE</b>	<b>0</b>	<b>61</b>	<b>61</b>	<b>61</b>	<b>61</b>
7	DISPONÍVEL	0	10	10	10	10
8	CONTAS A RECEBER	0	51	51	51	51
9						
10	<b>REALIZÁVEL A LONGO PRAZO</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
11	OUTROS	0	0	0	0	0
12						
13	<b>PERMANENTE</b>	<b>1.000</b>	<b>1.900</b>	<b>3.100</b>	<b>2.500</b>	<b>8.400</b>
14	ATIVO INTANGÍVEL	0	0	0	0	0
15	(-) AMORTIZAÇÃO ACUMULADA DO BID (PREÇO MÍNIMO + ÁGIO)	0	0	0	0	0
16	IMOBILIZADO	1.000	1.000	1.000	1.000	3.500
17	(-) DEPRECIÇÃO ACUMULADA	0	(100)	(200)	(300)	(650)
18	DIFERIDO	0	1.000	2.500	2.500	7.500
19	(-) AMORTIZAÇÃO ACUMULADA	0	0	(200)	(700)	(2.700)
20						
21	<b>TOTAL DO ATIVO</b>	<b>1.000</b>	<b>1.961</b>	<b>3.161</b>	<b>2.561</b>	<b>7.711</b>
22						
23	<b>PASSIVO CIRCULANTE</b>	<b>0</b>	<b>454</b>	<b>1.871</b>	<b>1.998</b>	<b>10.870</b>
24	O & M	0	11	11	11	11
25	SEGUROS	0	1	1	1	3
26	DESPESAS ADMINISTRATIVAS	0	3	3	3	3
27	COFINS	0	3	3	3	2
28	PIS/PASEP	0	1	1	1	0
29	ICMS	0	8	8	8	8
30	ROYALTIES	0	4	4	4	4
31	PAGAMENTO POR OCUPAÇÃO OU RETENÇÃO DE ÁREA	0	0	0	0	0
32	PAGAMENTO AO PROPRIETÁRIO DA TERRA	0	0	0	0	0
33	PROVISÃO PARA ABANDONO DE POÇOS	0	3	5	8	13
34	CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	0	1	0	0	0
35	IMPOSTO DE RENDA	0	1	0	0	0
36	JUROS SOBRE O CAPITAL PRÓPRIO	0	30	0	0	0
37	DIVIDENDOS	0	47	47	47	47
38	FINANCIAMENTO	0	0	100	100	100
39	EMPRÉSTIMO PARA COBERTURA DE CAIXA	0	340	1.688	1.812	10.678
40						
41	<b>EXIGÍVEL A LONGO PRAZO</b>	<b>0</b>	<b>500</b>	<b>400</b>	<b>300</b>	<b>100</b>
42	FINANCIAMENTO	0	500	400	300	100
43						
44	<b>PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>	<b>1.000</b>	<b>1.007</b>	<b>889</b>	<b>263</b>	<b>(3.259)</b>
45	CAPITAL SOCIAL	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
46	RESERVA LEGAL	0	6	6	6	6
47	LUCROS (PREJUÍZOS) ACUMULADOS	0	1	(117)	(744)	(4.266)
48						
49	<b>TOTAL DO PASSIVO</b>	<b>1.000</b>	<b>1.961</b>	<b>3.161</b>	<b>2.561</b>	<b>7.711</b>
50						
51	<b>ATIVO - PASSIVO</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

### **DEMONSTRAÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA (DFC)**

O objetivo primário da Demonstração dos Fluxos de Caixa (DFC) é prover informações relevantes sobre os pagamentos e recebimentos, em dinheiro, ocorridos durante um determinado período. No Modelo o DFC é tratado em duas planilhas distintas – Fluxo de Caixa Direto (FCD) e Fluxo de Caixa Indireto (FCI).

As informações da DFC, principalmente quando analisadas em conjunto com as demais demonstrações financeira, podem permitir que investidores, credores e outros usuários avaliem dentre outros pontos:

- A capacidade de o negócio gerar futuros fluxos líquidos positivos de caixa;
- A capacidade de o negócio honrar seus compromissos, pagar dividendos e retornar empréstimos obtidos;
- A liquidez, solvência e flexibilidade financeira do negócio;

- A taxa de conversão de lucro em caixa e
- Os efeitos, sobre a posição financeira do negócio, das transações de investimento e de financiamento no campo ou campos de procução.

## Planilha FLUXO DE CAIXA DIRETO

Esta Planilha explicita as entradas e saídas brutas de dinheiro dos principais componentes das atividades operacionais, como recebimentos pelas vendas de hidrocarbonetos e os pagamentos a fornecedores e empregados. O saldo final das operações expressa o volume líquido de caixa provido ou consumido pelas operações durante um período. O modelo da Planilha está mostrado na Figura 11.

**Figura 11**  
**Planilha FLUXO DE CAIXA DIRETO**

	B	J	K	L	M
2	<b>VALORES EM US\$ MIL CONSTANTES</b>				
3	<b>FLUXO DE CAIXA DIRETO (a partir de ingressos e desembolsos)</b>				
4	1	2	3	4	5
5					
6	<b>SALDO INICIAL DE CAIXA</b>	0	10	10	10
8	<b>INGRESSOS OPERACIONAIS BRUTOS</b>	559	610	610	610
10	<b>(-) DEDUÇÕES À RECEITA</b>				
11	COFINS	25	29	29	18
12	PIS / PASEP	6	6	6	4
13	ICMS	62	70	70	70
50	<b>(=) SUPERÁVIT (DÉFICIT) DE CAIXA</b>	<b>(330)</b>	<b>(1.348)</b>	<b>(124)</b>	<b>(6.654)</b>
52	<b>(+) REVERSÃO DOS JUROS SOBRE O CAPITAL PRÓPRIO</b>	30	30	0	0
54	<b>(=) SUPERÁVIT (DÉFICIT) DE CAIXA REAL</b>	<b>(300)</b>	<b>(1.317)</b>	<b>(124)</b>	<b>(6.654)</b>
56	<b>SALDO INICIAL + SUPERÁVIT (DÉFICIT) DE CAIXA</b>	<b>(330)</b>	<b>(1.338)</b>	<b>(114)</b>	<b>(6.644)</b>
58	(+) APORTE DE CAPITAL	0	0	0	0
59	(-) REDUÇÃO DE CAPITAL	0	0	0	0
60	(-) DISTRIBUIÇÃO DE DIVIDENDOS	0	0	0	0
61	(+) EMPRÉSTIMO PARA COBERTURA DE CAIXA	340	1.348	124	6.654
62	(-) AMORTIZAÇÃO DE EMPRÉSTIMO PARA COBERTURA DE CAIXA	0	0	0	0
64	<b>SALDO FINAL DE CAIXA</b>	<b>10</b>	<b>10</b>	<b>10</b>	<b>10</b>

## Planilha FLUXO DE CAIXA INDIRETO

O Fluxo de Caixa Indireto (FDI) faz a conciliação entre o lucro líquido e o caixa gerado pelas operações, retornando valores de contas do DRE e que não tenham efeito caixa (depreciação, amortização do diferido e provisões). Esta Planilha remove do lucro líquido as alocações ao período de consumo de ativos de longo prazo e os itens cujos efeitos no caixa sejam classificados como atividades de investimento (instalações, *pipelines*, facilidades) ou financiamento.

**Figura 12**  
**Planilha FLUXO DE CAIXA INDIRETO – FCI**

	B	G	H	J	K	L	M
2	<b>VALORES EM US\$ MIL CONSTANTES</b>						
3	<b>FLUXO DE CAIXA INDIRETO (a partir da DRE)</b>						
4		0	1	2	3	4	5
5							
6	LUCRO LÍQUIDO		126	(118)	(627)	(658)	(2.864)
7							
8	(+) DEPRECIAÇÃO		100	100	100	100	250
9							
10	(+) AMORTIZAÇÃO DO DIFERIDO		0	200	500	500	1.500
11							
12	(+) AMORTIZAÇÃO DO BID		0	0	0	0	0
13							
14	(-) VARIAÇÃO DA NECESSIDADE DE CAPITAL DE GIRO		15	(1)	(3)	(4)	(2)
15							
16	(+) FINANCIAMENTO		500				
17							
18	(-) AMORTIZAÇÃO DO FINANCIAMENTO		0	0	100	100	100
19							
20	(-) IR DE JUROS SOBRE CAPITAL PRÓPRIO		11	0	0	0	0
21							
22	(-) INVESTIMENTO						
23	AQUISIÇÃO DA CONCESSÃO (INCLUI ÁGIO)						
24	INVESTIMENTOS EM PRODUÇÃO		1.000	1.500	0	6.500	1.000
25	DESP. PRÉ-OPERACIONAIS						
26	CAPITAL DE GIRO						
27	<b>TOTAL</b>		<b>1.000</b>	<b>1.500</b>	<b>0</b>	<b>6.500</b>	<b>1.000</b>
28							
29	<b>(=) SUPERÁVIT (DÉFICIT) DE CAIXA</b>		<b>(300)</b>	<b>(1.317)</b>	<b>(124)</b>	<b>(6.654)</b>	<b>(2.213)</b>

**Planilha NECESSIDADE DE CAPITAL DE GIRO - NCG**

Esta planilha *meio*, avalia, a partir dos fluxos de entrada e saídas de capitais a necessidade de capital de giro para a manutenção das atividades operacionais do negócio. A NCG é determinada pela diferença entre as contas cíclicas do ativo e as contas cíclicas do passivo, ou seja: o negócio é financiado espontaneamente pelas contas operacionais do passivo (contas a pagar), enquanto o negócio financia as contas operacionais do ativo (contas a receber).



**Figura 13**  
**Planilha NECESSIDADE DE CAPITAL DE GIRO – NCG**

	B	I	J	K	L	M
2	<b>VALORES EM US\$ MIL CONSTANTES</b>					
3	<b>NECESSIDADE DE CAPITAL DE GIRO</b>					
4	<b>ANOS</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>
5						
6	<b>(+) ATIVO CIRCULANTE OPERACIONAL</b>	<b>51</b>	<b>51</b>	<b>51</b>	<b>51</b>	<b>51</b>
7	CONTAS A RECEBER	51	51	51	51	51
8						
9	<b>(-) PASSIVO CIRCULANTE OPERACIONAL</b>	<b>36</b>	<b>36</b>	<b>39</b>	<b>43</b>	<b>44</b>
10	O & M	11	11	11	11	11
11	SEGUROS	1	1	1	2	3
12	DESPESAS ADMINISTRATIVAS	3	3	3	3	3
13	COFINS	3	3	3	3	2
14	PIS/PASEP	1	1	1	1	0
15	ICMS	8	8	8	8	8
16	ROYALTIES	4	4	4	4	4
17	PAGAMENTO POR OCUPAÇÃO OU RETENÇÃO DE ÁREA	0	0	0	0	0
18	PAGAMENTO AO PROPRIETÁRIO DA TERRA	0	0	0	0	0
19	PROVISÃO PARA ABANDONO DE POÇOS	3	5	8	10	13
20	CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	1	0	0	0	0
21	IMPOSTO DE RENDA	1	0	0	0	0
22						
23	<b>(=) NECESSIDADE DE CAPITAL DE GIRO</b>	<b>15</b>	<b>14</b>	<b>12</b>	<b>8</b>	<b>6</b>

### **Planilha DADOS DE SAÍDA**

Os resultados, produtos da aplicação do Modelo de Avaliação Econômica-Financeira, são demonstrados nesta Planilha de *saída*. Como proposto inicialmente, o resultado final da aplicação do Modelo para o negócio Campos de petróleo ou gás natural em estágio avançado de produção (Campos Maduros ou Marginais) retorna o Valor Presente (VP) para uma dada taxa mínima de atratividade que se deseja verificar.

Nas Colunas C e F, são repetidos os principais parâmetros dos dados de entrada e os valores calculados (total de óleo e gás produzidos, preços etc.) a partir do modelo, para efeito de visualização e análises.

A Coluna J retorna o Valor Presente do projeto VP (US\$ Mil), para uma série de Taxas Mínimas de Atratividade (TMA) definidas pelo usuário.

Nesta Planilha o usuário pode optar por uma avaliação com Fluxos em Dólares Constantes (sem variação cambial) ou com Fluxos em Dólares Correntes (considera a variação cambial). A seleção é feita com a chave da Célula H 24 optando por [SIM] ou [NÃO].

**Figura 13**  
**Planilha DADOS DO PROJETO E RESULTADOS**

	C	D	E	F	G	H	I	J	K																		
2	<b>DADOS DO PROJETO E RESULTADOS</b>																										
3	<b>CAMPO:</b>																										
4																											
5	<b>INFORMAÇÕES GERAIS</b>				<b>RESULTADOS DO PROJETO</b>																						
6																											
7					<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">FLUXO EM DÓLARES MIL CONSTANTES</th> </tr> <tr> <th>TAXA DE DESCONTO (%)</th> <th>VALOR PRESENTE DO PROJETO</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>12%</td> <td>1.499</td> </tr> <tr> <td>14%</td> <td>1.426</td> </tr> <tr> <td>16%</td> <td>1.357</td> </tr> <tr> <td>18%</td> <td>1.291</td> </tr> <tr> <td>20%</td> <td>1.229</td> </tr> <tr> <td>22%</td> <td>1.171</td> </tr> <tr> <td>24%</td> <td>1.116</td> </tr> </tbody> </table>					FLUXO EM DÓLARES MIL CONSTANTES		TAXA DE DESCONTO (%)	VALOR PRESENTE DO PROJETO	12%	1.499	14%	1.426	16%	1.357	18%	1.291	20%	1.229	22%	1.171	24%	1.116
FLUXO EM DÓLARES MIL CONSTANTES																											
TAXA DE DESCONTO (%)	VALOR PRESENTE DO PROJETO																										
12%	1.499																										
14%	1.426																										
16%	1.357																										
18%	1.291																										
20%	1.229																										
22%	1.171																										
24%	1.116																										
8																											
9	VOLUME DE ÓLEO "IN PLACE"	(VOIP Mil m <sup>3</sup> )	3.500																								
10	VOLUME DE GÁS "IN PLACE"	(VGIP Milhões m <sup>3</sup> )	905																								
11	VOLUME DE ÓLEO PROVADO	(Mil m <sup>3</sup> )	149																								
12	VOLUME DE GÁS PROVADO	(Milhões m <sup>3</sup> )	200																								
13	VALOR DAS INSTALAÇÕES	(US\$ Mil)	1.000																								
14	INVESTIMENTOS NÃO DEPRECIÁVEIS	(US\$ Mil)	556																								
15	INVESTIMENTOS DEPRECIÁVEIS	(US\$ Mil)	-																								
16	HORIZONTE DO PROJETO	(ANOS)	16																								
17	PREÇO DO ÓLEO CORRIGIDO	(US\$/ bbl)	29,1028																								
18	PREÇO DO GÁS CORRIGIDO	(US\$/ m <sup>3</sup> )	0,0469																								
19	ÓLEO PRODUZIDO	(Np Mil / m <sup>3</sup> )	69,4																								
20	GÁS PRODUZIDO	(Gp Milhões / m <sup>3</sup> )	182,1																								
21	ÁGUA PRODUZIDA	(Wp Mil / m <sup>3</sup> )	4,6																								
22																											
23																											
24	<b>FLUXO EM DÓLARES CORRENTES &lt;&lt; SIM OU NÃO &gt;&gt; ?</b>				<input type="text" value="NÃO"/>																						
25																											

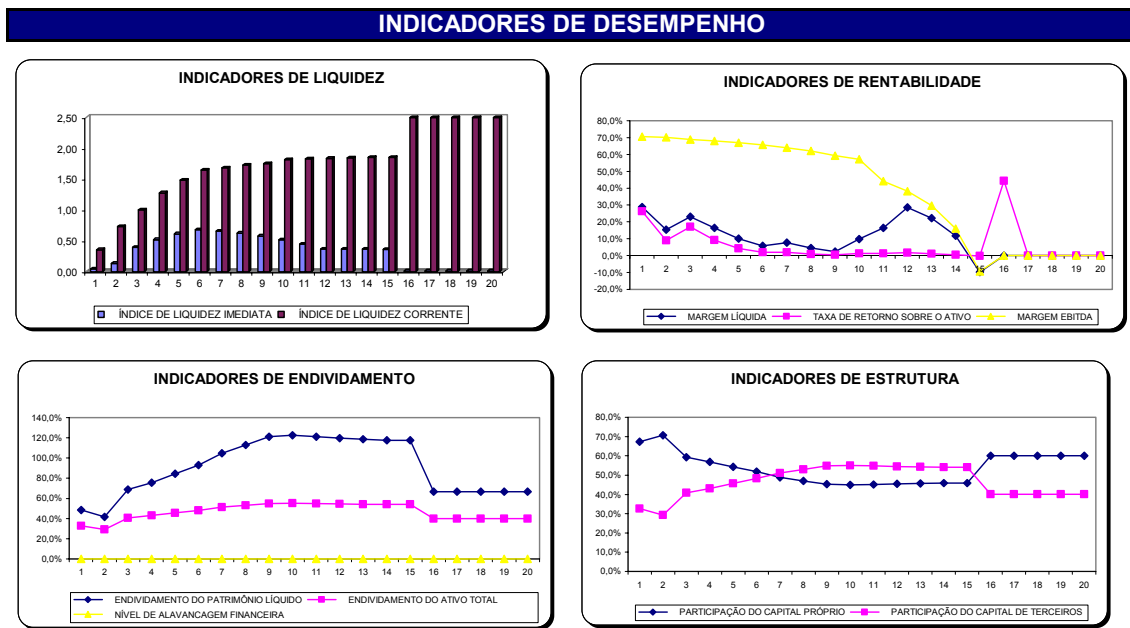
**Planilha INDICADORES & GRÁFICOS**

Estas Planilhas são de caráter analítico, condensando os resultados para uma análise expedita dos resultados do negócio, como: Índice de Liquidez, Rentabilidade, Endividamento etc.

**Figura 14**  
**Planilha INDICADORES DE DESEMPENHO**

	B	J	K	L	M	
2	<b>INDICADORES ORIGINADOS DE US\$ MIL CORRENTES</b>					
3	<b>INDICADORES DE DESEMPENHO</b>					
4		1	2	3	4	5
5						
6	<b>INDICADORES DE LIQUIDEZ</b>					
7	<b>ÍNDICE DE LIQUIDEZ IMEDIATA</b>	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00
8	Disponível / Passivo Circulante					
9	<b>ÍNDICE DE LIQUIDEZ CORRENTE</b>	0,13	0,03	0,03	0,01	0,01
10	Ativo Circulante / Passivo Circulante					

Figura 15 GRÁFICOS



#### 4. EXEMPLO 1

Para melhor entendimento e uso do Modelo, apresentamos a seguir uma avaliação para um mesmo campo de produção, versando sobre quatro possibilidades de análises econômica-financeira.

Consideremos o caso hipotético de um campo em estágio avançado de produção de **óleo e gás natural**, com as características seguintes:

*Campo descoberto em 1970, com uma área de ocorrência de hidrocarbonetos de 2,0 km<sup>2</sup>, com profundidade média de -1.900 metros, com volume de óleo “in place” de 3,5 milhões de m<sup>3</sup> e 1,0 bilhão de m<sup>3</sup> de gás “in place”. Sua formação é de arenitos homogêneos finos a muito finos, bem selecionados, variando de estratificados a fluidizados e maciços, permeabilidade de 1 a 100 mD (miliDarcy) e porosidade de 14 % a 17 %, com ocorrência em três reservatórios distintos. O campo possui 20 poços perfurados, sendo:*

Totais	Produtores	Injetores	Secos	Abandonado
20	12	0	8	0

*A produção do campo é de um óleo de qualidade 40<sup>o</sup>API e gás natural com PCS (poder calorífico superior) de 9.800 kcal/m<sup>3</sup>. O campo tem uma produção acumulada de óleo de 720 mil m<sup>3</sup> e 505 milhões de m<sup>3</sup> de gás natural. As reservas provadas de óleo e gás atualmente são respectivamente 150 mil m<sup>3</sup> e 200 milhões m<sup>3</sup>.*

Da descrição acima, os principais dados serão agrupados para atender as entradas do Modelo de Avaliação, e as avaliações analisadas em quatro Casos.

## CASO 1.1

Neste caso exemplo adotaremos os parâmetros de entrada seguintes, considerando uma análise com *Fluxos* em dólares constantes e projeto sem *Financiamento* (100% equity).

### Planilha DADOS DE ENTRADA

#### Dados Técnicos

VOIP (VOLUME DE "OIL IN PLACE")	3.500,0	Mil m <sup>3</sup>
VGIP (VOLUME DE "GÁS IN PLACE")	1.000,0	Milhões m <sup>3</sup>
VOLUME DE ÓLEO PROVADO	250,0	Mil m <sup>3</sup>
VOLUME DE GÁS PROVADO	350,0	Milhões m <sup>3</sup>
ÁREA DO CAMPO ("RING FENCE")	2,0	km <sup>2</sup>

Estes dados serão informados na *Planilha DADOS DE ENTRADA*, nas células [H 6] a [H 10].

#### Custo Operacional Variável

PRODUÇÃO DE ÓLEO	3,0	US\$/bbl
PRODUÇÃO DE GÁS	0,012	US\$/m <sup>3</sup>
PRODUÇÃO DE ÁGUA	1,50	US\$/m <sup>3</sup>

Estes dados são definidos pelo usuário com base na experiência de outros campos produtores similares ou por cálculo dos custos que irá incorrer. Os dados serão informados na *Planilha DADOS DE ENTRADA*, nas células [H 31] a [H 33].

#### Investimentos (depreciáveis e não depreciáveis)

INSTALAÇÕES (Valor médio por poço que entra em atividade)	Investimento existente	US\$/poço
PIPELINES Valor fixo aplicado no ano zero (opcional).	Investimento existente	US\$
FACILIDADES Valor fixo aplicado no ano zero (opcional).	Investimento existente	US\$/m <sup>3</sup>
PERFURAÇÕES (Valor médio por poço perfurado)	Não há	US\$/poço
INTERVENÇÕES (Valor médio de cada intervenção)( workover)	76.000	US\$/poço
OUTROS	100.000	US\$/poço

Os dados de **investimentos depreciáveis** (instalações, equipamentos tubulações etc.) e **não depreciáveis** (serviços, reabertura e limpeza de poços etc.) são obtidos de cotações no mercado e serão informados na *Planilha DADOS DE ENTRADA*, nas células [H 56] a [H 63] conforme o caso.

Nota: estes dados servirão de orientação para o usuário quando da elaboração do plano de intervenções e produção na *Planilha PREVISÃO DE PRODUÇÃO E CUSTOS DE INTERVENÇÃO*.

### **Provisão para Abandono**

Este item relaciona todos os custos com serviços para o arrasamento de poços, desmontagens, limpeza e devolução de área. Esta previsão deve atender as exigências da ANP, estabelecidas na Portaria ANP N° 279, de 31/10/2003 para a Conta Garantia. Assim devem ser informados na *Planilha DADOS DE ENTRADA*, células [H 66] a [H 71] os dados:

<i>PROVISÃO (estimativa)</i>	843.000	US\$
<i>CONTA GARANTIA</i>	-	
<i>TIGP</i>	0%	
<i>Acréscimo abandono</i>	156%	
<i>Penalidade produção</i>	30%	
<i>Taxa de remuneração</i>	6,0%	% ao ano

Apenas o valor da *TIGP* (taxa de correção da Conta Garantia), parâmetro previsto na Portaria ANP, não precisa ser informado. Como o Modelo adota *Fluxos* em dólares norte-americanos, não justifica a correção do valor pela inflação doméstica.

O valor '*provisão*' é o valor estimado no 'ano 0' como necessário para desativar o campo e, será desembolsado no ano seguinte ao término da produção (ano<sub>n+1</sub>). O Modelo calcula e apropria os valores da Conta Garantia conforme a Portaria da ANP.

A '*taxa de remuneração*' é a taxa de juros que remunera o saldo da Conta Garantia, deve ser informada pelo usuário. O saldo positivo da Conta Garantia, ao final do projeto, é revertido para o caixa, podendo compor a parcela disponível para distribuição aos sócios.

Os parâmetros '*Acréscimo abandono*' e '*Penalidade produção*', são exigências da Portaria da ANP e estão definidos como 156 % e 30 % respectivamente.

### **Distribuição do Lucro após Juros sobre Capital Próprio**

Estas informações são necessárias para definir quanto e como serão distribuídos os resultados do negócio (empresa) aos sócios. Os dados abaixo devem ser informados nas células [H 80] e [H 81].

<i>RESERVA LEGAL</i>	5%
<i>DIVIDENDOS</i>	98%

*Reserva legal* é a retenção compulsória do lucro líquido, do exercício, antes de qualquer destinação. Segue a recomendação da legislação vigente.

Para a distribuição de *Dividendos*, o usuário define quanto do lucro será repartido com os sócios após a retenção legal. Neste exemplo será adotado o valor de 98 %.

### **Impostos, Taxas e Participações**

Para estes parâmetros os valores percentuais são os definidos na legislação vigente (PIS, COFINS, Royalties etc.) e devem ser informados nos campos [H 36] a [H 48].

Destes tributos, os relativos à indústria do *petróleo e gás natural* são os *royalties*, as *participações especiais*, *aluguéis por retenção de áreas e superficiários*. Todos estes tributos estão amparados na lei do Petróleo (Lei 9.478, de 06 de agosto de 1997).

Para este exemplo usaremos os seguintes valores:

<i>Royalties</i>		10%
<i>Superficiários</i>		1%
<i>Aluguel de Área</i>	(R\$/km <sup>2</sup> )	1.000,00
<i>Participações Especiais (Vide legislação)</i>		Não há

### **Prazos de Recebimentos e Pagamentos**

As células destes parâmetros reúnem os prazos das contas a pagar e a receber. É muito importante para uma análise econômica-financeira que o Model4o calcule o impacto dos vencimentos dessas contas cíclicas, pois como sabemos algumas contas financiam os clientes, enquanto outras financiam o empreendimento beneficiando ou penalizando os fluxos de capitais.

O usuário deve informar nas células de [H 84] a [H 95] os prazos em dias correntes.

### **Outros Dados de Entradas**

Para os demais valores da *Planilha DADOS DE ENTRADA*, o usuário deve certificar-se das recomendações legais e quando não for o caso, das recomendações aplicáveis à indústria de óleo & gás.

### **Planilha CÁLCULO DO PREÇO DO PETRÓLEO & GÁS**

Como explicado, anteriormente, no parágrafo correspondente ao tópico, esta planilha requer do usuário as informações sobre os preços de mercado dos derivados de petróleo, preço médio do petróleo (Brent), preço de referência do gás natural e os parâmetros de qualidade, bem como os parâmetros de *penalidade* ou *prêmio* para o óleo, sendo:

- Petróleo
  - Cotação média de mercado (US\$/bbl) célula [C 7]
  - Densidade do óleo (Grau API) célula [C 8]
  - BSW (teor de água no óleo produzido, %) célula [C 9]
- Gás Natural
  - PCS Poder Calorífico Superior (kcal/m<sup>3</sup>) célula [C 10]
  - Preço de mercado (US\$/m<sup>3</sup>) célula [C 6]
- Derivados
  - Preço da gasolina regular *unleaded* (US\$/bbl) célula [C 17]
  - Preço do gasóleo (US\$/bbl) célula [C 18]
  - Preço do óleo combustível 1% (US\$/bbl) célula [C 19]
- Penalidade para o BSW células de [G 34] a [G 40]
- Prêmio ou Penalidade para o Grau API células de [G 25] a [G 28]

O Modelo, então calcula os preços corrigidos do petróleo e do gás natural que serão utilizados para a geração das receitas brutas na *Planilha Demonstração dos Resultados DRE*. Neste exemplo os seguintes parâmetros e dados de entrada serão usados:

Observar que as variáveis de entrada estão destacadas com *fonte em azul*.

### Preços e Parâmetros de Qualidade:

	B	C
5	<b>DADOS DE ENTRADA</b>	
6	PREÇO DO GAS NATURAL (US\$/m <sup>3</sup> )	<b>0,0450</b>
7	PREÇO DO PETRÓLEO "BRENT" (US\$/bbl)	<b>30,0000</b>
8	DENSIDADE DO ÓLEO (Graus API)	<b>36,0</b>
9	BSW	<b>1,1%</b>
10	PCS do GÁS NATURAL (@ 20 °C e 1,033 kgf/cm <sup>2</sup> )	<b>9.800,0</b>
11		
12	<b>FATOR 'K' DE CORREÇÃO DO PREÇO DO "BRENT"</b>	
13		
14	Fator de Correção ==> $K = X - Y$	<b>0,0353</b>
15	$Y = 0,392A + 0,449B + 0,159C$	8,1813
16	$X = 0,206A + 0,488B + 0,306C$	8,2166
17	(A) PREÇO DA GASOLINA REGULAR UNLEADED (US\$/bbl)	<b>8,1077</b>
18	(B) PREÇO DO GASÓLEO (US\$/bbl)	<b>8,1947</b>
19	(C) PREÇO DO ÓLEO COMBUSTÍVEL 1% (US\$/bbl)	<b>8,3249</b>

### Ajuste do Preço do óleo (Grau API)

	B	C	D	E	F	G	H
22	<b>AJUSTE DO PREÇO DO ÓLEO QUANTO A DENSIDADE (GRAU API)</b>						
23		Grau API		Densidade		Ajuste de Preço	
24	Tipo de petróleo <sup>1</sup>	maior ou igual	menor	superior	igual ou inferior	(US\$/bbl)	
25	Petróleo Leve	31	-	-	87	<b>0,050</b>	Entrar com os valores de ajuste do preço do petróleo.
26	Petróleo Mediano	22	31	0,87	0,92	<b>0,030</b>	
27	Petróleo Pesado	10	22	0,92	1,00	<b>-0,025</b>	
28	Petróleo Extrapesado	-	10	1,00	-	<b>-0,040</b>	
29	<sup>1</sup> Conforme Portaria ANP Nº 9, de 21/01/2000						

### Correção do BSW

	E	F	G	H
31	<b>CORREÇÃO DO BSW</b>			
32	BSW (faixa)		Desconto	
33	maior que	menor e igual		
34	1%	5%	<b>0,983</b>	Entrar com os valores de desconto do preço do petróleo conforme o BSW.
35	5%	10%	<b>1,130</b>	
36	10%	15%	<b>1,277</b>	
37	15%	20%	<b>1,425</b>	
38	20%	25%	<b>1,572</b>	
39	25%	30%	<b>1,720</b>	
40	30%	-	<b>2,456</b>	

### Planilha CUSTOS DE O&M

Esta Planilha importa da *Planilha DADOS DE ENTRADA*, os custos variáveis para a produção de óleo, gás e água. O usuário deve fornecer os

parâmetros de custos fixos nas células [F 8] a [F 15] e [G 8] a [G 15], respectivamente valor unitário e quantidade consumida no mês.

Usaremos neste exemplo os seguintes valores:

	B	F	G	H
4	<b>CUSTOS DE OPERAÇÃO &amp; MANUTENÇÃO (O&amp;M)</b>			
5				
6	<b>DESPESAS (US\$/mês)</b>	Unidade	Unitário	Total
7		US\$ / Mês		US\$ / Mês
8	Aluguel	400,00	1	400,00
9	Pessoal	25.000,00	1	25.000,00
10	Material de Consumo	150,00	1	150,00
11	Veículos	500,00	1	500,00
12	Telefone / E Elétrica / Água	200,00	1	200,00
13	Outras despesas fixas	100,00	1	100,00
14				-
15				-
16	<b>TOTAL</b>			<b>26.350,00</b>

### **Planilha PREVISÃO DE PRODUÇÃO E CUSTOS DE INTERVENÇÃO**

Para esta Planilha o usuário deve estar de posse de dados de produção de óleo, gás e eventualmente de água, obtidos de aplicativos específicos da engenharia de reservatórios e dados de geologia de reservatórios, de forma a alimentar os cálculos com dados de produção factíveis.

Outrossim, usuário deve informar também o valor das intervenções associadas à produção desejada e os investimentos necessários para satisfazer a produção esperada, como por exemplo custos com *workover*, novas perfurações, instalações etc.

Para este exemplo, vamos adotar que dos 12 poços produtores existentes no campo, pretende-se reabrir apenas seis (6), com trabalhos de *workover*, a um custo unitário de US\$ 76 mil por poço. (neste ponto a escolha dos poços foi feita com bases nos estudos de reservatórios e engenharia de petróleo por equipe especializada).

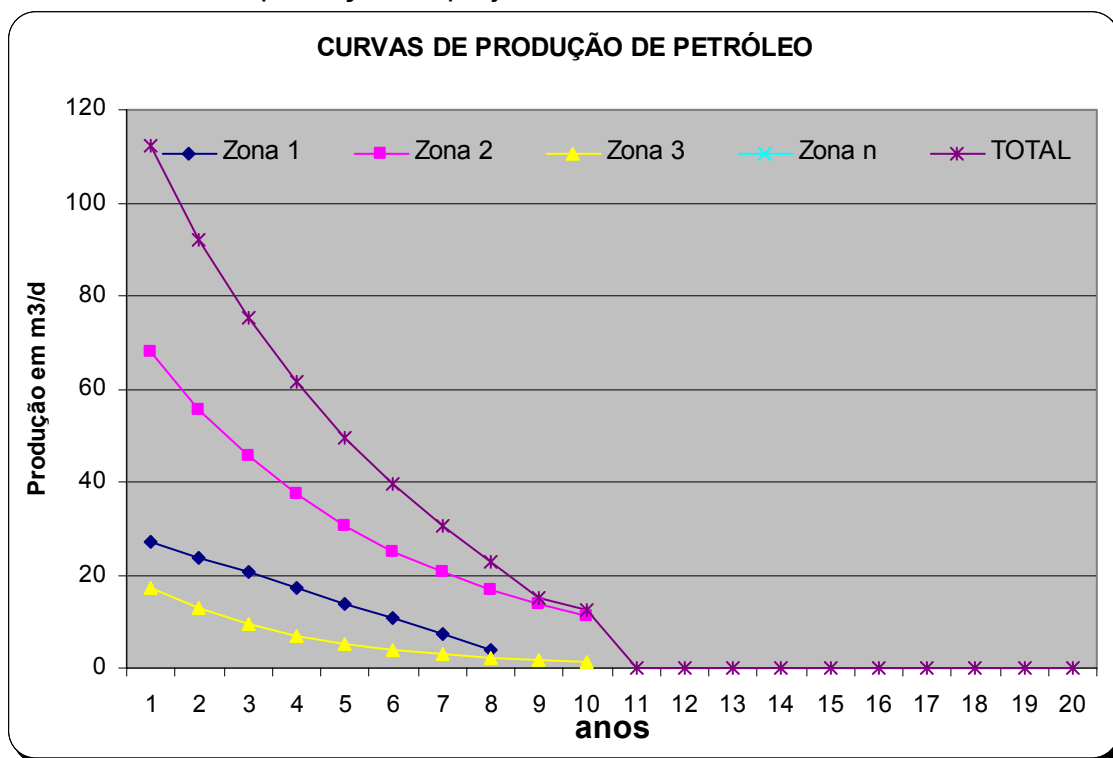
A alocação dos recursos para execução dos trabalhos de intervenções, também definida pelo usuário, deve ser informada nas colunas correspondentes ao ano a partir do início de produção desejada.

No exemplo adotaremos os seguintes valores iniciando as intervenções no ano 1 (coluna I, linha 9) total das intervenções nos seis poços e uma intervenção no ano 3, (coluna K, linha 10) intervenção numa zona de gás.

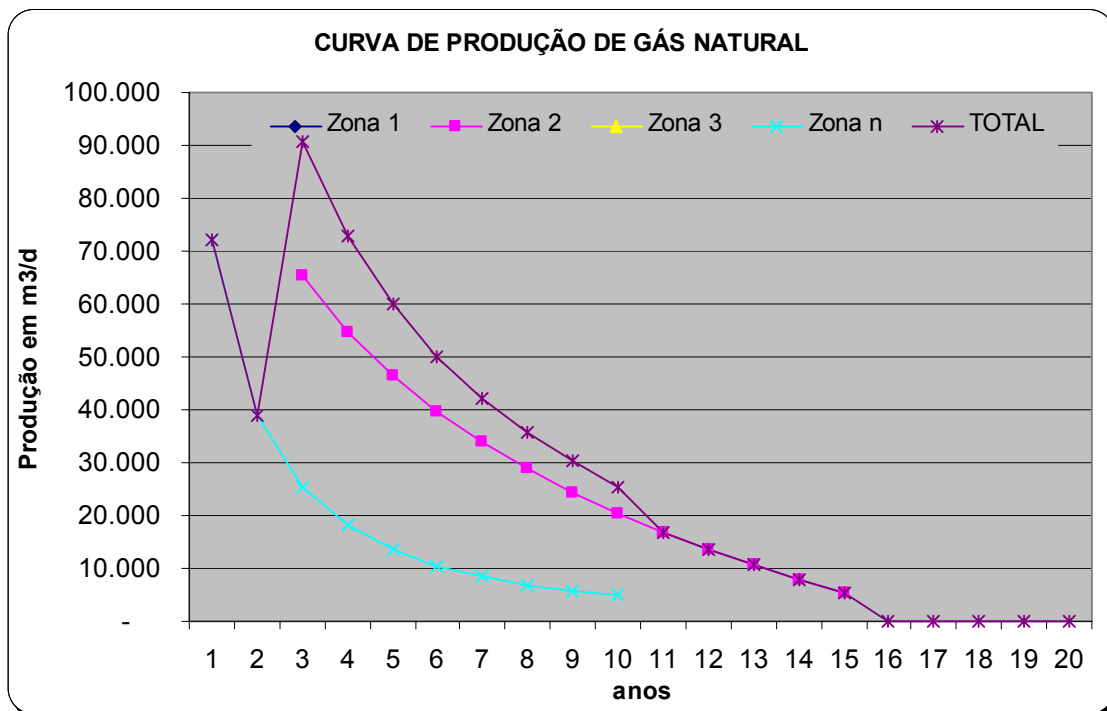


	B	C	D	E	I	J	K
3	<b>PREVISÃO DE PRODUÇÃO E CUSTOS DE INTERVENÇÃO</b>						
4							
5	<b>CUSTOS NÃO DEPRECIÁVEIS (serviços)</b>	<b>Valor Unitário (US\$)</b>	<b>Número de Poços</b>	<b>Total (US\$ Mil)</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>
6							
7	<b>Workover:</b>						
8	PERFURAÇÕES	-		-			
9	INTERVENÇÕES	76.000	6	456,00	456,00		
10	OUTROS	100.000	1	100,00			100,00
11	<b>TOTAL</b>		<b>7</b>	<b>556,00</b>	<b>456,00</b>	-	<b>100,00</b>
12							
13	<b>CUSTOS DEPRECIÁVEIS (ativos)</b>	<b>Valor Unitário (US\$)</b>	<b>Qtde</b>	<b>Total (US\$ Mil)</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>
14							
15	<b>Custos Unitários de equipamentos novos:</b>						
16	INSTALAÇÕES	-		-			
17	PIPELINES	-		-			
18	FACILIDADES	-		-			
19	<b>TOTAL</b>			-	-	-	-

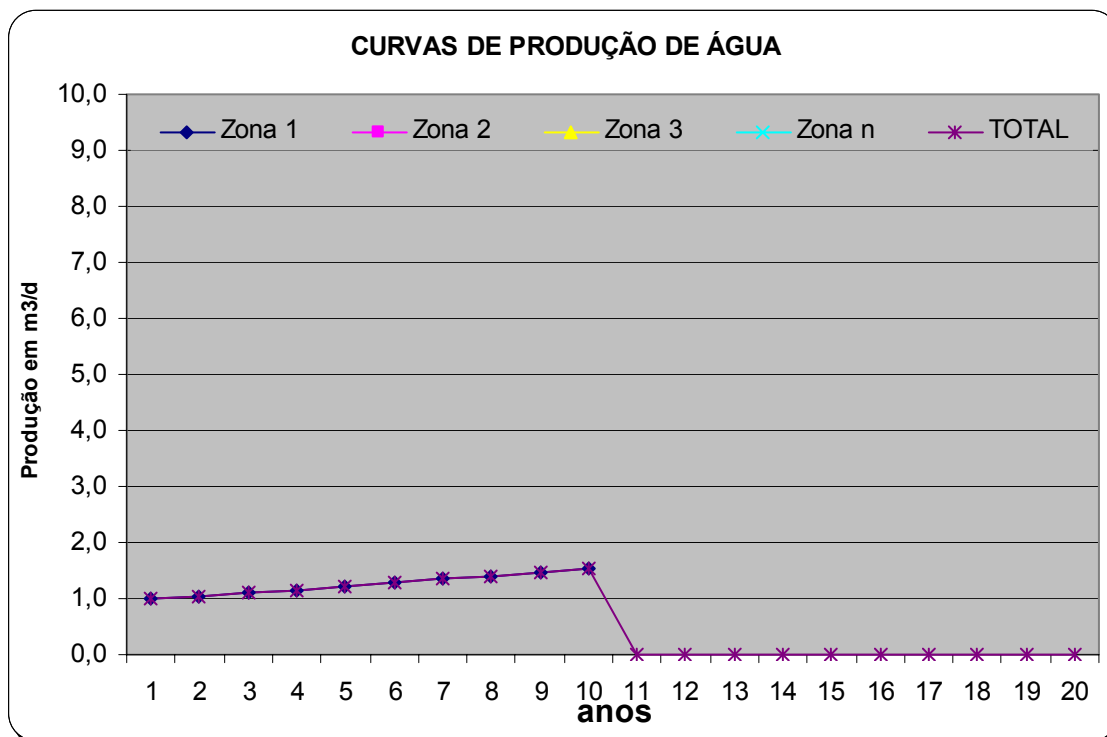
Para os dados de produção de óleo (m<sup>3</sup>/d), gás (m<sup>3</sup>/d) e água (m<sup>3</sup>/d), usaremos as curvas dos gráficos seguintes. Os dados podem ser informados a partir de qualquer coluna, sendo que a Coluna [I] da Planilha, corresponde ao ano 1 de início de produção do projeto.



Neste exemplo o campo produzirá por três zonas distintas, com previsão de término da produção econômica de óleo no ano 10, ocorrendo o arrasamento dos poços no ano seguinte (ano 11).



A produção de gás natural inicia no ano 1, com um valor de 72.000 m<sup>3</sup>/d e após uma intervenção no ano 3 numa segunda zona produtora a produção se eleva para 77.725 m<sup>3</sup>/d. O término previsto da produção do campo encerra-se no ano 15, seguido do seu arrasamento no ano 16.



A produção de água, aqui considerada, é para efeito de valorar os custos operacionais com este produto.

Com os ingressos de dados nas planilhas de entrada o Modelo retorna o valor presente do projeto (VP) para determinadas taxa de atratividade (TMA) do capital que se pretende investir

## Planilha DADOS DO PROJETO E RESULTADOS

O resultado é como apresentado na *Planilha Dados do Projeto e Resultados*. Conforme as premissas definidas para este Caso 1.1, o Modelo avalia o projeto para *Fluxos* em dólares constantes – a “chave” da célula [H 24] está selecionada com [NÃO] e não considera financiamentos:

	C	D	E	F	G	H	I	J
2								
3	<b>DADOS DO PROJETO E RESULTADOS</b>							
4								
5	<b>CAMPO:</b>							
6								
7	<b>INFORMAÇÕES GERAIS</b>				<b>RESULTADOS DO PROJETO</b>			
8								
9	VOLUME DE ÓLEO "IN PLACE" (VOIP Mil m <sup>3</sup> )			3.500		<b>FLUXO EM DÓLARES MIL CONSTANTES</b>		
10	VOLUME DE GÁS "IN PLACE" (VGIP Milhões m <sup>3</sup> )			1.000				
11	VOLUME DE ÓLEO PROVADO (Mil m <sup>3</sup> )			350		<b>TAXA DE DESCONTO (%)</b>	<b>VALOR PRESENTE DO PROJETO</b>	
12	VOLUME DE GÁS PROVADO (Milhões m <sup>3</sup> )			250		12%	1.251	
13	VALOR DAS INSTALAÇÕES (US\$ Mil)			1.000		14%	1.280	
14	INVESTIMENTOS NÃO DEPRECIÁVEIS (US\$ Mil)			556		16%	1.288	
15	INVESTIMENTOS DEPRECIÁVEIS (US\$ Mil)			-		<b>18%</b>	<b>1.282</b>	
16	HORIZONTE DO PROJETO (ANOS)			16		20%	1.266	
17	PREÇO DO ÓLEO CORRIGIDO (US\$/ bbl)			29,1028		22%	1.243	
18	PREÇO DO GÁS CORRIGIDO (US\$/ m <sup>3</sup> )			0,0469		<b>24%</b>	<b>1.215</b>	
19	ÓLEO PRODUZIDO (Np Mil / m <sup>3</sup> )			186,6				
20	GÁS PRODUZIDO (Gp Milhões / m <sup>3</sup> )			208,9				
21	ÁGUA PRODUZIDA (Wp Mil / m <sup>3</sup> )			4,6				
22								
23								
24	<b>FLUXO EM DÓLARES CORRENTES &lt;&lt; SIM OU NÃO &gt;&gt; ?</b>					<b>NÃO</b>		

O valor presente do projeto (VP) procurado é o valor que se pode atribuir ao campo maduro em função da sua geração de caixa, descontada à taxa mínima de atratividade (TMA), ou custo de oportunidade, (taxa de desconto) requerida.

Assim para uma TMA de 18% ao ano, o VP do Projeto, neste Caso 1.1, é de US\$ 1.282 mil.

### Caso 1.2

Consideremos o mesmo campo produtor do Caso 1.1, porém agora avaliando os *Fluxos* em dólares correntes e também sem financiamento.

Para esta avaliação, apenas trocamos o comando da célula [H 24] para [SIM].

Os resultados, obtidos na mesma Planilha DADOS DO PROJETO E RESULTADOS, são os seguintes:

	C	D	E	F	G	H	I	J
2								
3	<b>DADOS DO PROJETO E RESULTADOS</b>							
4								
5	<b>CAMPO:</b>							
6								
7	<b>INFORMAÇÕES GERAIS</b>				<b>RESULTADOS DO PROJETO</b>			
8								
9	VOLUME DE ÓLEO "IN PLACE"	(VOIP Mil m <sup>3</sup> )	3.500			<b>FLUXO EM DÓLARES MIL CORRENTES</b>		
10	VOLUME DE GÁS "IN PLACE"	(VGIP Milhões m <sup>3</sup> )	1.000					
11	VOLUME DE ÓLEO PROVADO	(Mil m <sup>3</sup> )	350			<b>TAXA DE DESCONTO (%)</b>	<b>VALOR PRESENTE DO PROJETO</b>	
12	VOLUME DE GÁS PROVADO	(Milhões m <sup>3</sup> )	250					
13	VALOR DAS INSTALAÇÕES	(US\$ Mil)	1.000					
14	INVESTIMENTOS NÃO DEPRECIÁVEIS	(US\$ Mil)	556			12%	1.364	
15	INVESTIMENTOS DEPRECIÁVEIS	(US\$ Mil)	-			14%	1.406	
16	HORIZONTE DO PROJETO	(ANOS)	16			16%	1.425	
17	PREÇO DO ÓLEO CORRIGIDO	(US\$/ bbl)	29,1028			18%	1.427	
18	PREÇO DO GÁS CORRIGIDO	(US\$/ m <sup>3</sup> )	0,0469			20%	1.415	
19	ÓLEO PRODUZIDO	(Np Mil / m <sup>3</sup> )	186,6			22%	1.395	
20	GÁS PRODUZIDO	(Gp Milhões / m <sup>3</sup> )	208,9			24%	1.368	
21	ÁGUA PRODUZIDA	(Wp Mil / m <sup>3</sup> )	4,6					
22								
23								
24	<b>FLUXO EM DÓLARES CORRENTES &lt;&lt; SIM OU NÃO &gt;&gt; ?</b>					<b>SIM</b>		

Neste exemplo, os *Fluxos* em dólares correntes consideram a variação cambial. Como as receitas são maiores que as despesas os resultados trazidos a *valor presente* são maiores que os Caso 1.1 anterior. Assim, para a mesma taxa mínima de atratividade de 18% o VP é agora de US\$ 1.427 mil.

### Caso 1.3

Com os mesmos dados definidos para o exemplo, consideremos o financiamento dos custos de investimento e intervenções (despesas depreciáveis e não depreciáveis).

Neste caso o usuário deve informar o percentual de financiamento desejado e os demais parâmetros referentes a operação financeira (taxa de juros, carência etc.) nas células de [H 74] a [H 77].

	B	C	D	E	G	H	I
73	<b>9. FINANCIAMENTOS DAS INTERVENÇÕES NO 1º ANO:</b>						
74	<b>PERCENTUAL FINANCIADO</b>	(% do valor das intervenções no 1º ano a ser financiado)				50,0% %	
75	<b>TAXA DE JUROS</b>	(Taxa de juros incidente sobre o financiamento)				8,0% % ao ano	
76	<b>CARÊNCIA</b>	(Período de carência)				1 anos	
77	<b>AMORTIZAÇÃO</b>	(Período de amortização)				4 anos	

Da mesma forma que o Caso 1.1, adotaremos os *Fluxos* em dólares constantes – célula [H 24] da *Planilha Dados do Projeto e Resultado* – [NÃO].

	C	D	E	F	G	H	I	J
2	<b>DADOS DO PROJETO E RESULTADOS</b>							
3								
4								
5	<b>CAMPO:</b>							
6								
7	<b>INFORMAÇÕES GERAIS</b>				<b>RESULTADOS DO PROJETO</b>			
8								
9	VOLUME DE ÓLEO "IN PLACE"	(VOIP Mil m <sup>3</sup> )	3.500	<b>FLUXO EM DÓLARES MIL CONSTANTES</b>				
10	VOLUME DE GÁS "IN PLACE"	(VGIP Milhões m <sup>3</sup> )	1.000					
11	VOLUME DE ÓLEO PROVADO	(Mil m <sup>3</sup> )	350	<b>TAXA DE DESCONTO (%)</b>	<b>VALOR PRESENTE DO PROJETO</b>			
12	VOLUME DE GÁS PROVADO	(Milhões m <sup>3</sup> )	250					
13	VALOR DAS INSTALAÇÕES	(US\$ Mil)	1.000	12%	1.267			
14	INVESTIMENTOS NÃO DEPRECIÁVEIS	(US\$ Mil)	556	14%	1.302			
15	INVESTIMENTOS DEPRECIÁVEIS	(US\$ Mil)	-	16%	1.317			
16	HORIZONTE DO PROJETO	(ANOS)	16	18%	1.316			
17	PREÇO DO ÓLEO CORRIGIDO	(US\$/ bbl)	29,1028	20%	1.305			
18	PREÇO DO GÁS CORRIGIDO	(US\$/ m <sup>3</sup> )	0,0469	22%	1.286			
19	ÓLEO PRODUZIDO	(Np Mil / m <sup>3</sup> )	186,6	24%	1.262			
20	GÁS PRODUZIDO	(Gp Milhões / m <sup>3</sup> )	208,9					
21	ÁGUA PRODUZIDA	(Wp Mil / m <sup>3</sup> )	4,6					
22								
23								
24	<b>FLUXO EM DÓLARES CORRENTES &lt;&lt; SIM OU NÃO &gt;&gt; ?</b>				NÃO			

As condições de financiamento dos investimentos definidas neste Caso 1.3, provocaram um benefício ao projeto, melhorando o valor presente em relação ao Caso 1.1.

#### Caso 1.4

Ainda adotando as mesmas condições e parâmetros do exemplo, examinemos os efeitos dos *Fluxos* em dólares correntes, agora considerando o mesmo financiamento do Caso 1.3.

	B	C	D	E	G	H	I
73	<b>9. FINANCIAMENTOS DAS INTERVENÇÕES NO 1º ANO:</b>						
74	<b>PERCENTUAL FINANCIADO</b>	(% do valor das intervenções no 1º ano a ser financiado)				50,0% %	
75	<b>TAXA DE JUROS</b>	(Taxa de juros incidente sobre o financiamento)				8,0% % ao ano	
76	<b>CARÊNCIA</b>	(Período de carência)				1 anos	
77	<b>AMORTIZAÇÃO</b>	(Período de amortização)				4 anos	

Alterar a célula [H 24] da *Planilha Dados do Projeto e Resultado* para [SIM].

O resultado como era de se esperar, apresenta valor presente (US\$ 1.437 mil) discretamente superior ao do caso anterior, beneficiando o projeto como um todo.

	C	D	E	F	G	H	I	J																	
2																									
3	<b>DADOS DO PROJETO E RESULTADOS</b>																								
4																									
5	<b>CAMPO:</b>																								
6																									
7	<b>INFORMAÇÕES GERAIS</b>				<b>RESULTADOS DO PROJETO</b>																				
8																									
9	VOLUME DE ÓLEO "IN PLACE"	(VOIP Mil m <sup>3</sup> )	3.500	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">FLUXO EM DÓLARES MIL CORRENTES</th> </tr> <tr> <th>TAXA DE DESCONTO (%)</th> <th>VALOR PRESENTE DO PROJETO</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>12%</td> <td>1.352</td> </tr> <tr> <td>14%</td> <td>1.403</td> </tr> <tr> <td>16%</td> <td>1.429</td> </tr> <tr> <td>18%</td> <td>1.437</td> </tr> <tr> <td>20%</td> <td>1.432</td> </tr> <tr> <td>22%</td> <td>1.416</td> </tr> <tr> <td>24%</td> <td>1.394</td> </tr> </tbody> </table>				FLUXO EM DÓLARES MIL CORRENTES		TAXA DE DESCONTO (%)	VALOR PRESENTE DO PROJETO	12%	1.352	14%	1.403	16%	1.429	18%	1.437	20%	1.432	22%	1.416	24%	1.394
FLUXO EM DÓLARES MIL CORRENTES																									
TAXA DE DESCONTO (%)	VALOR PRESENTE DO PROJETO																								
12%	1.352																								
14%	1.403																								
16%	1.429																								
18%	1.437																								
20%	1.432																								
22%	1.416																								
24%	1.394																								
10	VOLUME DE GÁS "IN PLACE"	(VGIP Milhões m <sup>3</sup> )	1.000																						
11	VOLUME DE ÓLEO PROVADO	(Mil m <sup>3</sup> )	350																						
12	VOLUME DE GÁS PROVADO	(Milhões m <sup>3</sup> )	250																						
13	VALOR DAS INSTALAÇÕES	(US\$ Mil)	1.000																						
14	INVESTIMENTOS NÃO DEPRECIÁVEIS	(US\$ Mil)	556																						
15	INVESTIMENTOS DEPRECIÁVEIS	(US\$ Mil)	-																						
16	HORIZONTE DO PROJETO	(ANOS)	16																						
17	PREÇO DO ÓLEO CORRIGIDO	(US\$/ bbl)	29,1028																						
18	PREÇO DO GÁS CORRIGIDO	(US\$/ m <sup>3</sup> )	0,0469																						
19	ÓLEO PRODUZIDO	(Np Mil / m <sup>3</sup> )	186,6																						
20	GÁS PRODUZIDO	(Gp Milhões / m <sup>3</sup> )	208,9																						
21	ÁGUA PRODUZIDA	(Wp Mil / m <sup>3</sup> )	4,6																						
22																									
23																									
24	<b>FLUXO EM DÓLARES CORRENTES &lt;&lt; SIM OU NÃO &gt;&gt; ?</b>				<b>SIM</b>																				

Finalizando a Tabela 4 resume os resultados das avaliações para os quatro casos estudados, permitindo ao usuário uma comparação expedita para a tomada de decisão:

**Tabela 4 Variação do Valor Presente**

TAXA DE DESCONTO (%)	VALOR PRESENTE DO PROJETO (em US\$ Mil)			
	Caso 1.1	Caso 1.2	Caso 1.3	Caso 1.4
12%	1.251	1.364	1.267	1.352
14%	1.280	1.406	1.302	1.403
16%	1.288	1.425	1.317	1.429
18%	1.282	1.427	1.316	1.437
20%	1.266	1.415	1.305	1.432
22%	1.243	1.395	1.286	1.416
24%	1.215	1.368	1.262	1.394

**Caso 1.1** - Fluxos em moeda constante e sem financiamento

**Caso 1.2** - Fluxos em moeda corrente e sem financiamento

**Caso 1.3** - Fluxos em moeda constante e com financiamento

**Caso 1.4** - Fluxos em moeda corrente e com financiamento

## 5. EXEMPLO 2

Neste exemplo apresentamos uma avaliação sob o ponto de vista do regulador, simulando o impacto da variação do percentual de *Royalties* e da *Conta Garantia* prevista na Portaria ANP nº 279, de 31-10-03 no resultado do negócio.

Consideremos o caso hipotético do exemplo 1 variando os parâmetros citados:

## Caso 2.1

No exemplo 1, adotamos o percentual de *royalties* igual a 10 % (incidente sobre a produção total de óleo e gás natural). O valor do *Royalty* foi informado na célula [H 38] da Planilha DADOS DE ENTRADA.

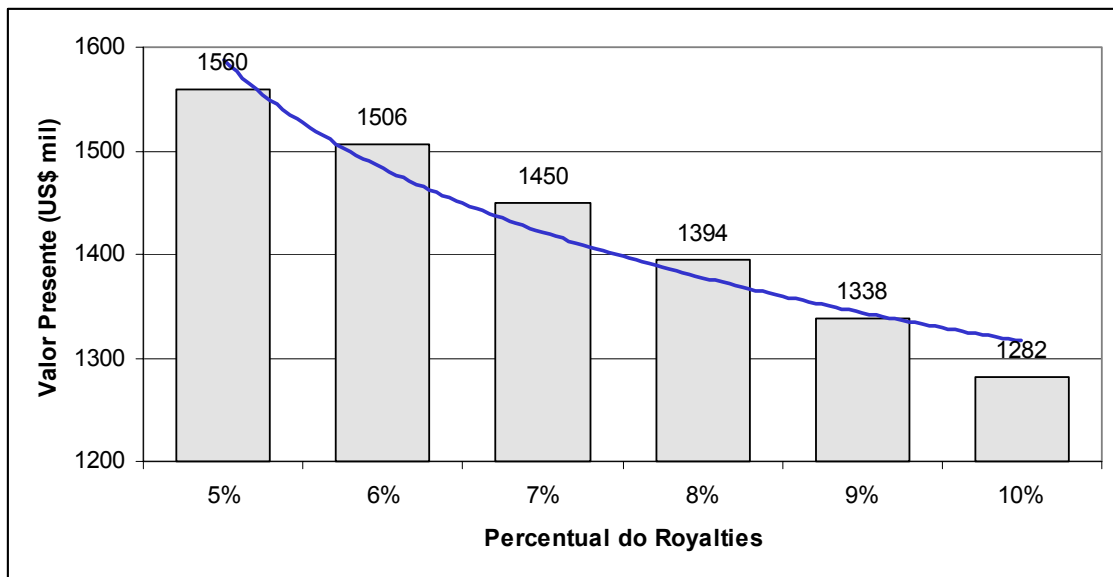
<i>Royalties</i>		5%
<i>Superficiários</i>		1%
<i>Aluguel de Área</i>	(R\$/km <sup>2</sup> )	1.000,00
<i>Participações Especiais (Vide legislação)</i>		Não há

O valor presente para este caso é de US\$ 1.560 mil, contra o valor presente de US\$ 1.282 mil, obtido no Caso 1, mantida as mesmas condições econômicas (Fluxos em dólares constantes, TMA e sem financiamento), ou seja uma diferença de US\$ 278 mil, correspondente a um acréscimo de 21,68 % no valor presente (VP) do negócio.

	C	D	E	F	G	H	I	J
2	<b>DADOS DO PROJETO E RESULTADOS</b>							
3								
4								
5	<b>CAMPO:</b>							
6								
7	<b>INFORMAÇÕES GERAIS</b>				<b>RESULTADOS DO PROJETO</b>			
8								
9	VOLUME DE ÓLEO "IN PLACE"	(VOIP Mil m <sup>3</sup> )	3.500	<b>FLUXO EM DÓLARES MIL CONSTANTES</b>				
10	VOLUME DE GÁS "IN PLACE"	(VGIP Milhões m <sup>3</sup> )	1.000					
11	VOLUME DE ÓLEO PROVADO	(Mil m <sup>3</sup> )	350	<b>TAXA DE DESCONTO (%)</b>	<b>VALOR PRESENTE DO PROJETO</b>			
12	VOLUME DE GÁS PROVADO	(Milhões m <sup>3</sup> )	250	12%	1.603			
13	VALOR DAS INSTALAÇÕES	(US\$ Mil)	1.000	14%	1.604			
14	INVESTIMENTOS NÃO DEPRECIÁVEIS	(US\$ Mil)	556	16%	1.588			
15	INVESTIMENTOS DEPRECIÁVEIS	(US\$ Mil)	-	18%	1.560			
16	HORIZONTE DO PROJETO	(ANOS)	16	20%	1.525			
17	PREÇO DO ÓLEO CORRIGIDO	(US\$/ bbl)	29,1028	22%	1.486			
18	PREÇO DO GÁS CORRIGIDO	(US\$/ m <sup>3</sup> )	0,0469	24%	1.443			
19	ÓLEO PRODUZIDO	(Np Mil / m <sup>3</sup> )	186,6					
20	GÁS PRODUZIDO	(Gp Milhões / m <sup>3</sup> )	208,9					
21	ÁGUA PRODUZIDA	(Wp Mil / m <sup>3</sup> )	4,6					
22								
23								
24	<b>FLUXO EM DÓLARES CORRENTES &lt;&lt; SIM OU NÃO &gt;&gt; ?</b>				<b>NÃO</b>			

Podemos ainda, avaliar a sensibilidade do negócio para várias taxa de *royalties*, utilizando os recursos do Modelo, explorando as ferramentas do Excel. O Gráfico 1 mostra os resultados.

**Gráfico 1 – Variação do Valor Presente em função dos *royalties*, para um campo maduro hipotético**



Com esta sensibilidade, podemos observar que a variação de um ponto percentual (1,0 %) na taxa do *royalty* representa em média uma variação de 4% no valor do negócio campo maduro.

## Caso 2.2

Neste exemplo analisemos o impacto da Conta Garantia, exigida na Portaria da ANP para provisionar os recursos necessários para arrasamento de poços e abandono de área. Este tema foi discutido no item que trata da Planilha CONTA GARANTIA.

No Exemplo 1, adotamos os cálculos da Conta Garantia, para efeito de avaliação do valor presente do negócio, conforme determina a Portaria da ANP. Conforme a Portaria, a Conta Garantia antecipa o desembolso de recursos para o arrasamento de poços, onerando conseqüentemente o valor do negócio.

Neste Caso 2.2, vamos considerar o desembolso dos mesmos recursos na época do efetivo arrasamento dos poços e devolução das áreas, o que deve ocorrer ao final da produção de óleo e gás natural.

Dados de Entrada

<i>PROVISÃO (estimativa)</i>	843.000	US\$
<i>CONTA GARANTIA</i>	-	
<i>TIGP</i>	0%	
<i>Acréscimo abandono</i>	156%	
<i>Penalidade produção</i>	30%	
<i>Taxa de remuneração</i>	6,0%	% ao ano

Nota: Parâmetros adotados para os Casos do Exemplo 1.

Com a Conta Garantia os valores do negócio são os mostrados na Tabela 4 – Resumo, acima.



Considerando as mesmas condições econômicas e financeiras adotadas nos Casos anteriores e, alterando apenas a data de desembolso dos recursos para arrasamento e abandono de área ao final da produção do campo em questão, obtemos os seguintes resultados:

**Tabela 5 – Valor Presente sem o Efeito da Conta Garantia**

TAXA DE DESCONTO (%)	VALOR PRESENTE DO PROJETO (em US\$ Mil)			
	Caso 2.1	Caso 2.2	Caso 2.3	Caso 2.4
12%	1.987	2.143	2.004	2.134
14%	1.931	2.118	1.954	2.116
16%	1.866	2.073	1.895	2.078
<b>18%</b>	<b>1.798</b>	<b>2.015</b>	<b>1.832</b>	<b>2.026</b>
20%	1.727	1.949	1.766	1.966
22%	1.657	1.880	1.701	1.902
24%	1.589	1.809	1.636	1.836

- Caso 2.1** - Fluxos em moeda constante e sem financiamento  
**Caso 2.2** - Fluxos em moeda corrente e sem financiamento  
**Caso 2.3** - Fluxos em moeda constante e com financiamento  
**Caso 2.4** - Fluxos em moeda corrente e com financiamento

Podemos observar como a Conta Garantia impacta negativamente os resultados para o negócio conforme demonstrado na Tabela 6.

**Tabela 6 – Comparação dos VP entre os Exemplos 1 e 2**

TAXA DE DESCONTO	VALOR PRESENTE DO PROJETO (em US\$ Mil)							
	Caso 1.1	Caso 2.1	Caso 1.2	Caso 2.2	Caso 1.3	Caso 2.3	Caso 1.4	Caso 2.4
12%	1.251	1.987	1.364	2.143	1.267	2.004	1.352	2.134
14%	1.280	1.931	1.406	2.118	1.302	1.954	1.403	2.116
16%	1.288	1.866	1.425	2.073	1.317	1.895	1.429	2.078
<b>18%</b>	<b>1.282</b>	<b>1.798</b>	<b>1.427</b>	<b>2.015</b>	<b>1.316</b>	<b>1.832</b>	<b>1.437</b>	<b>2.026</b>
20%	1.266	1.727	1.415	1.949	1.305	1.766	1.432	1.966
22%	1.243	1.657	1.395	1.880	1.286	1.701	1.416	1.902
24%	1.215	1.589	1.368	1.809	1.262	1.636	1.394	1.836

Para a taxa de desconto de 18 % em dólares constantes, sem financiamento o valor presente evolui de US\$ 1.282 mil para US\$ 1.798 mil representando um acréscimo de 40,2 % no valor presente, ou seja, a Conta Garantia provoca um efeito negativo significativo para o negócio Campo Maduro.

Paralelamente o modelo apresenta ainda, para todos os casos, o comportamento do VP para as várias taxas de desconto ou Taxa Mínima de Atratividade (TMA), informadas na Planilha DADOS DO PROJETO E RESULTADOS.

## 6. ANEXOS

Para exemplificar a saída de dados do Modelo este anexo apresenta as *Planilhas Fins*, com os resultados obtidos com os dados do Caso 1.3.

São apresentadas as Planilhas:

1. Demonstração de Resultados DRE
2. Balanço Patrimonial BP
3. Fluxo de Caixa Direto FCD
4. Fluxo de Caixa Indireto FCI
5. Indicadores de Desempenho
6. Gráficos

VALORES EM US\$ MIL CONSTANTES

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO																
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
RECEITA DE SUPRIMENTO DE GÁS	1.401	757	1.767	1.415	1.164	973	821	695	588	495	329	266	208	155	105	0
RECEITA DE SUPRIMENTO DE ÓLEO	1.192	979	802	653	527	418	325	242	162	131	0	0	0	0	0	0
<b>(=) RECEITA OPERACIONAL BRUTA</b>	<b>2.593</b>	<b>1.736</b>	<b>2.568</b>	<b>2.068</b>	<b>1.691</b>	<b>1.392</b>	<b>1.145</b>	<b>937</b>	<b>750</b>	<b>626</b>	<b>329</b>	<b>266</b>	<b>208</b>	<b>155</b>	<b>105</b>	<b>0</b>
<b>(-) DEDUÇÕES À RECEITA</b>																
COFINS	156	104	151	120	97	78	63	50	38	30	19	16	12	9	6	0
PIS / PASEP	34	23	33	26	21	17	14	11	8	7	4	3	3	2	1	0
ICMS	168	91	212	170	140	117	99	83	71	59	40	32	25	19	13	0
ROYALTIES	243	164	236	190	155	127	105	85	68	57	29	23	18	14	9	0
PAGAMENTO POR OCUPAÇÃO OU RETENÇÃO DE ÁREA	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
PAGAMENTO AO PROPRIETÁRIO DA TERRA	24	16	24	19	16	13	10	9	7	6	3	2	2	1	1	0
<b>TOTAL</b>	<b>626</b>	<b>399</b>	<b>656</b>	<b>525</b>	<b>429</b>	<b>353</b>	<b>291</b>	<b>239</b>	<b>192</b>	<b>159</b>	<b>96</b>	<b>78</b>	<b>61</b>	<b>45</b>	<b>31</b>	<b>0</b>
<b>(=) RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>1.968</b>	<b>1.337</b>	<b>1.913</b>	<b>1.542</b>	<b>1.262</b>	<b>1.039</b>	<b>855</b>	<b>699</b>	<b>558</b>	<b>467</b>	<b>234</b>	<b>189</b>	<b>148</b>	<b>109</b>	<b>74</b>	<b>0</b>
(-) O & M	439	272	481	386	317	263	219	182	150	126	74	60	47	35	24	0
<b>(=) LUCRO BRUTO</b>	<b>1.529</b>	<b>1.065</b>	<b>1.432</b>	<b>1.156</b>	<b>945</b>	<b>776</b>	<b>636</b>	<b>516</b>	<b>408</b>	<b>341</b>	<b>160</b>	<b>129</b>	<b>101</b>	<b>75</b>	<b>50</b>	<b>0</b>
<b>(-) DESPESAS OPERACIONAIS</b>																
SEGUROS	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	0
DESPESAS ADMINISTRATIVAS	316	316	316	316	316	316	316	316	316	316	316	316	316	316	316	0
DEPRECIÇÃO	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	0	0	0	0	0	0
AMORTIZAÇÃO DO DIFERIDO	0	91	91	111	111	111	20	20	0	0	0	0	0	0	0	0
PROVISÃO PARA ABANDONO DE POÇOS	147	117	166	153	141	129	117	103	87	78	38	31	7	0	0	0
REVERSÃO DA PROVISÃO PARA ABANDONO DE POÇOS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1.315
<b>TOTAL</b>	<b>573</b>	<b>635</b>	<b>683</b>	<b>690</b>	<b>679</b>	<b>667</b>	<b>563</b>	<b>549</b>	<b>514</b>	<b>504</b>	<b>364</b>	<b>358</b>	<b>334</b>	<b>326</b>	<b>326</b>	<b>(1.315)</b>
<b>(=) LUCRO ANTES DAS DESP. FINANCEIRAS</b>	<b>955</b>	<b>431</b>	<b>749</b>	<b>465</b>	<b>266</b>	<b>109</b>	<b>73</b>	<b>(33)</b>	<b>(106)</b>	<b>(163)</b>	<b>(204)</b>	<b>(229)</b>	<b>(233)</b>	<b>(252)</b>	<b>(276)</b>	<b>1.315</b>
<b>(-) DESPESAS FINANCEIRAS</b>																
JUROS DE FINANCIAMENTO	18	18	14	9	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
JUROS DE EMPRÉSTIMO PARA COBERTURA DE CAIXA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	26	89	164	255
CPMF	10	7	10	8	6	5	4	4	3	2	1	1	1	1	0	0
<b>TOTAL</b>	<b>28</b>	<b>25</b>	<b>23</b>	<b>17</b>	<b>11</b>	<b>5</b>	<b>4</b>	<b>4</b>	<b>3</b>	<b>2</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>27</b>	<b>90</b>	<b>165</b>	<b>255</b>
<b>(=) LUCRO ANTES DOS JUROS SOBRE CAPITAL PRÓPRIO</b>	<b>927</b>	<b>406</b>	<b>725</b>	<b>448</b>	<b>255</b>	<b>104</b>	<b>68</b>	<b>(37)</b>	<b>(108)</b>	<b>(165)</b>	<b>(206)</b>	<b>(230)</b>	<b>(260)</b>	<b>(342)</b>	<b>(441)</b>	<b>1.060</b>
(-) JUROS SOBRE O CAPITAL PRÓPRIO	120	104	85	88	89	52	34	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>(=) LUCRO ANTES DO IMP. RENDA E CONT. SOCIAL</b>	<b>807</b>	<b>301</b>	<b>640</b>	<b>361</b>	<b>166</b>	<b>52</b>	<b>34</b>	<b>(37)</b>	<b>(108)</b>	<b>(165)</b>	<b>(206)</b>	<b>(230)</b>	<b>(260)</b>	<b>(342)</b>	<b>(441)</b>	<b>1.060</b>
<b>(-) IMPOSTOS SOBRE O LUCRO</b>																
(-) CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	73	27	58	32	15	5	3	0	0	0	0	0	0	0	0	67
(-) IMPOSTO DE RENDA	194	67	152	82	34	8	5	0	0	0	0	0	0	0	0	177
<b>TOTAL</b>	<b>266</b>	<b>94</b>	<b>210</b>	<b>115</b>	<b>48</b>	<b>12</b>	<b>8</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>244</b>
<b>(=) LUCRO LÍQUIDO ANTES DA REVERSÃO DOS JSCP</b>	<b>541</b>	<b>207</b>	<b>431</b>	<b>246</b>	<b>118</b>	<b>39</b>	<b>26</b>	<b>(37)</b>	<b>(108)</b>	<b>(165)</b>	<b>(206)</b>	<b>(230)</b>	<b>(260)</b>	<b>(342)</b>	<b>(441)</b>	<b>816</b>
(+) REVERSÃO DOS JUROS SOBRE O CAPITAL PRÓPRIO	120	104	85	88	89	52	34	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>(=) LUCRO LÍQUIDO</b>	<b>661</b>	<b>311</b>	<b>516</b>	<b>334</b>	<b>207</b>	<b>91</b>	<b>60</b>	<b>(37)</b>	<b>(108)</b>	<b>(165)</b>	<b>(206)</b>	<b>(230)</b>	<b>(260)</b>	<b>(342)</b>	<b>(441)</b>	<b>816</b>
<b>DESTINAÇÃO DO LUCRO LÍQUIDO</b>																
RESERVA LEGAL	33	16	26	17	10	5	3	0	0	0	0	0	0	0	0	41
PROVISÃO DE DIVIDENDOS	498	188	397	225	105	34	22	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LUCRO (OU PREJUÍZO) A ACUMULAR	10	4	8	5	2	1	0	(37)	(108)	(165)	(206)	(230)	(260)	(342)	(441)	775

**VALORES EM US\$ MIL CONSTANTES**

	<b>BALANÇO PATRIMONIAL</b>																
	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	<b>16</b>
<b>ATIVO CIRCULANTE</b>	<b>0</b>	<b>518</b>	<b>571</b>	<b>958</b>	<b>1.170</b>	<b>1.395</b>	<b>1.674</b>	<b>1.890</b>	<b>2.042</b>	<b>2.113</b>	<b>2.121</b>	<b>1.942</b>	<b>1.904</b>	<b>2.044</b>	<b>2.168</b>	<b>2.293</b>	<b>2.284</b>
DISPONÍVEL	0	302	275	462	528	600	719	772	760	668	513	185	10	10	10	10	10
CONTAS A RECEBER	0	216	145	214	172	141	116	95	78	62	52	27	22	17	13	9	0
CONTA GARANTIA ANP	0	0	152	281	469	655	839	1.023	1.204	1.383	1.556	1.729	1.872	2.017	2.145	2.274	2.274
<b>REALIZÁVEL A LONGO PRAZO</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
OUTROS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>PERMANENTE</b>	<b>1.000</b>	<b>1.356</b>	<b>1.165</b>	<b>1.074</b>	<b>862</b>	<b>651</b>	<b>440</b>	<b>320</b>	<b>200</b>	<b>100</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
IMOBILIZADO	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
(-) DEPRECIACÃO ACUMULADA	0	(100)	(200)	(300)	(400)	(500)	(600)	(700)	(800)	(900)	(1.000)	(1.000)	(1.000)	(1.000)	(1.000)	(1.000)	(1.000)
DIFERIDO	0	456	456	556	556	556	556	556	556	556	556	556	556	556	556	556	556
(-) AMORTIZAÇÃO ACUMULADA	0	0	(91)	(182)	(294)	(405)	(516)	(536)	(556)	(556)	(556)	(556)	(556)	(556)	(556)	(556)	(556)
<b>TOTAL DO ATIVO</b>	<b>1.000</b>	<b>1.874</b>	<b>1.736</b>	<b>2.031</b>	<b>2.032</b>	<b>2.047</b>	<b>2.114</b>	<b>2.210</b>	<b>2.242</b>	<b>2.213</b>	<b>2.121</b>	<b>1.942</b>	<b>1.904</b>	<b>2.044</b>	<b>2.168</b>	<b>2.293</b>	<b>2.284</b>
<b>PASSIVO CIRCULANTE</b>	<b>0</b>	<b>659</b>	<b>559</b>	<b>878</b>	<b>914</b>	<b>916</b>	<b>978</b>	<b>1.071</b>	<b>1.140</b>	<b>1.220</b>	<b>1.292</b>	<b>1.319</b>	<b>1.511</b>	<b>1.911</b>	<b>2.377</b>	<b>2.942</b>	<b>2.117</b>
O & M	0	37	23	40	32	26	22	18	15	12	10	6	5	4	3	2	0
SEGUROS	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
DESPESAS ADMINISTRATIVAS	0	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	0
COFINS	0	17	12	17	13	11	9	7	6	4	3	2	2	1	1	1	0
PIS/PASEP	0	4	3	4	3	2	2	2	1	1	1	0	0	0	0	0	0
ICMS	0	19	10	24	19	16	13	11	9	8	7	4	4	3	2	1	0
ROYALTIES	0	20	14	20	16	13	11	9	7	6	5	2	2	2	1	1	0
PAGAMENTO POR OCUPAÇÃO OU RETENÇÃO DE ÁREA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PAGAMENTO AO PROPRIETÁRIO DA TERRA	0	2	1	2	2	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0
PROVISÃO PARA ABANDONO DE POÇOS	0	147	264	430	583	724	853	970	1.073	1.161	1.239	1.276	1.308	1.315	1.315	1.315	0
CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	0	8	3	6	4	2	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
IMPOSTO DE RENDA	0	22	7	17	9	4	1	22	1	0	0	0	0	0	0	0	0
JUROS SOBRE O CAPITAL PRÓPRIO	0	51	44	36	37	38	22	15	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DIVIDENDOS	0	249	94	198	112	53	17	11	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FINANCIAMENTO	0	57	57	57	57	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EMPRÉSTIMO PARA COBERTURA DE CAIXA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	163	558	1.027	1.594	2.117
<b>EXIGÍVEL A LONGO PRAZO</b>	<b>0</b>	<b>171</b>	<b>114</b>	<b>57</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
FINANCIAMENTO	0	171	114	57	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>	<b>1.000</b>	<b>1.043</b>	<b>1.063</b>	<b>1.096</b>	<b>1.118</b>	<b>1.130</b>	<b>1.136</b>	<b>1.139</b>	<b>1.102</b>	<b>994</b>	<b>828</b>	<b>623</b>	<b>393</b>	<b>133</b>	<b>(208)</b>	<b>(649)</b>	<b>167</b>
CAPITAL SOCIAL	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
RESERVA LEGAL	0	33	49	74	91	101	106	109	109	109	109	109	109	109	109	109	150
LUCROS (PREJUIZOS) ACUMULADOS	0	10	14	22	27	29	30	30	(7)	(115)	(281)	(486)	(716)	(976)	(1.317)	(1.758)	(983)
<b>TOTAL DO PASSIVO</b>	<b>1.000</b>	<b>1.874</b>	<b>1.736</b>	<b>2.031</b>	<b>2.032</b>	<b>2.047</b>	<b>2.114</b>	<b>2.210</b>	<b>2.242</b>	<b>2.213</b>	<b>2.121</b>	<b>1.942</b>	<b>1.904</b>	<b>2.044</b>	<b>2.168</b>	<b>2.293</b>	<b>2.284</b>
<b>ATIVO - PASSIVO</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

VALORES EM US\$ MIL CONSTANTES

FLUXO DE CAIXA DIRETO (a partir de ingressos e desembolsos)																
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
<b>SALDO INICIAL DE CAIXA</b>	0	302	275	462	528	600	719	772	760	668	513	185	10	10	10	10
<b>INGRESSOS OPERACIONAIS BRUTOS</b>	2.377	1.807	2.499	2.109	1.722	1.417	1.166	954	766	637	354	272	213	159	109	9
<b>(-) DEDUÇÕES À RECEITA</b>																
COFINS	139	109	146	124	99	80	65	51	39	31	21	16	13	9	6	1
PIS / PASEP	30	24	32	27	22	17	14	11	9	7	4	3	3	2	1	0
ICMS	149	99	199	174	143	119	101	85	72	61	42	33	26	19	13	1
ROYALTIES	222	171	230	194	158	130	107	87	69	58	31	24	19	14	10	1
PAGAMENTO POR OCUPAÇÃO OU RETENÇÃO DE ÁREA	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
PAGAMENTO AO PROPRIETÁRIO DA TERRA	22	17	23	19	16	13	11	9	7	6	3	2	2	1	1	0
<b>TOTAL</b>	563	421	629	539	438	360	297	244	197	163	102	79	62	47	32	3
<b>(=) INGRESSOS OPERACIONAIS LÍQUIDOS</b>	1.814	1.386	1.870	1.571	1.284	1.056	869	711	569	474	252	192	151	112	76	6
<b>(-) O &amp; M</b>	402	286	463	394	323	267	223	185	153	128	78	61	48	36	24	2
<b>(=) RESULTADO OPERACIONAL BRUTO</b>	1.411	1.100	1.406	1.177	961	789	646	525	416	346	174	131	103	76	52	4
<b>(-) DESEMBOLSOS OPERACIONAIS</b>																
SEGUROS	9	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	1
DESPESAS ADMINISTRATIVAS	290	316	316	316	316	316	316	316	316	316	316	316	316	316	316	26
<b>TOTAL</b>	299	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326	27
<b>(=) RESULTADO OPERACIONAL ANTES DAS DESP. FINANCEIRAS</b>	1.112	774	1.080	850	635	462	320	199	90	20	(152)	(195)	(223)	(250)	(274)	(24)
JUROS DE FINANCIAMENTO	18	18	14	9	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
JUROS DE EMPRÉSTIMO PARA COBERTURA DE CAIXA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	26	89	164	255
JUROS SOBRE O CAPITAL PRÓPRIO	51	95	80	73	75	60	37	15	0	0	0	0	0	0	0	0
CPMF	10	7	10	8	6	5	4	4	3	2	1	1	1	1	0	0
<b>(=) RESULTADO OPERACIONAL ANTES C. SOCIAL E IR</b>	1.033	654	976	760	548	397	279	181	87	17	(154)	(196)	(250)	(340)	(439)	(279)
(-) CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	65	32	54	35	17	6	3	0	0	0	0	0	0	0	0	67
(-) IMPOSTO DE RENDA	190	97	155	103	52	18	11	1	0	0	0	0	0	0	0	177
<b>(=) RESULTADO OPERACIONAL LÍQUIDO</b>	778	524	766	622	479	373	265	180	87	17	(154)	(196)	(250)	(340)	(439)	(523)
(+) FINANCIAMENTO	228	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(-) INVESTIMENTO	456	0	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(-) AMORTIZAÇÃO DO FINANCIAMENTO	0	57	57	57	57	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(-) DEP. CONTA GARANTIA ANP (REVERSÃO DO SALDO)	0	152	130	187	186	185	183	182	179	173	174	143	145	129	129	0
<b>(=) SUPERÁVIT (DÉFICIT) DE CAIXA</b>	550	316	480	377	237	188	82	(1)	(91)	(155)	(327)	(339)	(395)	(468)	(568)	(523)
<b>(+) REVERSÃO DOS JUROS SOBRE O CAPITAL PRÓPRIO</b>	51	95	80	73	75	60	37	15	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>(=) SUPERÁVIT (DÉFICIT) DE CAIXA REAL</b>	601	411	560	450	312	248	118	13	(91)	(155)	(327)	(339)	(395)	(468)	(568)	(523)
<b>SALDO INICIAL + SUPERÁVIT (DÉFICIT) DE CAIXA</b>	550	617	754	839	765	788	801	771	668	513	185	(153)	(385)	(458)	(558)	(513)
(-) DEP. CONTA GARANTIA ANP	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(+) APOORTE DE CAPITAL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(-) REDUÇÃO DE CAPITAL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(-) DISTRIBUIÇÃO DE DIVIDENDOS	249	343	292	311	165	70	28	11	0	0	0	0	0	0	0	0
(+) EMPRÉSTIMO PARA COBERTURA DE CAIXA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	163	395	468	568	523
(-) AMORTIZAÇÃO DE EMPRÉSTIMO PARA COBERTURA DE CAIXA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>SALDO FINAL DE CAIXA</b>	302	275	462	528	600	719	772	760	668	513	185	10	10	10	10	10

VALORES EM US\$ MIL CONSTANTES

FLUXO DE CAIXA INDIRETO (a partir da DRE)																		
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	
LUCRO LÍQUIDO		661	311	516	334	207	91	60	(37)	(108)	(165)	(206)	(230)	(260)	(342)	(441)	816	
(+) DEPRECIACÃO		100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	0	0	0	0	0	0	
(+) AMORTIZACÃO DO DIFERIDO		0	91	91	111	111	111	20	20	0	0	0	0	0	0	0	0	
(+) DEPÓSITO CONTA GARANTIA E REVERSÃO DO SALDO		0	152	130	187	186	185	183	182	179	173	174	143	145	129	129	0	
(-) VARIAÇÃO DA NECESSIDADE DE CAPITAL DE GIRO		(87)	(133)	(153)	(163)	(150)	(138)	(127)	(111)	(96)	(83)	(52)	(34)	(9)	(2)	(2)	1.339	
(+) FINANCIAMENTO		228																
(-) AMORTIZACÃO DO FINANCIAMENTO		0	57	57	57	57	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
(-) IR DE JUROS SOBRE CAPITAL PRÓPRIO		18	16	13	13	13	8	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
(-) INVESTIMENTO																		
AQUISIÇÃO DA CONCESSÃO (INCLUI ÁGIO)																		
INVESTIMENTOS EM PRODUÇÃO		456	0	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
DESP. PRÉ-OPERACIONAIS																		
CAPITAL DE GIRO																		
TOTAL		456	0	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
(=) SUPERÁVIT (DÉFICIT) DE CAIXA		601	411	560	450	312	248	118	13	(91)	(155)	(327)	(339)	(395)	(468)	(568)	(523)	

CONSISTÊNCIA DOS SUPERÁVITS (DÉFICITS) DE CAIXA																		
(A) FLUXO DE CAIXA INDIRETO (a partir da DRE)		601	411	560	450	312	248	118	13	(91)	(155)	(327)	(339)	(395)	(468)	(568)	(523)	
(B) FLUXO DE CAIXA DIRETO (a partir de ingressos e desembolsos)		601	411	560	450	312	248	118	13	(91)	(155)	(327)	(339)	(395)	(468)	(568)	(523)	
(A) - (B)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	

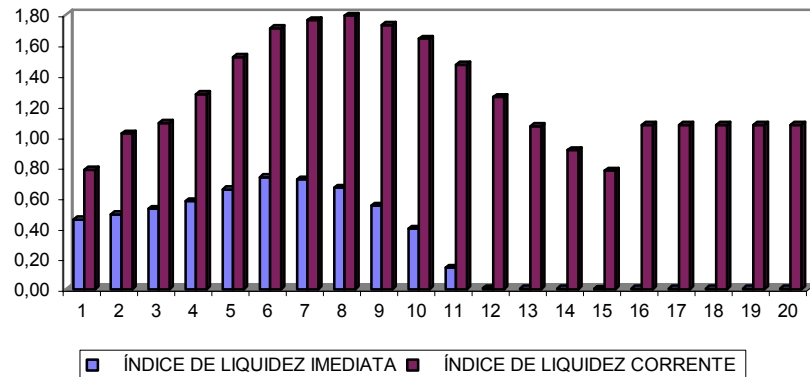
REMUNERAÇÃO DO INVESTIDOR																		
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	
EQUITY	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
JUROS SOBRE CAPITAL PRÓPRIO		51	95	80	73	75	60	37	15	0	0	0	0	0	0	0	0	
DIVIDENDOS		249	343	292	311	165	70	28	11	0	0	0	0	0	0	0	0	
REDUÇÃO DE CAPITAL		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
VALOR RESIDUAL		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	167	
(=) FLUXO DE CAIXA DOS ACIONISTAS		0	300	438	373	384	240	130	65	26	0	0	0	0	0	0	167	

**INDICADORES ORIGINADOS DE US\$ MIL CONSTANTES**

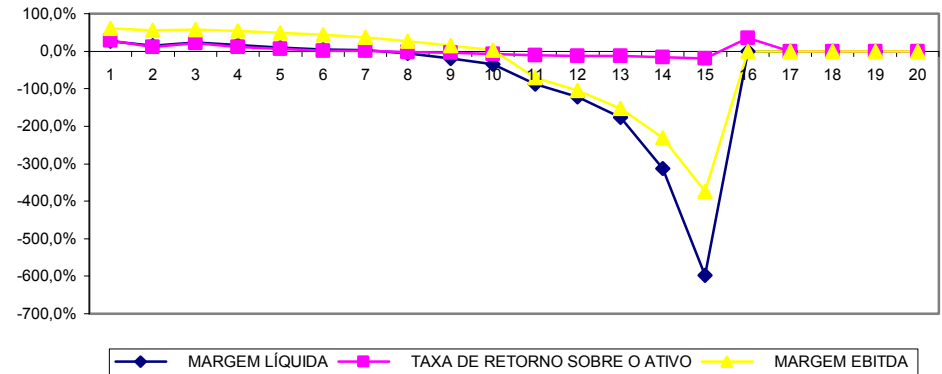
	INDICADORES DE DESEMPENHO															
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
<b>INDICADORES DE LIQUIDEZ</b>																
<b>ÍNDICE DE LIQUIDEZ IMEDIATA</b>	0,46	0,49	0,53	0,58	0,65	0,73	0,72	0,67	0,55	0,40	0,14	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00
Disponível / Passivo Circulante																
<b>ÍNDICE DE LIQUIDEZ CORRENTE</b>	0,78	1,02	1,09	1,28	1,52	1,71	1,76	1,79	1,73	1,64	1,47	1,26	1,07	0,91	0,78	1,08
Ativo Circulante / Passivo Circulante																
<b>INDICADORES DE RENTABILIDADE</b>																
<b>MARGEM BRUTA</b>	77,7%	79,7%	74,9%	74,9%	74,9%	74,7%	74,4%	73,9%	73,1%	73,1%	68,3%	68,3%	68,2%	68,2%	68,1%	#DIV/0!
Lucro Bruto / Receita Operacional Líquida																
<b>MARGEM OPERACIONAL</b>	47,1%	30,3%	37,9%	29,1%	20,2%	10,0%	8,0%	-5,2%	-19,5%	-35,4%	-88,0%	-121,7%	-176,1%	-312,4%	-597,5%	#DIV/0!
Lucro antes da Cont. Social e Imp. Renda / Receita Operacional Líquida																
<b>MARGEM LÍQUIDA</b>	27,5%	15,5%	22,5%	16,0%	9,3%	3,8%	3,0%	-5,2%	-19,5%	-35,4%	-88,0%	-121,7%	-176,1%	-312,4%	-597,5%	#DIV/0!
Lucro Líquido após Cont. Social e Imp. Renda / Receita Operacional Líquida																
<b>TAXA DE RETORNO SOBRE O ATIVO</b>	28,9%	11,9%	21,2%	12,1%	5,7%	1,9%	1,2%	-1,6%	-4,9%	-7,8%	-10,6%	-12,1%	-12,7%	-15,8%	-19,2%	35,7%
Lucro Líquido / Ativo Total																
<b>TAXA DE RETORNO SOBRE O PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>	51,8%	19,5%	39,3%	22,0%	10,4%	3,5%	2,3%	-3,3%	-10,9%	-20,0%	-33,0%	-58,4%	-195,0%	163,9%	67,9%	489,4%
Lucro Líquido / Patrimônio Líquido																
<b>MARGEM EBITDA</b>	61,1%	55,3%	57,8%	53,8%	49,0%	43,3%	36,2%	27,2%	14,7%	3,2%	-71,3%	-104,5%	-152,8%	-230,2%	-374,2%	#DIV/0!
(Lucro antes das desp financeiras + Depreciação + Amort. Diferido) / Rec. Op. Líquida																
<b>INDICADORES DE ENDIVIDAMENTO</b>																
<b>ENDIVIDAMENTO DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>	79,6%	63,3%	85,2%	81,8%	81,1%	86,2%	94,1%	103,4%	122,7%	156,0%	211,8%	384,4%	1434,2%	-1140,5%	-453,2%	1270,5%
(Passivo Circulante + Passivo Exigível a Longo Prazo) / Patrimônio Líquido																
<b>ENDIVIDAMENTO DO ATIVO TOTAL</b>	44,3%	38,8%	46,0%	45,0%	44,8%	46,3%	48,5%	50,8%	55,1%	60,9%	67,9%	79,4%	93,5%	109,6%	128,3%	92,7%
(Passivo Circulante + Passivo Exigível a Longo Prazo) / Ativo Total																
<b>ÍNDICE DE COBERTURA DE FINANCIAMENTOS</b>	#REF!	#REF!	#REF!	#REF!	#REF!	#REF!	#REF!	#REF!	#REF!	#REF!	#REF!	#REF!	#REF!	#REF!	#REF!	#REF!
(Lucro Líquido + Juros + Dep. + Amort. Diferido) / (Juros + Amortização)																
<b>NÍVEL DE ALAVANCAGEM FINANCEIRA</b>	17,9%	13,9%	9,4%	4,9%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	29,4%	80,7%	125,5%	168,7%	92,7%
Dívidas Onerosas / (Dívidas Onerosas + Pat. Líquido)																
<b>DÍVIDAS ONEROSAS / EBITDA</b>	0,2	0,3	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,7	-2,4	-4,1	-5,8	1,6
Dívidas Onerosas de CP e LP / EBITDA																
<b>INDICADORES DE ESTRUTURA</b>																
<b>PARTICIPAÇÃO DO CAPITAL PRÓPRIO</b>	55,7%	61,2%	54,0%	55,0%	55,2%	53,7%	51,5%	49,2%	44,9%	39,1%	32,1%	20,6%	6,5%	-9,6%	-28,3%	7,3%
Patrimônio Líquido / Ativo Total																
<b>PARTICIPAÇÃO DO CAPITAL DE TERCEIROS</b>	44,3%	38,8%	46,0%	45,0%	44,8%	46,3%	48,5%	50,8%	55,1%	60,9%	67,9%	79,4%	93,5%	109,6%	128,3%	92,7%
(Passivo Circulante + Passivo Exigível a Longo Prazo) / Ativo Total																

# INDICADORES DE DESEMPENHO

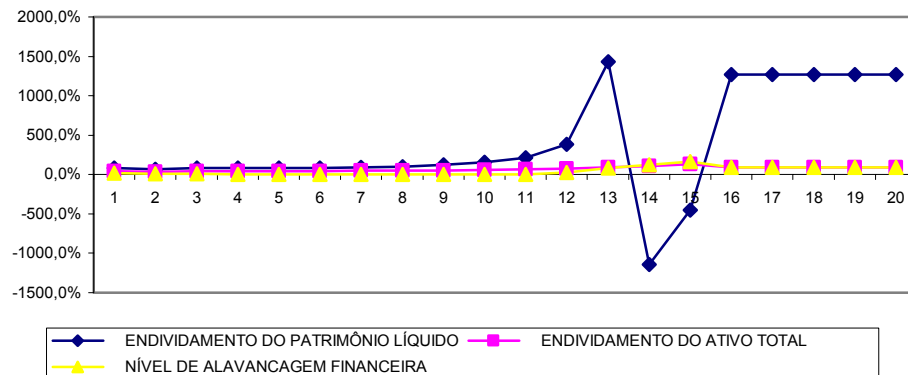
## INDICADORES DE LIQUIDEZ



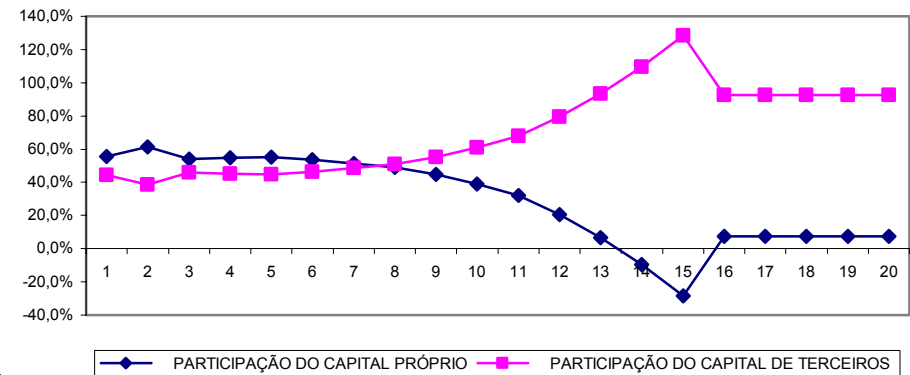
## INDICADORES DE RENTABILIDADE



## INDICADORES DE ENDIVIDAMENTO



## INDICADORES DE ESTRUTURA





## CAPÍTULO 5

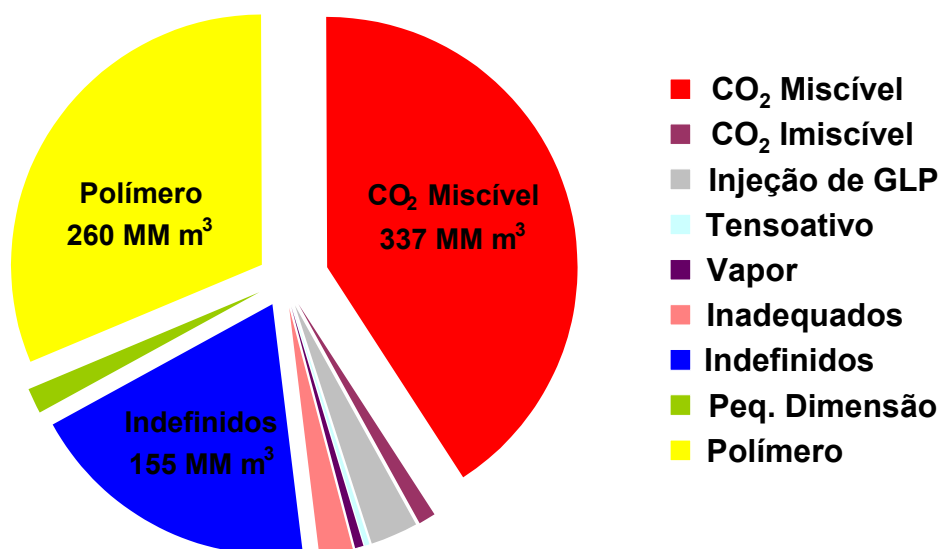
# TECNOLOGIAS PARA RECUPERAÇÃO AVANÇADA DE PETRÓLEO EM CAMPOS MADUROS: CONDICIONANTES REGULATÓRIOS

Rômulo Teixeira<sup>1</sup>  
Paulo Sérgio de Mello Vieira Rocha<sup>2</sup>  
Luiz Eraldo Araújo Ferreira<sup>3</sup>  
James Silva Santos Correia<sup>4</sup>

### APRESENTAÇÃO

Numa bacia sedimentar madura como a do Recôncavo Baiano, é necessário utilizar técnicas especiais de recuperação de petróleo para manter a capacidade de produção. Entre as técnicas mais promissoras destaca-se a injeção de polímeros, de CO<sub>2</sub> miscível, de vapor e outros métodos descritos a seguir.

A **Erro! A origem da referência não foi encontrada.** a seguir, mostra o potencial para o uso de cada método especial de recuperação avançada de petróleo na Bacia do Recôncavo.



<sup>1</sup> Universidade Salvador – Unifacs – Mestranda do Mestrado em Regulação da Indústria da Energia e Bolsista do PRH23/ANP.

<sup>2</sup> Universidade Salvador – Unifacs – Prof. Dr. do Mestrado em Regulação da Indústria da Energia e Pesquisador do Centro de Estudo e Pesquisa em Petróleo e Gás Natural – CEPGN.

<sup>3</sup> Universidade Salvador – Unifacs – Prof. Dr. do Mestrado em Regulação da Indústria da Energia e Pesquisador do Centro de Estudo e Pesquisa em Petróleo e Gás Natural – CEPGN.

<sup>4</sup> Universidade Salvador – Unifacs – Prof. Dr. Coordenador da Rede Cooperativa em Engenharia de Campos Maduros – RECAM; Coordenador do Projeto 02 da RECAM – Estudos Regulatórios para Revitalização de Campos Maduros de Petróleo; do Mestrado em Regulação da Indústria da Energia; Pesquisador do Centro de Estudo e Pesquisa em Petróleo e Gás Natural – CEPGN.

Porém, a aplicação destas tecnologias dependem de incentivos regulatórios, conforme demonstra a experiência internacional. Não basta apenas desenvolver tecnologias para recuperação avançada de campos maduros, pois em função da rentabilidade típica destes campos, as respectivas aplicações via de regra esbarram na necessidade de incentivos regulatórios consagrados, tais como conversão de parcela de royalties em investimentos, financiamento subsidiado e tratamento tributário especial.

Uma fração considerável da energia primária consumida no Brasil é proveniente do petróleo. Entretanto, as reservas energéticas não são superiores a algumas décadas, mesmo considerando os recursos medidos e as reservas estimadas. Daí o interesse na busca de inovações tecnológicas que viabilizem a apropriação de reservas adicionais e o aumento da produção em seus campos já descobertos e, na maioria das vezes, maduros.

Um outro aspecto é que mesmo pequenas melhorias nos processos de recuperação podem resultar em grandes economias devido ao volume de produção envolvido na operação. Por isso, projetos que apresentam um aumento de recuperação da ordem de 4 a 10% são considerados um sucesso e este aumento no fator de recuperação é suficiente para tornar um projeto economicamente viável.

Os reservatórios, cujos mecanismos são pouco eficientes e que, por consequência, retêm grandes quantidades de hidrocarbonetos após a exaustão da sua energia natural são fortes candidatos ao emprego de uma série de processos que visam à obtenção de uma recuperação adicional. Esses processos são chamados de métodos de recuperação, os quais, de uma maneira geral, tentam interferir nas características do reservatório que favorecem a retenção exagerada de óleo. Quase tão antigos como a indústria do petróleo, os métodos de recuperação foram desenvolvidos para se obter uma produção maior do que aquela que se obteria, caso apenas a energia natural do reservatório fosse utilizada.

Ao se injetar um fluido em um reservatório com a finalidade única de deslocar o óleo para fora dos poros da rocha, isto é, buscando-se um comportamento puramente mecânico, tem-se um processo classificado como método convencional de recuperação. Esse comportamento mecânico, sem qualquer interação de natureza química ou termodinâmica entre os fluidos e a rocha, é o que se espera obter ao injetar água ou ao se submeter o reservatório a um processo não miscível de injeção de gás. Em outras palavras não se espera que fluidos se misturem entre si ou interfiram na rocha (reservatório). Nos processos convencionais de recuperação utilizam-se a água e o gás natural, mas se consegue recuperar apenas uma fração do total existente nas jazidas. O restante do óleo ficará preso nas jazidas a menos que sejam empregados métodos especiais de recuperação.

Pode-se dizer que um método especial de recuperação é empregado para atuar nos pontos onde o processo convencional falhou, ou falharia caso fosse empregado. A aplicação adequada de um dos métodos especiais de recuperação permitirá que se recupere, em média, de 5 a 10% a mais do óleo original que existia na jazida na época de sua descoberta. Como o óleo está na jazida, trata-se de um óleo conhecido, não existe o risco exploratório, que encarece o petróleo assim obtido. Porém exige a aplicação de uma tecnologia avançada e produtos e instalações dispendiosas que freqüentemente inibem a aplicação destas tecnologias. É, pois, essencial que em primeiro lugar se procure determinar qual a tecnologia mais adequa-

da para um dado reservatório e, em seguida, se façam os estudos técnico e econômico para implementar esta tecnologia.

As baixas recuperações resultantes de um processo convencional de injeção de fluidos podem ser creditadas basicamente a dois aspectos principais: alta viscosidade do óleo do reservatório e elevadas tensões interfaciais entre o fluido injetado e o óleo. Quando a viscosidade do fluido injetado é muito menor que a do fluido a ser deslocado, o primeiro se move muito mais facilmente no meio poroso, encontrando caminhos preferenciais e se dirigindo rapidamente para os poços de produção. O óleo fica retido porque o fluido injetado não se propaga adequadamente no reservatório, ficando grandes volumes de rocha nos quais o deslocamento não se processou. No caso de altas tensões interfaciais, a capacidade do fluido injetado de desalojar o óleo do reservatório para fora dos poros é bastante reduzida, deixando saturações residuais elevadas de óleo nas regiões já contactadas pelo fluido injetado.

Estas duas situações definem a forma de atuação dos métodos especiais de recuperação e são o ponto de partida para a sua distribuição em térmicos, gasosos, químicos e outros. Além disso, pode-se subdividir os métodos gasosos em miscíveis e imiscíveis. Os métodos químicos são caracterizados pela adição de substâncias químicas à água de forma a gerar fluidos com propriedades interfaciais mais favoráveis à produção do óleo e incluem principalmente a injeção de polímeros, a injeção de surfactantes e a injeção alcalina. Os métodos térmicos adicionam calor ao reservatório para reduzir a viscosidade e/ou vaporizar o óleo. Em ambas as situações o óleo torna-se mais móvel, tal que é deslocado com maior eficiência para os poços de produção. Existem dois métodos de recuperação térmica: injeção de vapor e combustão *in situ*.

Os processos de deslocamento miscível são indicados quando o fluido injetado não consegue retirar o óleo para fora dos poros da rocha devido a altas tensões interfaciais. Trata-se de processos em que se procura reduzir substancialmente e, se possível, eliminar as tensões interfaciais. Quando dois fluidos que não se misturam estão em contato, entre eles se estabelece uma interface submetida a tensões interfaciais. Estas tensões de natureza físico-química desempenham um papel também nas relações entre rocha e fluido, podendo ser mais ou menos intensas, dependendo da natureza dos fluidos e da rocha.

Caso o fluido injetado e o óleo sejam miscíveis, isto é, se misturam, não existem nem interfaces nem tensões interfaciais. Os métodos miscíveis se ocupam da injeção de fluidos que venham a se tornar ou que sejam miscíveis com o óleo do reservatório, de tal modo que não existam tensões interfaciais. Dessa maneira o óleo será totalmente deslocado para fora da área que for contactada pelo fluido injetado. Os fluidos que podem ser utilizados para deslocamento miscível são preferencialmente o dióxido de carbono, gases de queima, nitrogênio e hidrocarbonetos.

A rigor, não se pode considerar a injeção de gases não miscíveis como método especial de recuperação, visto que se trata apenas de repressurização do reservatório. Exceção feita apenas ao gás carbônico, que por suas propriedades especiais, consegue inchar o óleo, reduzir sua viscosidade e extrair uma certa porção de suas frações leves e intermediárias para a fase gasosa, mesmo a pressões relativamente baixas. Mas a literatura considera a injeção de produtos outros que não água ou gás natural como sendo método especial de recuperação.

O critério de seleção dos métodos especiais de recuperação é complexo porque envolve vários fatores, tais como: as propriedades químicas, petrofísicas (permeabilidade, pressão capilar, molhabilidade e porosidade) e geológicas, fatores esses que devem ser considerados para cada caso específico.

Ao que parece, os métodos com injeção de gases representam a escolha mais razoável, dentre os métodos citados. A PETROBRÁS estima que a correta implementação de projetos miscíveis de recuperação do óleo na Bacia do Recôncavo tenha o potencial de aumentar significativamente as atuais reservas regionais de óleo.

A Bacia do Recôncavo encontra-se com suas jazidas de óleo em avançado estágio de exploração, após cerca de 50 anos de produção comercial de hidrocarbonetos. O volume de óleo descoberto nas bacias sedimentares do Estado alcança 1,08 bilhão de m<sup>3</sup>. Deste total foram produzidos perto de 215 milhões de m<sup>3</sup>, o que corresponde a uma fração recuperada de aproximadamente 20%. Estima-se que outros 60 milhões de m<sup>3</sup> de óleo ainda possam ser produzidos pelos projetos já implantados ou através de novas oportunidades a serem identificadas. Desta forma, a produção acumulada no Estado da Bahia deverá atingir pouco mais de 270 milhões de m<sup>3</sup>, ou seja, 25 % do óleo descoberto. O envelhecimento da Bacia do Recôncavo impõe, inevitavelmente, um quadro de apreensão ao futuro da atividade no Estado. A PETROBRÁS, ora detentora da quase totalidade das concessões de produção de óleo na Bacia do Recôncavo, vem tentando reverter esta tendência atuando em vários grupos de atividades, sendo um deles o emprego de métodos miscíveis de recuperação. Estima-se que sua correta implementação tenha o potencial de aumentar significativamente as atuais reservas de óleo no estado e proporcionar o rejuvenescimento de uma série de campos maduros da Bacia do Recôncavo, o que ampliaria a atividade econômica da região.

No intuito de dar suporte ao processo de revitalização da produção de óleo da Bacia do Recôncavo, tem-se como etapa essencial a estruturação de um laboratório virtual o mais completo possível. Isto se deve ao fato de que, entre outras características essenciais que devem ser conhecidas em detalhe e experimentos específicos, independente da aquisição de simuladores usados para as diversas metodologias especiais de recuperação, as especificidades de cada óleo precisam ser respaldadas em análises laboratoriais que definem as características especiais que vão servir como elementos de entrada para estes simuladores.

Como é de conhecimento geral, o petróleo é altamente regionalizado, ou seja, todas as suas características são específicas para uma determinada região e para um determinado reservatório. A despeito dos equipamentos para a realização dos experimentos serem universais, a realização dos experimentos e a interpretação dos dados é altamente específica para a região. A UNIFACS possui um laboratório que vem proporcionando sua integração com a indústria formada por operadores e fornecedores de bens e serviços para a cadeia produtiva dos campos maduros, com benefícios para toda a sociedade.

Outro ponto relevante a ser observado é a necessidade do atendimento a pequenas empresas, uma vez que é absolutamente improvável que estas empresas possam vir a dispor de recursos para equipar qualquer laboratório. Neste caso, também a integração permitirá a resolução de seus problemas com um custo muito mais baixo e, principalmente, com intercâmbio permanente, dada a proximidade física. De

outro modo, o estudo da resolução de problemas para pequenas empresas regionais a ser realizado fora do estado e mesmo fora do país iria despender não apenas um custo muito mais elevado, mas principalmente a distância representaria uma dificuldade de acompanhamento sob o ponto de vista de assistência técnica personalizada. O entrosamento pessoal fica muito mais facilitado e o conhecimento do histórico do problema agiliza a sua resolução. Em toda estrutura laboratorial existem equipamentos para aplicações específicas e outros para aplicações diversas. Neste último caso, a funcionalidade do laboratório fica ampliada no sentido de ser utilizado na integração com outras empresas que não somente na área de petróleo.

Por fim, os estudos regulatórios que estão sendo realizados no âmbito da RECAM, apontarão alternativas para viabilizar a aplicação dessas tecnologias. Trata-se portanto, de um trabalho multidisciplinar, que demonstra a interdependência entre temas tecnológicos e regulatórios, quando o tema é a revitalização de campos maduros. O êxito desses trabalhos poderá significar a incorporação de reservas em campos existentes, que só na Bacia do Recôncavo, poderá representar um valor econômico agregado a economia local de cerca dez (10) bilhões de dólares.

## AVALIAÇÃO DE VISCOSIDADE E TESTES DE DESLOCAMENTO DE SOLUÇÕES POLIMÉRICAS SIMPLES E COMPOSTAS PARA USO EM RECUPERAÇÃO AVANÇADA DE PETRÓLEO

### 1. INTRODUÇÃO

A correta aplicação de polímeros pode aumentar as atuais reservas da Bacia do Recôncavo em cerca de 50%. A injeção de polímeros em todos os reservatórios com características propícias traria um incremento médio de reservas entre 5 e 13% do volume original de óleo in-situ. Adicionalmente, com a injeção de polímeros, ocorre a redução da produção de água, tendo como consequência a redução de custos de separação e descarte de água produzindo efeitos ambientais positivos.

Vários polímeros com alto peso molecular estão sendo utilizados na indústria de petróleo como agentes viscosificantes em projetos de injeção de água. O maior incentivo para a aplicação deste método especial é o aumento da recuperação do óleo em reservatórios com alta razão de mobilidade água-óleo, reservatórios heterogêneos ou com uma combinação dessas duas características.

Nesse trabalho é avaliado, sob aspectos de reologia e deslocamento em meio poroso, as soluções aquosas dos polímeros: poli(acrilamida) parcialmente hidrolisada (HPAM), a goma xantana (GX), o amido de mandioca modificado (AMM) e o hidroxipropilgumar (HPG), além das soluções compostas destes polímeros. Essa avaliação será feita levando-se em conta as condições ambientes dos reservatórios de petróleo, que normalmente são agressivas à solução polimérica no sentido de

perda de viscosidade por degradação biológica, química e mecânica. Os parâmetros de reservatórios contemplados nesse estudo são: temperatura, salinidade, ausência de luz e oxigênio, taxa de cisalhamento, permeabilidade, porosidade e volume poroso.

Dentro deste panorama apresentado, este trabalho tem os seguintes objetivos; a) testar misturas poliméricas a fim de observar possível sinergia entre polímeros; b) determinar a viscosidade das soluções desses polímeros, bem como de misturas binárias considerando variáveis físico-químicas; c) realizar testes de estabilidade térmica em condições de reservatório; d) realizar testes de deslocamento em meio poroso usando as soluções testadas na análise de viscosidade, a fim de se determinar parâmetros relevantes na recuperação de petróleo, tais como: fator de resistência, fator de resistência residual, retenção de polímero e volume poroso inacessível ao polímero.

## 2. O PROBLEMA

Uma característica bastante peculiar da indústria de petróleo é o alto investimento e custo operacional dos seus processos. Não é diferente na utilização da técnica de injeção de polímeros, porém esses custos podem e devem ser minimizados. A principal variável, que pode ser otimizada, nesse processo é a quantidade de polímero usada, ou seja, a concentração de polímero na solução de injeção. Essa concentração é determinada através de uma curva de viscosidade *versus* concentração do polímero. Assim, é feito um estudo para o reservatório e determinada a viscosidade da solução necessária para recuperar o volume de petróleo desejado. Porém, a viscosidade de uma solução não varia apenas com a concentração de polímero; é importante um estudo mais abrangente contemplando um número maior de variáveis, tais como a temperatura do reservatório, a salinidade e a taxa de cisalhamento. Uma alternativa, também contemplada nesse trabalho, para a diminuição de custos é a proposição de misturas de polímeros de preços diferentes, aonde adicionalmente pode ser observado efeito sinérgico em algumas dessas misturas.

Um outro importante problema, que ocorre principalmente no Brasil, é com o uso de polímeros derivados de acrilamidas, pois esses polímeros são bastante sensíveis à salinidade do reservatório, a qual não é diminuída, mesmo que seja injetado no volume do reservatório um volume equivalente de água doce. Esse problema também pode ser contornado pelo uso de misturas desses polímeros com biopolímeros, os quais não sofrem esse efeito de perda de viscosidade com a salinidade; ou mesmo com a alternativa de uso de um único biopolímero, ou misturas de biopolímeros.

Hoje não são encontrados, numa única obra, dados de viscosidade e deslocamento de soluções poliméricas para recuperação de petróleo. A grande maioria das pesquisas com biopolímeros são de reologia para aplicação na indústria de alimentos, cujos parâmetros, tais como concentração e salinidade são bastante diferentes dos utilizados na indústria de petróleo. Assim, esse trabalho vem para reunir resultados experimentais e uma vasta revisão bibliográfica para o estudo de caso, que compara, sob aspectos de viscosidade e de deslocamento, as soluções de HPAM, goma xantana, hidroxipropilgoma e amido de mandioca.

### 3. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Os métodos de recuperação de petróleo são tradicionalmente divididos em três: primários, secundários e terciários. Durante a vida produtiva dos reservatórios, os métodos de recuperação são geralmente empregados nessa seqüência. A recuperação primária normalmente é o estágio inicial da produção, utiliza a própria energia naturalmente existente no reservatório para deslocar o petróleo. Essa etapa pode ou não ser auxiliada por métodos artificiais de elevação do petróleo.

A recuperação secundária se faz necessária quando há um declínio na produção de petróleo enquanto são utilizados apenas métodos primários de recuperação. Normalmente a recuperação secundária de petróleo é feita pela injeção de água ou de gás natural para elevar a pressão do reservatório.

A recuperação terciária de petróleo é feita através da injeção de fluidos que não estão presentes originalmente no reservatório (Lake, 1989). Os processos de recuperação terciária são conhecidos por métodos especiais ou métodos de recuperação avançada de petróleo. A Figura 3-1 mostra os vários métodos de recuperação avançada de petróleo.

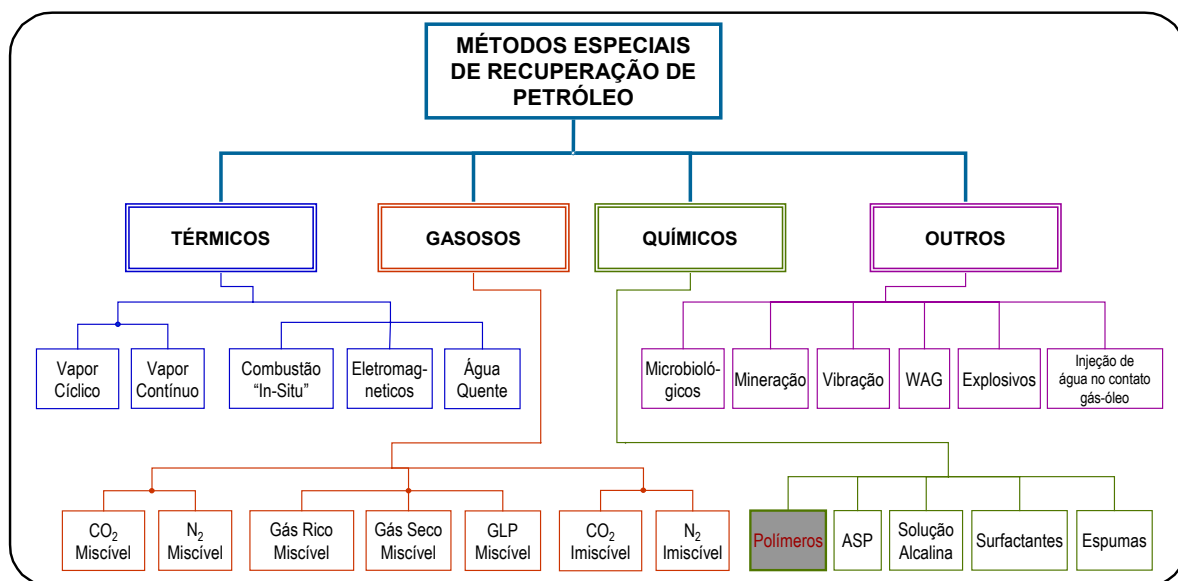


Figura 3-1: Principais métodos de Recuperação Avançada de Petróleo (MONTEIRO, 2001).

Os métodos de recuperação avançada de petróleo envolvem a injeção de um fluido ou de uma mistura de fluidos em um reservatório para recuperar uma quantidade de petróleo que não se conseguiu recuperar por métodos primários e secundários. Entre esses fluidos, podem-se citar gases e produtos químicos líquidos, uma outra forma é o uso de energia térmica. Entre os gases mais utilizados podem ser citados os hidrocarbonetos, gás carbônico e nitrogênio; entre os produtos químicos são citados polímeros, álcalis, surfactantes e solventes a base de hidrocarbonetos. Processos térmicos utilizam tipicamente vapor ou água quente como fonte de calor, ou ainda geração *in-situ* de energia térmica através da combustão de parte do óleo do reservatório.

O método de injeção de polímero consiste na adição de polímero na água de injeção para diminuir sua mobilidade. O resultado é um aumento de viscosidade,

bem como uma diminuição na permeabilidade da fase aquosa, que ocorre com alguns polímeros, causando uma menor razão de mobilidade. Geralmente uma injeção de polímero será econômica apenas quando a razão de mobilidade na injeção de água é alta, o reservatório é altamente heterogêneo, ou uma combinação dessas duas ocorrências.

Polímeros são usados na produção de petróleo de três modos:

1. Como tratamento *near-well* para melhorar o desempenho de injetores de água ou produtores de água pelo bloqueio de zonas de alta condutividade.
2. Como agente que pode ser ligado em cruz *in situ* em zonas de alta condutividade no reservatório. Este processo requer que o polímero seja injetado com um cátion de metal orgânico que se ligará em cruz subsequentemente injetado moléculas de polímero com únicas fronteiras já superfície sólidas.
3. Como agente para diminuir a mobilidade da água ou a razão de mobilidade água-óleo.

O primeiro modo não é verdadeiramente injeção de polímero, visto que o atual agente de deslocamento de óleo não é o polímero. Certamente a maioria dos projetos de polímero para recuperação avançada está enquadrada no terceiro modo (Lake, 1989).

## INJEÇÃO DE POLÍMEROS PARA A RECUPERAÇÃO AVANÇADA DE PETRÓLEO

O processo de injeção de um fluido para a recuperação de petróleo via deslocamento será tão mais eficiente e controlado, quanto menor for a razão de mobilidade ( $M$ ) do agente deslocante (fluido injetado) e o petróleo. A mobilidade ( $\lambda$ ) de um fluido é dada pela razão entre sua permeabilidade ao meio poroso ( $k$ ) e a sua viscosidade ( $\mu$ ). Assim, a razão de mobilidade água-óleo pode ser assim descrita:

$$M = \frac{\lambda_w}{\lambda_o} = \frac{(k_w/\mu_w)}{(k_o/\mu_o)} \quad (3-1)$$

Um processo é dito controlado quando não desenvolve *viscous fingering* e conseqüente canalização. Para isso a razão de mobilidade  $M$  deve ser menor que 1 (Lake, 1989). A Figura 3-2 abaixo mostra o fenômeno de *viscous fingering*, observa-se na figura que a adição de polímero à água favorece a razão de mobilidade, eliminando o *viscous fingering* e aumentando a eficiência de óleo varrido pelo fluido de injeção.



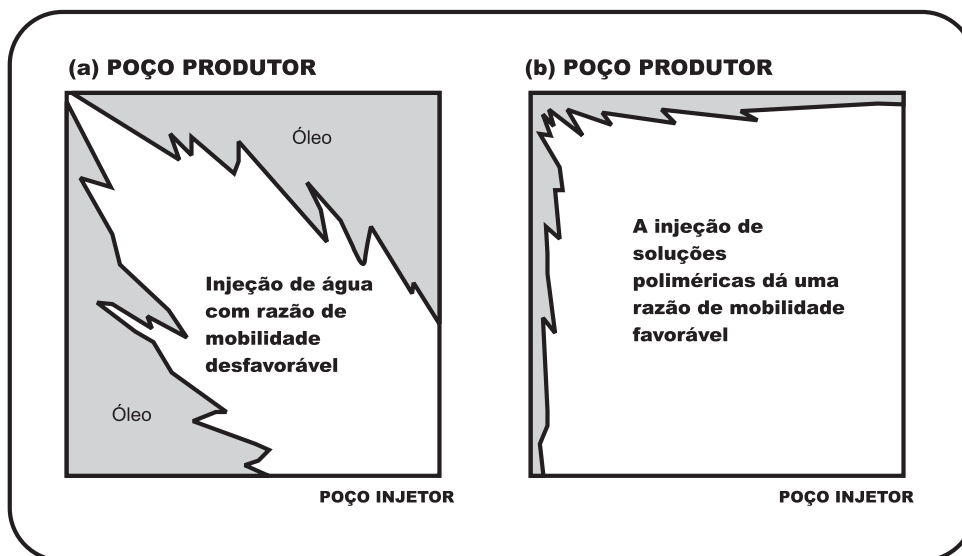


Figura 3-2: Fenômeno do *viscous fingering* que ocorre na injeção de água, comparando com a injeção de soluções poliméricas, onde tal efeito não é observado (SORBIE, 1991).

A adição de polímero provoca um aumento de viscosidade na água de injeção e uma conseqüente redução de mobilidade do fluido deslocante. Dessa forma, pela Equação 3-1, a adição de polímero na água produz uma diminuição da razão de mobilidade água-óleo ( $M$ ), o que é favorável ao processo de recuperação de petróleo. Alguns polímeros, adicionalmente ao aumento de viscosidade da água, atuam reduzindo a permeabilidade à água ( $k_w$ ).

O atrativo principal do uso de polímeros para a redução da razão de mobilidade água-óleo é que eles podem aumentar significativamente a viscosidade da água injetada (SORBIE, 1991). Devido ao alto peso molecular, apenas uma pequena quantidade (cerca de 500 g/m<sup>3</sup>) de polímero causa aumento substancial na viscosidade da água. Além disto, vários tipos de polímeros diminuem a mobilidade pela redução da permeabilidade relativa da água adicionalmente ao aumento de viscosidade da água (Lake, 1989).

Dois tipos de polímeros são normalmente utilizados na indústria para o controle da razão de mobilidade entre a água injetada e o petróleo: o polímero sintético poli(acrilamida) parcialmente hidrolisada e o biopolímero goma xantana.

Após a discussão sobre as técnicas de recuperação avançada de petróleo, fez-se um estudo teórico completo sobre a caracterização dos polímeros, propriedades das soluções poliméricas, estabilidade dessas soluções e deslocamento através de meio poroso.

## 4. METODOLOGIA

Inicialmente, foi levantado da literatura dados físico-químicos e características de vários biopolímeros com potencial uso em recuperação de petróleo, a fim de se substituir o polímero sintético HPAM bastante usado atualmente, mas sem comprovação industrial de sua eficiência, dado principalmente a sua grande sensibilidade ao meio salino do reservatório.

Após esse levantamento foram selecionados para um estudo mais detalhado os seguintes polímeros: HPAM, goma xantana, HPG e amido modificado.

Uma abordagem inédita proposta nesse trabalho, embora concebida de forma empírica, é o estudo de soluções compostas desses polímeros, a fim de se observar possível sinergia entre eles. Esta sinergia, em última instância, representa menor custo no uso de polímeros para a recuperação avançada de petróleo.

A parte experimental realizada pode ser dividida em três etapas que são fundamentais para a utilização eficiente dos polímeros em recuperação avançada de petróleo, são elas: avaliação reológica, avaliação de estabilidade térmica e deslocamento em meio poroso.

## AVALIAÇÃO REOLÓGICA

A avaliação reológica das soluções simples e compostas de polímeros consiste basicamente na preparação e medida de viscosidade dessas soluções. Os procedimentos de preparação de cada solução de polímero e misturas são mostrados no Anexo I. As medidas de viscosidades foram realizadas utilizando-se o aparelho *Rheometro Brookfield* modelo LV DV-III+ acoplado a um banho termostático, o software *Rheocalc 32* e os acessórios *Small Sample Adapter* e *Ultra Low Adapter*. As viscosidades foram medidas nas seguintes taxas de cisalhamento: 2; 3; 4; 5; 6; 7,5; 10; 15; 30; 50; 100 e 150s<sup>-1</sup>. As demais variáveis contempladas na avaliação reológica são mostradas na Tabela 4-1 abaixo:

**Tabela 4-1: Variáveis contempladas na avaliação reológica de soluções poliméricas simples e compostas.**

<b>Salinidade (ppm)</b>	0	500	1.110	33.000	66.000	110.000
<b>Temperatura (°C)</b>	25	50	65	80		
<b>Concentração (ppm)</b>	0	300	450	600	900	1200
<b>Proporções para 1200ppm</b>	50-50%	25-75%	75-25%			

## AVALIAÇÃO DE ESTABILIDADE TÉRMICA

A avaliação de estabilidade térmica de soluções poliméricas, também conhecida como teste de envelhecimento, consiste na observação da manutenção, ou não, das propriedades reológicas dessas soluções ao longo do tempo. Essa avaliação é feita mediante o preparo da solução, seguindo os procedimentos mostrados no Anexo I, que em seguida é colocada em tubos hermeticamente fechados e levados para estufas em diferentes temperaturas onde permanecem por períodos de tempo, ver Tabela 4-2, determinados, onde, ao final destes, é realizada a avaliação reológica da solução envelhecida.

Essa metodologia foi adotada no sentido de reproduzir ao máximo as condições ambientes dos reservatórios, que normalmente são agressivas às propriedades reológicas das soluções poliméricas. São elas: ausência de luz e oxigênio, tempo de permanência, temperatura e salinidade. A Tabela 4-2 abaixo mostra os valores desses parâmetros de reservatório adotados no estudo de estabilidade térmica.

**Tabela 4-2: Parâmetros usados na avaliação da estabilidade térmica de soluções simples e compostas.**

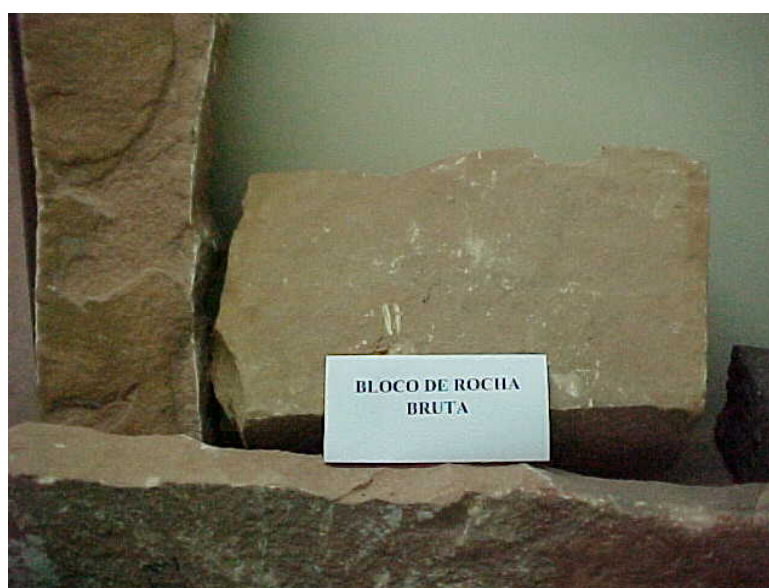
<b>Tempo (dias)</b>	0	5	30	60	90	
<b>Salinidade (ppm)</b>	0	500	1.110	33.000	66.000	110.000
<b>Temperatura (°C)</b>	25	50	65	80		
<b>Concentração (ppm)</b>	0	300	450	600	900	1200
<b>Proporções para 1200ppm</b>	50-50%	25-75%	75-25%			

## **DESLOCAMENTO EM MEIO POROSO**

Os experimentos de deslocamento através do meio poroso são instrumentais em avaliarem o rendimento e desempenho de soluções poliméricas para deslocamento de petróleo, e são empregados para caracterizar e comparar o desempenho de diferentes soluções de polímeros. Os parâmetros específicos que desejamos determinar por meio destes experimentos são o fator de resistência, o fator de resistência residual, a retenção do polímero e o volume poroso inacessível ao polímero. Os procedimentos de montagem, funcionamento, limpeza, preparação e calibração dos instrumentos adaptados ao teste de deslocamento são mostrados no Anexo II.

### **Preparação de Plugues**

Os plugues de rochas foram preparados na Unicamp por uma equipe liderada pelo Professor Euclides José Bonet. Para os testes, foi selecionado um arenito eólico, homogêneo, isotrópico, com permeabilidade absoluta ao ar entre 100 e 500mD e com histórico favorável de uso em testes de laboratório. O arenito selecionado foi da formação de Botucatu encontrado em Ribeirão Claro no Paraná. A fotografia de um dos blocos obtidos é mostrada na Figura 4-1.



**Figura 4-1: Bloco de rocha bruta da formação de Botucatu.**

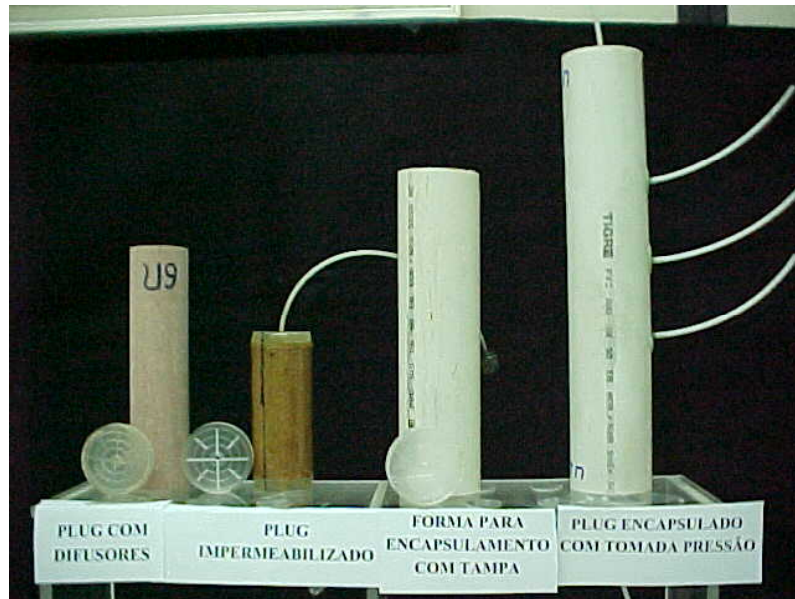
Em seguida a amostra da rocha (plugue) é obtida com broca diamantada, conforme fotografia mostrada na Figura 4-2. Convém lembrar que dependendo do comprimento da amostra é necessário o uso de broca alongada com extensores. Para os experimentos aqui discutidos foram selecionados amostras com diâmetro de 3,81cm e comprimento de aproximadamente 25cm.



**Figura 4-2: Broca diamantada para obtenção dos plugues.**

Após o plugue ter sua massa e dimensões medidas, o mesmo é encapsulado na seqüência mostrada na Figura 4-3, onde aparecem as seguintes etapas:

4. Amostra de rocha com os dois difusores colados nas extremidades,
5. Amostra impermeabilizada lateralmente e com dois difusores colados nas extremidades. Após esta impermeabilização com araldite realiza-se um teste de vazamento e eventual correção do mesmo.
6. Uma forma em plástico é preparada com a respectiva tampa para servir de molde na resinagem do plugue.
7. Finalmente a amostra é resinada e instalada as tomadas de pressão intermediárias e colocados os conectores. No caso de polímeros estas medidas de pressão intermediárias são muito úteis para verificar o eventual tamponamento progressivo na face de entrada. Na Figura 4-4 são mostrados os componentes de resinagem da marca Jumbo.



**Figura 4-3: Seqüência de encapsulamento dos plugues.**

Em seguida os plugues já encapsulados com a resinas mostradas na Figura 4-4 seguem para caracterização, medindo-se a porosidade ao nitrogênio, a permeabilidade ao ar e a saturação com água salina desaerada.

Com estes procedimentos a amostra está pronta para testes em condições de laboratório, em moderadas temperaturas e pressões.



**Figura 4-4: Componentes para resinagem dos plugues.**

## **Descrição Resumida**

O ensaio de deslocamentos de fluidos através do meio poroso é um experimento complexo que é detalhado em todas as suas etapas no Anexo II.

De forma simplificada, inicialmente é injetada, sob taxa constante, água de salinidade 30.000ppm num plugue de rocha localizado dentro de uma estufa para manter a temperatura constante e saturado com água de mesma salinidade.

O plugue é conectado à transdutores que são ligados à indicadores de pressão, previamente calibrados. O efluente do plugue passa por uma célula de ligada a um condutivímetro, que dá uma medida indireta de salinidade e posteriormente é levado a um coletor de amostras para a medida do teor de polímero.

Com o tempo, a pressão na injeção de água 30.000ppm atinge um patamar constante ( $P_{w1}$ ). Após isso, é injetada a solução de polímero a 66.000ppm de salinidade por um tempo equivalente a 1,2 volumes porosos e então é obtido outro patamar de pressão ( $P_{pol}$ ). Em seguida é injetada novamente a água 30.000ppm até que as medidas de pressão e salinidade se estabilizem, e determinado o novo patamar de pressão atingido pela segunda injeção de água ( $P_{w2}$ ).

Nesse experimento todas as medidas de pressão e salinidade são adquiridas automaticamente através de uma placa de aquisição de dados acoplada a um computador com o *software* AqDados 7.0. As medidas de teor de polímero no efluente do plugue são feitas através de análises quantitativas por métodos espectrofotométricos, esses procedimentos de análise são mostrados detalhadamente no Anexo III.

## Determinação dos Parâmetros

Os parâmetros fator de resistência, fator de resistência residual, retenção de polímero e volume poroso inacessível são obtidos indiretamente através de medidas de pressão, salinidade e teor de polímero da solução efluente do plugue.

### a) FATOR DE RESISTÊNCIA (FR) E FATOR DE RESISTÊNCIA RESIDUAL (FRR)

O fator de resistência (FR), redução de mobilidade da água devido à adição de polímero, é dada para um plugue de comprimento L e área de seção transversal constantes por:

$$FR = \frac{P_{pol}}{P_{w1}} \quad (4-1)$$

Onde:

- $P_{pol}$  é pressão atingida durante a injeção de solução polimérica
- $P_{w1}$  é pressão atingida durante a injeção da primeira água

Já o fator de resistência residual (FRR), que é medida da redução de permeabilidade do meio poroso devido ao fluxo da solução polimérica, é dado por:

$$FRR = \frac{P_{w2}}{P_{w1}} \quad (4-2)$$

Onde:

- $P_{w2}$  é pressão atingida durante a injeção da segunda água
- $P_{w1}$  é pressão atingida durante a injeção da primeira água

O comportamento da pressão numa determinada seção transversal do plugue e as quantidades  $P_{w1}$ ,  $P_{pol}$  e  $P_{w2}$ , que determinam os fatores de resistência, são mostrados esquematicamente na Figura 4-5.

#### b) RETENÇÃO E VOLUME POROSO INACESSÍVEL

A retenção do polímero no meio poroso e o volume poroso do plugue inacessível às moléculas de polímeros são determinados graficamente e dependem dos dados de salinidade e teor de polímero da solução que deixa o meio poroso. Com esses dados é calculada a fração de concentração ( $f$ ) de sal e de polímero no efluente do plugue ao longo da injeção do polímero pela equação:

$$f = \frac{C_{\text{efluente}} - C_{\text{inicial}}}{C_{\text{injetada}} - C_{\text{inicial}}} \quad (4-3)$$

Onde:

- $C_{\text{efluente}}$  é a concentração da solução na saída do plugue
- $C_{\text{inicial}}$  é a concentração da solução inicialmente contida no plugue
- $C_{\text{injetada}}$  é a concentração da solução injetada no plugue

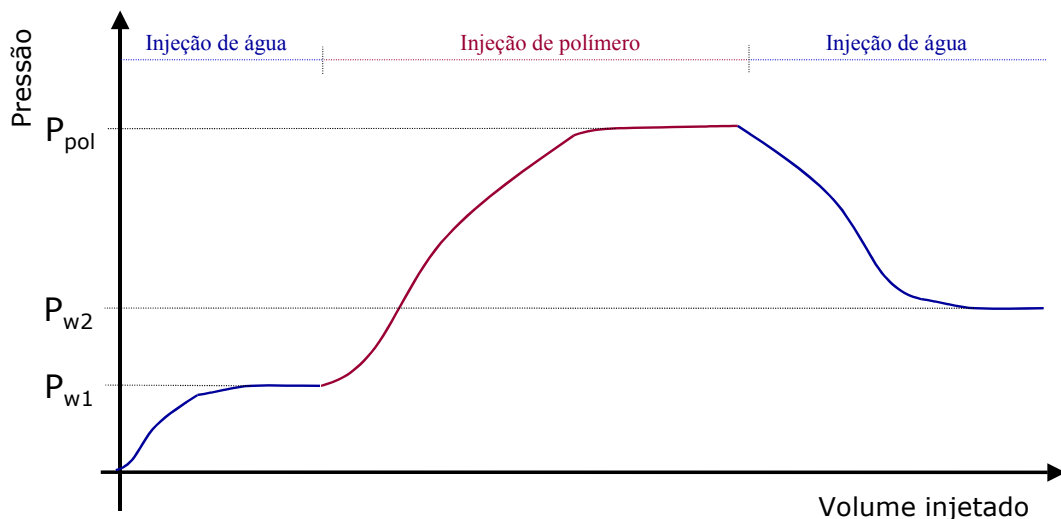
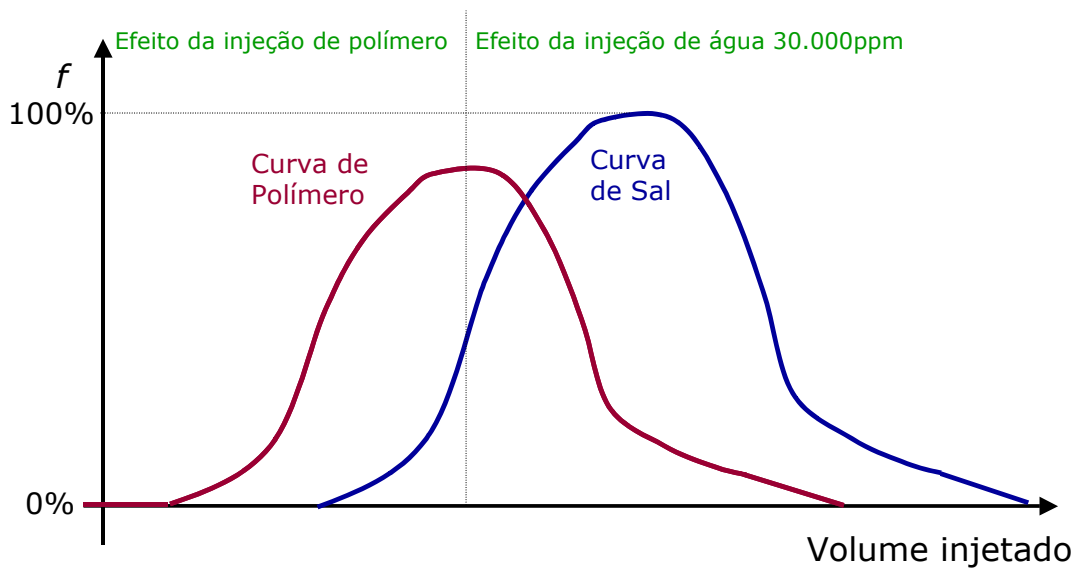


Figura 4-5: Comportamento da pressão numa seção do plugue durante o teste de deslocamento.

De posse das frações de concentração para o sal e o polímero, constroem-se as curvas de  $f$  versus volume injetado, semelhante à Figura 4-6.



**Figura 4-6: Curva de fração de concentração de sal e polímero versus volume injetado para a determinação de retenção de polímero e volume poroso inacessível.**

Os parâmetros retenção e volume poroso inacessível são determinados

respectivamente pela diferença entre as áreas sob a curva de sal e polímero e a área entre as curvas de sal e polímero *no back edge*.

## 5. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES PARCIAIS

No presente estudo de caso, foi avaliado o comportamento da viscosidade e do deslocamento em meio poroso das soluções dos polímeros HPAM, goma xantana, hidroxipropilgumar e amido de mandioca, além de misturas entre esses polímeros, quando submetidas às condições de salinidade, temperatura, concentração, cisalhamento e outras, semelhantes às de reservatório, que em princípio são agressivas às soluções.

A primeira análise realizada, medida de viscosidade à 25°C para uma solução em água destilada/deionizada de cada um dos quatro polímeros, mostrou que a solução de HPAM apresenta valores de viscosidade realmente bastante elevados quando comparados aos valores das demais soluções e às próprias necessidades de reservatório; a solução de goma xantana, nas concentrações estudadas, apresenta boa viscosidade para a maioria dos reservatórios; seguida da solução de HPG que revela viscosidade baixa, não podendo, nas concentrações estudadas, ser aplicada em qualquer reservatório para a recuperação de petróleo; já a solução de amido de mandioca apresentou valores de viscosidade tão baixos que não puderam ser medidos, com validade, pelo aparelho.

Esses mesmos polímeros quando solubilizados numa salmoura apresentaram dois tipos de comportamento: a solução de HPAM sofreu drástica redução em seus valores de viscosidade, já os demais polímeros não sofreram tanta influência. A goma xantana não teve sua viscosidade diminuída, pelo contrário, a viscosidade chega a aumentar a partir de 33.000ppm de salinidade; comportamento similar é



verificado nas soluções de HPG, porém com uma faixa de valores de viscosidade bem menor; novamente as soluções de amido de mandioca não atingiram viscosidades maiores que a sensibilidade do aparelho.

Esse comportamento já era previsto pela literatura e ocorre por que os biopolímeros (goma xantana e HPG) não apresentam em suas moléculas eletrólitos fortes que possam se ligar com os cátions presentes na solução como ocorre com a HPAM.

Quanto ao aumento de temperatura, entre 25 e 80°C, a viscosidade das soluções de goma xantana diminui consideravelmente com o aumento da temperatura (de 90cP para 35cP, numa solução de 1.200ppm e salinidade 110.000ppm); entretanto essa queda de viscosidade ainda é relativamente menor que para as soluções de HPAM e HPG nas mesmas condições, respectivamente, 7,3cP para 2,3cP e 7,6cP para 2,6cP. Quanto às soluções compostas de misturas 50%-50% (HPAM-GX, HPAM-HPG, HPAM-AMM, GX-HPG e GX-AMM) pode-se observar que, de maneira geral, a variável salinidade é decisiva na queda radical dos valores de viscosidade das soluções contendo HPAM; a goma xantana consegue manter a solução HPAM-GX em patamares menos insignificantes. O amido de mandioca da mistura não acrescentou melhorias de viscosidade quando comparado ao outro nas mesmas condições, mas com concentração de 600ppm. De maneira geral, observa-se que a HPG apresenta um comportamento similar à goma xantana. Para as soluções compostas, em iguais proporções, de goma xantana e hidroxipropilgumar, observa-se claramente uma sinergia entre esses polímeros, pois a viscosidade da mistura, com concentração total de 1.200ppm, é maior que a soma das viscosidades das soluções individuais de goma xantana e hidroxipropilgumar, ambas a 600ppm de concentração.

A viabilidade das soluções compostas depende ainda do preço do polímero e demais custos envolvidos no preparo das soluções. Para uma solução simples, com o preço e as relações entre viscosidade e concentração do polímero apresentadas é possível determinar o custo de polímero por unidade de viscosidade atingida pela solução, ou seja \$/cP. Dessa forma é possível comparar de maneira mais exata o desempenho dos polímeros, tanto nas soluções simples como nas compostas. Essa análise econômica não foi contemplada nesse trabalho, dada a dificuldade em se conseguir os preços dos polímeros nas quantidades usuais da indústria de petróleo.

Os ensaios de estabilidade térmica mostraram que a solução de goma xantana apresenta excelente estabilidade, tanto em soluções simples como em compostas, seguida das soluções de HPG; e que as soluções contendo HPAM se mostraram pouco estáveis no período de envelhecimento.

Esses ensaios de envelhecimento consistiram no preparo das soluções que foram em seguida colocadas em tubos hermeticamente fechados e levadas para estufas a fim de simular uma condição real de reservatório (tempo, temperatura, ausência de luz e oxigênio, salinidade). Porém a ausência de oxigênio não é garantida, pois o procedimento mais correto incluiria o borbulhamento de gás inerte na solução contida no tubo, de forma a diminuir ao máximo a quantidade de oxigênio dissolvido na solução. É sabido que a presença de oxigênio acelera o processo de degradação da solução polimérica, assim os resultados aqui obtidos representam um nível de degradação supostamente maior do que a que ocorreria num reservatório com as mesmas condições de temperatura e salinidade. Isso não anula o experimento, pois

de qualquer forma o efeito de comparação entre as soluções poliméricas é respeitado.

Em relação aos testes de deslocamentos é importante ressaltar que são experimentos bastante complexos e, mesmo com todos os cuidados adotados nos procedimentos de montagem, preparação e calibração dos instrumentos, limpeza e funcionamento, vários incidentes ocorreram tais como:

- Presença de bolhas de ar, que se tornaram as principais vilãs do experimento, que com o decorrer do teste acabaram se instalando, por gravidade, na linha que liga o transdutor de pressão ao plugue, o que acarretava na falsa medida de pressão;
- Tamponamento na entrada do plugue quando da injeção da solução polimérica causado pela baixa eficiência do difusor instalado na entrada do plugue, o que gerava um aumento desproporcional da pressão P0 (ponto antes da entrada do plugue) e o experimento tinha que ser abortado, pois o limite de pressão para esse transdutor era de 80psig resultando numa ddp 5,0V, que era a máxima suportada pela placa de aquisição de dados;
- Derretimento da resina que encapsulava o plugue causando um imediato alívio nas pressões gerado pelo aparecimento de caminhos preferenciais;
- Vazamentos pelas conexões, válvulas e até por rachadura criada no cilindro de solução causada pela elevada contra-pressão gerada pelo tamponamento na entrada do plugue;

Enfim, vários são os percalços num experimento dessa natureza, alguns são previsíveis com o domínio da técnica, outros não. Assim, após varias tentativas chegou-se aos parâmetros de vazão, de concentração das soluções, salinidade, temperatura do teste, quantidade de tubos para análise do efluente, frequência de aquisição de dados, tempo de injeção, entre outros.

Os cinco experimentos apresentados nesse trabalho mostram que as soluções de goma xantana e de HPAM promovem uma maior redução de mobilidade (FR), porém a solução de HPAM gerou uma elevada redução de permeabilidade (FRR) da rocha para a água injetada no plugue após a injeção da solução de HPAM; as soluções contendo HPG apresentaram baixas reduções de mobilidade, porém elevadas reduções de permeabilidade, acrescentando-se a isso o fato de que as soluções de HPG possuem uma tendência de formar gel, inclusive isso foi verificado nos béqueres que as continham, é possível imaginar a injeção de soluções de HPG em reservatórios que apresentam altas razões de mobilidade para que esse polímero aja obstruindo os caminhos preferenciais existentes de forma a aumentar a eficiência de varrido da posterior injeção de água. Os valores tanto de retenção, quanto de VPI apresentados nos cinco experimentos estão dentro de faixas normais presentes na literatura.

Um problema encontrado nos testes de deslocamento foi a dificuldade de se conseguir plugues de rochas uniformes em suas propriedades, principalmente permeabilidade. Para efeito de comparação entre as soluções poliméricas é imperativo que os plugues sejam semelhantes.

Uma outra grande dificuldade encontrada foi a elaboração dos procedimentos experimentais; todos os procedimentos aqui utilizados e apresentados nos anexos foram criados ou adaptados de normas técnicas especificamente para esse trabalho.

Em futuros trabalhos são necessários repetir experimentos já realizados, utilizando plugues semelhantes, dos experimentos de deslocamento. Uma outra recomendação é que seja realizada uma adaptação do aparato do teste de deslocamento adicionando três ou mais plugues, com permeabilidades crescentes, em paralelo, de modo a simular os caminhos preferenciais dos reservatórios; assim quando da injeção da solução polimérica, a vazão efluente seria maior no plugue de maior permeabilidade, e com o tempo cairia até que todas as vazões atingissem valores constantes e, com a injeção posterior de água observar-se-ia o efeito contrário; procedendo dessa forma é possível realizar uma comparação mais real entre as soluções dos polímeros e analisar os efeitos dessas soluções nas reduções de mobilidade e permeabilidade da rocha.

O teste de deslocamento em meio poroso da solução de goma xantana com a adição de goma guar apresentou uma diminuição no Fator de Resistência e no Fator de Resistência Residual, o que representa uma diminuição no bom desempenho da goma xantana na recuperação avançada de petróleo.

## 6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Candia, J.-L. Flores and Deckwer, W.-D. 1999. Xanthan gum. Em: Encyclopedia of Bioprocess Technology. Editores: Flickinger, Michael C. e Drew, Stephen. New York. 5: 2695:2711.
- Daniel, J. R.; Whistler, R. L.; Voragen, A. C. J., and Pilnik, W. 1994. Starch and Other Polysaccharides. Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry. A 25: 1:57.
- Gallindo, Enrique; Salcedo, Guadalupe. 1996. Detergents improve xanthan yield and polymer quality in cultures of *Xanthomonas campestris*. Enzyme and Microbial Technology, 19: 145-149.
- García-Ochoa, F.; Santos, V. E.; Casas, J. A.; Gómez, E.; 2000a. Xanthan gum: production, recovery, and properties. Biotechnology Advances, 18: 549-579.
- García-Ochoa, F.; Castro, E. Gómez; Santos, V. E. 2000b. Oxygen transfer and uptake rates during xanthan gum production. Enzyme and Microbial Technology, 27: 680-690.
- Guo, X. H.; Li, W. D.; Tian, J.; Liu, Y. Z. 1999. Pilot test of xanthan gum flooding in Shengli Oilfield. SPE 57294
- Han, Da-Kung; Yang, Cheng-Zhi; Zhang, Zheng-Qing; Lou, Zhu-Hong; Chang, You-Im. 1999. Recent development of enhanced oil recovery in China. Journal of Petroleum Science and Engineering, 22: 181-188.

Hsiao, T.Y., Bacani, F.T., Carvalho, E.B., Curtis, W.R. 1999. Development of a low cost capital investment reactor system. Applications for plant cell suspension culture. *Biotechnology Progress*, 15(1): 114-122.

Lipton, Daniel. 1974. Improved injectability of biopolymer solutions. SPE 5099.

Lo, Yang-Ming; Yang, Shang-Tian; Min, David B. 1997. Effects of yeast extract and glucose on xanthan production and cell growth in batch cultures of *Xanthomonas campestris*. *Applied Microbiology and Biotechnology*, 47: 689-694.

Lopez, M. J.; Moreno, J.; Ramos-Cormenzana, A. 2001. *Xanthomonas campestris* strain selection for xanthan production from olive mill wastewaters. *Water Research*, 35 (7): 1828-1830.

Moraine, Reuven A.; Rogovin, Peter. 1971a. Growth of *Xanthomonas campestris* is not simply nutrient-limited. *Canadian Journal of Microbiology*, 17(11): 1473-1474.

Moraine, Reuven A.; Rogovin, Peter. 1971b. Xanthan biopolymer production at increased concentration by pH control. *Biotechnology and Bioengineering*, XIII: 381-391.

Papagianni, M.; Psomas, S. K.; Batsilas, L.; Paras, S. V.; Kyriakidis, D. A.; Liakopoulou-Kyriakides, M. 2001. Xanthan production by *Xanthomonas campestris* in batch cultures. *Process Biochemistry*, 37: 73-80.

Pons, A; Dussap, C. G.; Gros, J. B. 1989. Modelling *Xanthomonas campestris* batch fermentations in a bubble column. *Biotechnology and Bioengineering*, 33: 394-405

Stredansky, Miroslav; Conti, Elena. 1999. Xanthan production by solid state fermentation. *Process Biochemistry*, 34:581:587.

Suh, Il-Soon; Schumpe, Adrian; Deckwer, Wolf-Dieter. 1992. Xanthan production in bubble column and air-lift reactors. *Biotechnology and Bioengineering*, 39: 85-94.

## UTILIZAÇÃO DE GÁS CARBÔNICO PARA A EXPLOTAÇÃO DE JAZIDAS DE ÓLEO DA BACIA DO RECÔNCAVO

### 1. INTRODUÇÃO

A PETROBRAS, ora detentora da quase totalidade das concessões de produção de óleo na Bacia do Recôncavo, estima que a correta implementação de projetos miscíveis de recuperação nesta Bacia tenha o potencial de duplicar as atuais reservas de óleo no Estado, hoje em cerca de 30 milhões de m<sup>3</sup>. Utilizando-se valores não atualizados, este volume poderia significar um faturamento bruto de cerca de 5 bilhões de dólares e, igualmente importante, rejuvenescer uma série de campos maduros da bacia mantendo a atividade econômica na região. O principal fluido utilizado em projetos miscíveis é o CO<sub>2</sub>. A miscibilidade entre CO<sub>2</sub> e um óleo

em particular é função da composição do óleo, da pressão de operação e do grau de pureza da corrente rica em CO<sub>2</sub>. Estudos preliminares conduzidos pela PETROBRAS indicaram a necessidade de volumes expressivos de CO<sub>2</sub> que podem chegar a milhares de toneladas por dia. Não existem, próximas à Bacia do Recôncavo, correntes com altas concentrações de CO<sub>2</sub> que possam disponibilizar tais volumes. No entanto, volumes gigantescos de CO<sub>2</sub>, contidos em emissões industriais gasosas, são descartados diretamente para a atmosfera por indústrias próximas aos campos alvos. Este CO<sub>2</sub> poderia ser utilizado em projetos de recuperação de óleo, caso os custos de captação, separação, secagem, compressão e transporte justificassem seu emprego comercial. Ainda mais, o emprego de gás carbônico para produção de petróleo tem potencial de fixar nos reservatórios de petróleo até 70% do CO<sub>2</sub> injetado. Vale salientar o grande interesse que existe atualmente sobre o assunto em todo o mundo, não só do ponto de vista econômico como ambiental. O Departamento de Energia dos Estados Unidos (DOE), por exemplo, vem desenvolvendo pesquisas sobre este tema. O descarte de gases de combustão e outras correntes gasosas para a atmosfera são prejudiciais para a saúde das populações vizinhas das indústrias emissoras, além de provocar o efeito estufa. Em vista do potencial e das condições técnicas acima descritas, projeto de pesquisa com objetivo de estudar a utilização de CO<sub>2</sub> na exploração de jazidas de óleo da Bacia do Recôncavo está sendo desenvolvido.

A UNIFACS, em conjunto com a UN-BA e CENPES/PETROBRAS, tem estudado a viabilidade técnica e econômica da utilização de CO<sub>2</sub> na exploração de jazidas de óleo da Bacia do Recôncavo, através da definição do potencial do CO<sub>2</sub> para a produção de óleo e da elaboração de projetos conceituais e estudos econômicos de unidades de produção de CO<sub>2</sub> em altas concentrações.

A investigação relacionada à engenharia de reservatórios aborda os aspectos relativos às pressões mínimas de miscibilidade do CO<sub>2</sub> necessárias para recuperação avançada de petróleo. Na engenharia de projetos e processos químicos a investigação está relacionada ao desenvolvimento de projetos conceituais otimizados de unidades de separação de CO<sub>2</sub>, customizados para as diversas correntes de gases emitidas pelas indústrias, de acordo com projeto de mapeamento anterior, empregando as diversas tecnologias disponíveis (Absorção, Adsorção, Membrana e Criogenia).

Os estudos estão distribuídos entre duas linhas de pesquisas interdependentes. A primeira está relacionada aos aspectos de engenharia de reservatórios e, basicamente, investiga as pressões mínimas de miscibilidade (PMM) necessárias para projetos de recuperação especial, identifica possíveis aditivos para sua redução, avalia o efeito de contaminantes na corrente de CO<sub>2</sub>, desenvolve correlações para determinação de PMM entre o CO<sub>2</sub> e diversos óleos do Recôncavo e quantifica o potencial de produção, o CO<sub>2</sub> necessário e a fixação do CO<sub>2</sub> em sub-superfície. A segunda linha de pesquisa está associada à engenharia de projeto e processos químicos, onde o principal objetivo é investigar a produção de CO<sub>2</sub> a partir de emissões industriais gasosas próximas à Bacia do Recôncavo, mapeadas em projeto de pesquisa anterior, visando aumento da produção de poços de petróleo, através de recuperação avançada. Esta investigação está concentrada na avaliação técnico-econômica de rotas de separação de CO<sub>2</sub> pelos processos de absorção, adsorção, criogenia, membrana e processos híbridos, através de consulta a licenciadores de tecnologia, de estudo de simulação de processos e de desenvolvimento de projetos

conceituais de unidades de separação para o CO<sub>2</sub>, com a utilização das diversas tecnologias citadas.

Os trabalhos desenvolvidos pela UNIFACS, abrangem as seguintes atividades:

- Levantamento bibliográfico dos temas relacionados à pesquisa;
- Aquisição, montagem, comissionamento e operação de equipamentos para as determinações experimentais: caracterização do óleo, comportamento de fases do óleo com o CO<sub>2</sub> e obtenção de PMM entre o óleo e o CO<sub>2</sub>;
- Consultorias técnicas;
- Amostragens de óleo e gás em condições de superfície para a recombinação em laboratório;
- Realização de experimentos em laboratório para: caracterização dos óleos coletados (cromatografia); avaliação do comportamento de fases da mistura óleo e CO<sub>2</sub> (célula PVT); determinação de PMM das misturas óleo e CO<sub>2</sub> e quantificação do efeito de contaminantes de correntes gasosas de CO<sub>2</sub> sobre as PMM (*rising bubble apparatus*);
- Desenvolvimento e implementação de correlação empírica para o cálculo da pressão mínima de miscibilidade entre CO<sub>2</sub> e óleo;
- Contatos com licenciadores de tecnologia para obtenção de informações tecnológicas e amostras de solventes e adsorventes;
- Estudo experimental da eficiência de solventes comerciais utilizados na absorção de CO<sub>2</sub> e do desempenho de adsorventes comerciais utilizados na recuperação de CO<sub>2</sub>;
- Estudo de modelagem e simulação de processos de separação de CO<sub>2</sub> a partir de correntes de baixa concentração;
- Desenvolvimento de projetos conceituais otimizados de unidades de separação de CO<sub>2</sub>, customizados para as diversas correntes de gases emitidas pelas indústrias, empregando as diversas tecnologias disponíveis (Absorção, Adsorção, Membrana e Criogenia).
- Estudo de viabilidade econômica dos diversos projetos conceituais;
- e
- Elaboração dos relatórios parciais e final do projeto.

A UNIFACS, através do CEPGN e da RECAM, concentra a maioria dos trabalhos de pesquisa em parceria com a PETROBRAS sobre este tema. Vem se transformando num Centro de excelência em CO<sub>2</sub>, mantendo convênios com a Universidade de Regina e Universidade do Texas e participando do grupo de trabalho das Nações Unidas sobre sequestro de CO<sub>2</sub>, no âmbito das atividades do Protocolo de Kyoto (IPCC). Portanto, esta tecnologia, além de promover o rejuvenescimento dos poços de campos de petróleo da Bacia do Recôncavo, guarda, intrinsecamente,

imenso potencial econômico, social e ambiental. Trata-se portanto, de tema estratégico para a PETROBRAS e o Estado da Bahia.

## 2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

A disponibilidade do CO<sub>2</sub> a um custo baixo e sua utilização na recuperação avançada de petróleo aumentará significativamente as reservas dos campos baianos, permitindo o prolongamento de suas vidas produtivas e contribuindo, desta forma, para manter ou aumentar o nível de atividade econômica existente. Este aumento se daria, em uma primeira etapa de 5 a 10 anos, pelo aumento da produção desses campos e pela construção e operação de facilidades para a captação, purificação e compressão de CO<sub>2</sub> nos reservatórios de petróleo.

Do ponto de vista de um projeto de recuperação terciária, uma consideração importante é a determinação das condições em que a miscibilidade dinâmica será alcançada para determinados fluidos e características específicas dos reservatórios selecionados. A temperatura do processo é a do reservatório, mas a pressão pode ser ajustada dentro de certos limites. Da mesma forma, a composição do gás injetado também pode ser ajustada. Assim, o problema se restringe à determinação da pressão mínima na qual a miscibilidade será alcançada em um processo de múltiplos contatos para uma dada temperatura e composição do óleo correspondentes às condições do reservatório.

A tendência já consolidada de utilização de métodos de deslocamento miscível tem valorizado cada vez mais a recuperação terciária de óleo por intermédio da injeção de gás carbônico. O CO<sub>2</sub> tem uma viscosidade baixa, similar a de hidrocarbonetos utilizados como fluidos de injeção que alcançam a miscibilidade tanto por primeiro contato como por múltiplos contatos, denominados "solventes" miscíveis. Assim como na injeção de hidrocarbonetos miscíveis, a varredura volumétrica total na injeção de CO<sub>2</sub> é prejudicada por uma razão de viscosidades desfavorável. A massa específica do CO<sub>2</sub> é similar à de diversos óleos em reservatórios mais profundos, o que minimiza a segregação CO<sub>2</sub>/óleo. Apesar de sua viscosidade baixa, o CO<sub>2</sub> vem se constituindo num fluido de injeção cada vez mais atraente. A miscibilidade dinâmica pode ser alcançada em muitos reservatórios devido a uma demanda relativamente baixa de pressão de operação. Além disso, a disponibilidade e o custo do CO<sub>2</sub> para injeção miscível deverão ser mais favoráveis no futuro do que para solventes hidrocarbonetos miscíveis. Isso porque grandes quantidades de CO<sub>2</sub> podem ser obtidas de indústrias de transformação e de geração de energia, como subproduto, e de depósitos naturais. O CO<sub>2</sub> de algumas dessas fontes podem ser beneficiados e transportados, a custos vantajosos, para campos de óleo que estejam em localizações próximas.

Dessa forma, o mapeamento das pressões mínimas de miscibilidade entre o CO<sub>2</sub> e óleos de reservatórios de uma determinada região produtora, nesse caso a bacia do Recôncavo, proporcionará a obtenção de um conjunto de informações valiosas, inéditas e imprescindíveis à tomada de decisões de caráter técnico, econômico e estratégico, por parte de gerências de produção e financeira da PETROBRAS. Tal mapeamento será efetuado a partir de correlações desenvolvidas para cálculo da

PMM óleo/CO<sub>2</sub>. O ajuste dos parâmetros das correlações obtidas e das equações de estado utilizadas será efetuado a partir de dados experimentais de comportamento de fases na célula PVT (CCE, liberação diferencial e inchamento). A validação dos resultados obtidos será feita através de medições diretas das PMM no *Rising Bubble Apparatus*. Da mesma forma, o efeito de aditivos e contaminantes sobre as PMM será avaliado a partir das correlações obtidas; estes resultados podem ser validados através de experimentos no *Rising Bubble Apparatus*.

O primeiro passo no sentido de se calcular o custo do CO<sub>2</sub> é efetuar uma atualização do mapeamento das emissões industriais gasosas próximas à bacia do Recôncavo, complementando e atualizando informações já levantadas em projeto de mapeamento anteriormente realizado, visando identificar as correntes mais favoráveis à separação do CO<sub>2</sub>.

Em seguida, estudos objetivando um conhecimento mais profundo das tecnologias para separação do CO<sub>2</sub> devem ser feitos. Em projeto anterior já foram identificadas a absorção com aminas e a separação por membranas como as tecnologias mais promissoras para os estudos propostos. Esse conhecimento tecnológico deve ser aprofundado em pesquisas bibliográficas e ensaios experimentais. Assim, a pesquisa de solventes mais eficientes para absorção de CO<sub>2</sub> (aminas especiais ou outros) e de colunas absorvedoras e regeneradoras de alto desempenho (recheios estruturados, absorção combinada com membranas, e outros) podem ser importantes na redução do custo do CO<sub>2</sub> produzido. De acordo com as referências bibliográficas e a experiência acumulada pelo grupo de pesquisa, estudos experimentais importantes são, por exemplo, a corrosão e a degradação em sistemas com aminas/água/CO<sub>2</sub>, variáveis associadas ao custo do material dos equipamentos e ao custo da reposição da amina perdida durante a operação da unidade. Corridas na planta piloto de absorção são também importantes, para testar diferentes condições operacionais de temperatura, pressão, relações CO<sub>2</sub>/amina e diferentes tipos de aminas, tanto para a coluna de absorção quanto a de regeneração do solvente.

O conhecimento tecnológico adquirido deve ser empregado para a concepção dos projetos conceituais das unidades de separação de CO<sub>2</sub> de correntes de interesse identificadas no mapeamento, e para outros estudos já selecionados, como a investigação dos impactos da presença de H<sub>2</sub>S nas correntes industriais baianas de média concentração de CO<sub>2</sub>.

Outro estudo de grande interesse é a separação do CO<sub>2</sub> dos gases produzidos nos campos de petróleo baianos. Estes campos, quando praticam a injeção de CO<sub>2</sub>, produzem gás contaminado com CO<sub>2</sub>, cuja concentração varia em função do tamanho do reservatório e tempo de injeção, dentre outros fatores. Neste caso, devido ao fato de o gás produzido estar a pressões mais altas, o processo de separação por membranas pode se tornar competitivo em relação à absorção por aminas. Há relatos de alguns produtores que optaram pela separação por membranas para estas correntes, e cabe uma investigação mais detalhada para os casos particulares dos reservatórios do recôncavo baiano.

Definidos os projetos conceituais de interesse, devem ser elaborados projetos preliminares suficientemente detalhados para permitir um levantamento aproximado



dos custos das instalações e operacionais. O custo do CO<sub>2</sub> pode ser então calculado em um estudo de viabilidade técnica e econômica (EVTE). Estudos de viabilidade técnica e econômica detalhados serão realizados, neste projeto, para casos selecionados: gases de combustão da Fafen e RLAM. Adicionalmente serão efetuados EVTE's de processos de produção de CO<sub>2</sub> por queima com oxigênio, considerando o caso das siderúrgicas e de outras correntes de interesse.

Tais resultados agregarão conhecimento mais aprofundado das tecnologias de separação de CO<sub>2</sub> de correntes gasosas, e servirão de subsídio a importantes decisões estratégicas referentes à produção regional de petróleo.

As tecnologias de separação de CO<sub>2</sub> mais promissoras para os estudos propostos são a absorção com aminas, tratada em detalhes por Astarita et al. (1983), e separação por membranas (Nunes e Peinemann, 2001). Um estudo comparativo destas tecnologias, aplicado à separação de CO<sub>2</sub>, contemplando ainda a adsorção e a separação por destilação criogênica, foi conduzido por Hendriks (1994). Estimativas de custos de investimento para realização das EVTE's podem ser buscadas em algumas fontes confiáveis, como Peters et al. (2003), além de informações de consultores especializados na área.

A bibliografia referente à utilização de CO<sub>2</sub> para exploração de óleo (recuperação avançada) está relacionada a pesquisadores de importantes centros de pesquisa com atuação internacional. Seguem os principais livros e artigos que forneceram subsídios e fundamentos à escolha do tema proposto:

### 3. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Danesh, A.; *PVT and Phase Behavior of Petroleum Reservoir Fluids; Developments in Petroleum Science*, volume 48, Elsevier Science B. V., Amsterdam, 1998.

Green, D. W.; Willhite, G. P.; *Enhanced Oil Recovery; SPE Textbook Series*, vol. 6, Richardson, TX, 1998.

Hagedorn, K. D.; Orr Jr., F. M.; *Component Partitioning in CO<sub>2</sub>/Crude Oil Systems: Effects of Oil Composition on CO<sub>2</sub> Displacement Performance; SPE 25169, SPE International Symposium on Oilfield Chemistry*, New Orleans, 1993.

Holm, L. W.; Josendal, V. A.; *Mechanisms of Oil Displacement by Carbon Dioxide; J. Pet. Tech.*, pp. 1427-36, December, 1974.

Holm, L. W.; Josendal, V. A.; *Effect of Oil Composition on Miscible-Type Displacement by Carbon Dioxide; Soc. Pet. Eng. J.*, pp. 87-98, February, 1982.

Johns, R. T.; Fayers, F. J.; Orr Jr., F. M.; *Effect of Gas Enrichment and Dispersion on Nearly Miscible Displacements in Condensing Vaporising Drives, SPE Advanced Technology Series*, 2 (2), 26-34, 1993.

Johns, R. T.; Orr Jr., F. M.; *Miscible Gas Displacement of Multicomponent Oils, SPE 30798, SPE Journal*, March, 1996.

Metcalfe, R. S.; Yarborough, L.; *The Effect of Phase Equilibria on the CO<sub>2</sub> Displacement Mechanism*; SPEJ, pp. 242-52, August, 1979.

Rathmell, J. J.; Stalkup, F. I.; Hassinger, R. C.; *A Laboratory Investigation of Miscible Displacement by Carbon Dioxide*; SPE 3483, SPE Annual Meeting, New Orleans, 1971.

Shelton, J. L.; Yarborough, L.; *Multiple Phase Behavior in Porous Media During CO<sub>2</sub> or Rich Gas Flooding*; SPEJ, pp. 1171-78, 1977.

Stalkup Jr., F. I.; *Displacement Behavior of the Condensing/Vaporising Gas Drive Process*; SPE16715, Proc. of 62<sup>nd</sup> Ann. Conf., September, 1987.

Stalkup Jr., F. I.; *Miscible Displacement*; Monograph Series, SPE, Richardson, TX, 1984.

Yellig, W. F.; Metcalfe, R. S.; *Determination and Prediction of CO<sub>2</sub> Minimum Miscibility Pressures*; J. Pet. Tech., pp. 160-68, January, 1980.

Zick, A. A.; *A Combined Condensing/Vaporising Mechanism in the Displacement of Oil by Enriched Gases*; SPE15493, Proc. of 61<sup>st</sup> Ann. Conf., October, 1986.

Astarita, G.; Savage, D. W.; Bisio; *Gas Treating with Chemical Solvents*, John Wiley & Sons, 1983.

Hendriks, C.; *Carbon Dioxide Removal from Coal-Fired Power Plants*, Kluwer Academic Publishers, The Netherlands, 1994.

Nunes, S.P.; Peinemann, K.-V.; *Membrane Technology in the Chemical Industry*, Wiley-VCH, Weinheim, 2001.

Peters, M.S.; Timmerhaus, K. D.; West, R.E.; *Plant Design and Economics for Chemical Engineers*, McGraw-Hill, New York, 2003.