



UNIVERSIDADE SALVADOR - UNIFACS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA E ARQUITETURA
MESTRADO EM REGULAÇÃO DA INDÚSTRIA DE ENERGIA

ROBERTO JOSÉ BATISTA CÂMARA

CAMPOS MADUROS E CAMPOS MARGINAIS
– DEFINIÇÕES PARA EFEITOS REGULATÓRIOS –

Salvador
2004

ROBERTO JOSÉ BATISTA CÂMARA

**CAMPOS MADUROS E CAMPOS MARGINAIS
– DEFINIÇÕES PARA EFEITOS REGULATÓRIOS –**

Dissertação apresentada ao curso de Mestrado em Regulação da Indústria de Energia, Universidade Salvador, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre.

Orientador: Prof. Dr. Paulo Sérgio de M. V. Rocha

Co-orientador: Prof. Dr. Luiz Eraldo A. Ferreira

Salvador
2004

TERMO DE APROVAÇÃO

ROBERTO JOSÉ BATISTA CÂMARA

CAMPOS MADUROS E CAMPOS MARGINAIS – DEFINIÇÕES PARA EFEITOS REGULATÓRIOS –

Dissertação aprovada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre em Regulação da Indústria de Energia, Universidade Salvador – UNIFACS, pela seguinte banca examinadora:

Paulo Sérgio de Mello Vieira Rocha – Orientador _____
Doutor em Engenharia de Petróleo, Universidade do Texas
Universidade Salvador – UNIFACS

James Silva Correia _____
Doutor em Engenharia Elétrica, Universidade de São Paulo
Universidade Salvador – UNIFACS

Tarcílio Viana Dutra Júnior _____
Doutor em Engenharia de Petróleo, Universidade de Stanford
Universidade Federal do Rio Grande do Norte - UFRN

Salvador, 05 de março de 2004

Dedico este trabalho a minha mãe, pessoa muito especial na minha vida que me ensinou o verdadeiro valor do conhecimento, e a Bia, minha sobrinha, que há três anos vem me mostrando a importância e a profundidade do sorriso de uma criança.

Agradecimentos

Agradeço a Deus, em primeiro lugar, por ter me dado a capacidade de aprendizado, raciocínio e principalmente o dom da vida; a Agência Nacional do Petróleo (ANP) por financiar este estudo e a Universidade Salvador pela oportunidade; ao meu orientador, prof. Paulo Rocha pela paciência e, principalmente, pela experiência transmitida; aos professores Antonio Oswaldo e Luiz Eraldo pelos esclarecimentos das dúvidas relacionadas ao setor petrolífero; a Renato Câmara Mendonça por me apresentar ao novo cenário regulatório nacional; a minha família, em especial aos meus dois irmãos, cunhadas e a meu pai; aos colegas de turma; aos amigos do Centro de Estudos em Petróleo e Gás Natural da UNIFACS, especialmente ao engenheiro Rômulo Teixeira; enfim, a todos aqueles que contribuíram para a realização deste sonho.

“Corro direto para a meta, a fim de conseguir o prêmio da vitória. Esse prêmio é a nova vida para qual Deus me chamou por meio de Cristo Jesus. Todos nós que somos espiritualmente **MADUROS** devemos ter essa maneira de pensar. Porém, se alguns de vocês pensam de maneira diferente, Deus vai esclarecê-los. Portanto, vamos em frente, na mesma direção que temos seguido até agora”.

Carta de Paulo aos Filipenses,
Cap. 3, Vers. 14, 15 e 16

RESUMO

Não existem definições objetivas de campos maduros e campos marginais na indústria do petróleo. No atual cenário regulatório brasileiro estas definições se fazem necessárias, tendo em vista que as atividades nesses campos devem ser incrementadas seja por uma conjuntura econômica mais favorável, seja por meio de incentivos fiscais e regulatórios, voltados em especial à aplicação de novas tecnologias, dentre as quais se destacam os métodos especiais de recuperação, resultando em maior produção de petróleo e aumento de postos de trabalho. A criação dessas definições de forma clara e concisa permitirá que se incentive quem de fato necessita, evitando critérios subjetivos ou aleatórios. Esta dissertação apresenta essas definições. Para a captura do conhecimento existente, foram consultados artigos técnicos que tratam desses temas e também realizada uma pesquisa com profissionais do setor petrolífero. Analisados os dados, elaborou-se uma definição para campos maduros levando-se em consideração os parâmetros: recursos e produção de petróleo. Desta forma conseguiu-se abranger a maioria das variáveis mencionadas na vasta bibliografia que foi consultada e na pesquisa realizada. A definição surgiu quase como consequência natural do trabalho realizado; uma relação entre volume produzido e volume recuperável de petróleo de um dado campo. A relação entre os parâmetros não deverá ser inferior a 40% para que o campo seja considerado maduro. Já para os campos marginais, a principal característica mencionada nos artigos técnicos consultados e na pesquisa realizada foi a economicidade. Para a proposta de conceituação deste tipo de campo, utilizou-se como base para cálculo as parcelas envolvidas diretamente no custo de produção e preço de venda do petróleo. O parâmetro proposto foi denominado Vazão de Equilíbrio Financeiro (VEF) e um campo será considerado marginal se possuir uma vazão de óleo real dentro do intervalo de 5 % acima ou abaixo da VEF .

Palavras-chave: campos maduros; campos marginais; petróleo; regulação; definição; conceituação.

ABSTRACT

It is not possible nowadays to find in the literature a clear definition of what is a mature oil field and what is a marginal oil field. Unfortunately these concepts have been used in many cases interchangeably. This is misleading because they do not refer to the same thing. As a matter of fact it comes easily to one's mind the idea of the first as being an old field, subjected to years of water injection but still capable of producing economically, whereas for the latter the idea is different, more related to economics. The Brazilian oil industry is beginning its path toward a new scenario of opening opportunities to both big companies and small entrepreneurs eager to invest capital in new areas as well as in old fields that the state owned Petrobras is selling at fair prices. This new scenario calls for new laws and regulations capable of offering incentives for the players, many of them without a strong background in the oil industry, but willing to play a role and profit from it. For the purpose of regulation, this means granting lower taxes and incentives to new money invested and production increases and coming up with definitions for mature and marginal oil fields. My dissertation focus on defining these terms. An extensive literature survey as well as interviews with experienced people from the oil industry were carried out. For the mature fields we came up with a relationship between the volume of oil produced and the total recoverable oil volume, which should be no less than 40%. For marginal fields the economics were the basis. We propose a new parameter EFR (Equilibrium Financial Rate), with oil market price and several production costs as its main variables. The oil field is considered marginally economical when the rate is on the interval between 5 % above and 5 % below EFR. For regulatory purposes these polemical issues are no doubt at the starting point. Our work aims to contribute for this discussion and to provide a reference for those, as ANP (Petroleum National Agency) and others, working on legislation.

Keywords: mature oil fields; marginal oil fields; oil; legal regulation; definition; conception.

LISTA DE FIGURAS

| | | |
|-----------|--|----|
| FIGURA 01 | Estágios do ciclo de vida de um produto (Porter, 1986). | 28 |
| FIGURA 02 | Gráfico do histórico de produção do campo Bahrai (Murti; Al Haddad, 2003). | 29 |
| FIGURA 03 | Custos diretos da plataforma 36 – El Morgan (Macary e outros., 2000). | 48 |
| FIGURA 04 | Gráfico das principais parcelas que compõem o custo operacional (ZIFF ENERGY GROUP'S, 2000). | 49 |
| FIGURA 05 | Valor percentual das principais parcelas que compõem o custo operacional (ZIFF ENERGY GROUP, 2000). | 49 |
| FIGURA 06 | Incremento na produção de óleo equivalente em 12 campos da Bacia do Recôncavo (Monteiro e Chambriard, 2002). | 65 |
| FIGURA 07 | Distribuição da formação acadêmica dos entrevistados. | 67 |
| FIGURA 08 | Distribuição da quantidade de anos trabalhados pelos entrevistados na indústria. | 67 |
| FIGURA 09 | Distribuição do cargo ocupado pelos entrevistados. | 68 |
| FIGURA 10 | Distribuição do tipo da companhia em que os entrevistados trabalham. | 69 |
| FIGURA 11 | Características de campos maduros obtidas por intermédio da pesquisa com profissionais e literatura existente. | 70 |
| FIGURA 12 | Variação da vazão mínima econômica em função do preço do óleo segundo Macary e outros. 2000 (Elaboração própria). | 81 |
| FIGURA 13 | Variação da vazão mínima econômica em função do preço do óleo, segundo o modelo do DOE - National Petroleum Technology Office, National Energy Technology Laboratory, United States Department of Energy, 2001 (Elaboração própria). | 82 |
| FIGURA 14 | Variação da vazão mínima econômica em função da RAO segundo Macary e outros. 2000 (Elaboração própria). | 83 |

| | | |
|-----------|---|-----|
| FIGURA 15 | Varição da vazão mínima econômica em função da profundidade, segundo o modelo do DOE -National Petroleum Technology Office, National Energy Technology Laboratory, United State Departament of Energy, 2001 - (Elaboração própria). | 84 |
| FIGURA 16 | Varição da vazão mínima econômica em função dos custos fixos segundo Macary e outros. 2000 (Elaboração própria). | 85 |
| FIGURA 17 | Varição dos custos fixos no <i>lifting cost</i> em função do fator de recuperação final segundo Martinez, 2001 (Elaboração própria). | 86 |
| FIGURA 18 | Número de campos considerados maduros pelo percentual de recursos explorados (Elaboração própria). | 90 |
| FIGURA 19 | Frequência acumulada de campos considerados maduros em função da percentagem dos recursos explorados (Elaboração própria). | 91 |
| FIGURA 20 | Frequência acumulada de campos considerados maduros em função da percentagem dos recursos explorados, retirados os campos que não se enquadram na definição proposta (Elaboração própria). | 93 |
| FIGURA 21 | Valor a ser pago pelo tratamento do óleo em função do BSW. | 99 |
| FIGURA 22 | Determinação do intervalo do limite de marginalidade (elaboração própria). | 107 |
| FIGURA 23 | Vazão de Equilíbrio Financeiro (VEF) em função de uma produção mensal. | 110 |
| FIGURA 24 | Varição da VEF em função do preço do óleo. | 111 |

LISTA DE ABREVIATURAS

| | |
|----------------|-----------------------------------|
| ANP | Agência Nacional do Petróleo |
| bbl | barril |
| BOE | barril de óleo equivalente |
| bopd | barril de óleo por dia |
| BSW | <i>basic sediment and water</i> |
| EeP | exploração e produção |
| EOR | <i>enhanced oil recovery</i> |
| HP | <i>horse power</i> |
| IOR | <i>improved oil recovery</i> |
| km | quilômetro |
| kWh | quilowatt-hora |
| m ³ | metro cúbico |
| MBOE | mil barris de óleo equivalente |
| MMSTB | milhões de barris <i>standard</i> |
| MTBF | <i>mean time between failures</i> |
| MWh | megawatt-hora |
| OOIP | óleo original em <i>place</i> |
| RAO | razão água óleo |
| SCF | pés cúbicos <i>standard</i> |
| STB | barris <i>standard</i> |
| RGA | razão gás-água |
| RGO | razão gás-óleo |
| t | tonelada |

US\$

dólar americano

NOMENCLATURA

- b1 - Constante que depende do cenário adotado;
- b2 - Constante que depende do cenário adotado;
- b3 - Constante que depende do cenário adotado;
- 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;
- C_g - Custo de processamento do gás (dólar/SCI);
- C_o - Custo de processamento do óleo (dólar/barril);
- C_w - Custo de processamento da água (dólar/barril);
- C_{nd} - Custos fixos (dólar);
- C_f - Custo fixo em função da recuperação final (US\$ / m³);
- CC - Quantidade de plataformas do campo;
- CPMF - Contribuição provisória sobre movimentação financeira;
- COFINS – Contribuição para financiamento da seguridade social;
- d_o - Densidade do óleo (kg / m³);
- d_a - Densidade da água (kg / m³);
- ICMS – Imposto sobre circulação de mercadorias e serviços;
- i_{ne} - Juros do investimento;
- i_{nr} - Juros do lucro;
- MBOE - Quantidade calculada de óleo e gás por ano;
- N_p - Produção acumulada do campo;
- N_{pt} - Produção acumulada do campo somada aos recursos atuais;
- n_p - Quantidade de poços produtores do campo;
- n_i - Quantidade de poços injetores do campo
- OP - Preço do óleo ajustado pelo grau API (dólar/barril);

OT - Outros (%);

P_o - Preço do óleo (dólar por barril);

P - Preço de venda do óleo (yuan/t);

p - Profundidade média do reservatório produtor (m);

PA - Valor pago pelo aluguel da área (US\$/ano);

\bar{P} - Média aritmética do preço de venda do óleo para o campo em estudo, segundo a ANP (m³/mês);

PIS – Programa de integração social (%);

PS - Pagamento ao superficiário (%);

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

q_L - Saída diária de líquido (t/dia);

q_o - Vazão de óleo (m³/mês);

q_a - Vazão de água (m³/mês);

q_g - Vazão mensal de gás (m³/mês);

$(Q_{el})_t$ - Limite econômico (barris / dia);

R - Taxa por unidade de óleo (yuan/t);

R_s - Razão gás-óleo produzidos (SCF / STB);

RAO - Razão água / óleo;

Roy - Royalties (%);

T_o - Vazão média da produção diária do poço num ano de trezentos e sessenta e cinco (365) dias (fração);

TD - Profundidade total (pés);

T_r - Taxa de rentabilidade das empresas petrolíferas (%);

VEF - Vazão de equilíbrio financeiro (m³/mês);

WC - Quantidade de poços produtores;

WD - Profundidade d'água (metros);

θ - Razão do volume da venda de óleo a produzir;

α - Percentagem de recursos explorados;

β - Valor pago pelo tratamento do óleo em função do BSW (US\$ / m³);

ϕ - Valor pago pela tarifa de energia elétrica (US\$ / MWh);

γ - Custo das intervenções de manutenção em poços produtores (US\$);

μ - Custo das intervenções de manutenção em poços injetores (US\$);

δ - Percentagem da recuperação final

SUMÁRIO

| | | |
|-----------|--|------------|
| 1 | INTRODUÇÃO | 18 |
| 2 | O PROBLEMA | 24 |
| 3 | REVISÃO BIBLIOGRÁFICA | 26 |
| 3.1 | Campos Maduros | 27 |
| 3.2 | Campos Marginais | 37 |
| 4 | METODOLOGIA | 51 |
| 5 | HISTÓRICO | 57 |
| 5.1 | A Agência Nacional do Petróleo (ANP) | 57 |
| 5.2 | Situação Atual dos Campos Maduros e Campos Marginais | 59 |
| 6 | RESULTADOS E DISCUSSÕES | 66 |
| 6.1 | Pesquisa com os Profissionais da Área Petrolífera | 66 |
| 6.2 | Campos ou Reservatórios Maduros | 77 |
| 6.3 | Campos Marginais | 78 |
| 7 | CONCEITUAÇÃO DE CAMPOS MADUROS E CAMPOS MARGINAIS | 87 |
| 7.1 | Campos Maduros | 87 |
| 7.2 | Determinação do Limite para a Maturidade (X) | 89 |
| 7.3 | Exemplo Prático da Conceituação Proposta | 94 |
| 7.4 | Campos Marginais | 96 |
| 7.5 | Exemplo Prático da Conceituação Proposta | 108 |
| 8 | CONCLUSÕES, CONSIDERAÇÕES FINAIS E RECOMENDAÇÕES | 112 |
| 9 | REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS | 117 |
| 10 | APÊNDICE 01: Pesquisa em português enviada aos profissionais do setor | 127 |
| 11 | APÊNDICE 02: Pesquisa em inglês enviada aos profissionais do setor | 128 |
| 12 | APÊNDICE 03: Tabela com as características dos campos maduros pesquisados | 129 |

1 INTRODUÇÃO

Quando nossos ancestrais, há milhares de anos, utilizavam uma substância escura e viscosa para impermeabilizar barcos e cisternas, iluminar ruas e cidades, unir pedras nas construções e até preservar seus mortos, jamais imaginariam o que estava por vir.

Esse líquido viscoso, conhecido como petróleo ou óleo de pedra, é uma substância complexa de hidrocarbonetos, compostos basicamente de carbono e hidrogênio, reunidos em moléculas de diferentes estruturas e tamanhos. O petróleo formou-se ao longo da evolução geológica da terra, a partir da transformação, durante centenas de milhões de anos, de matéria orgânica, originada provavelmente de animais e vegetais planctônicos. Restos desses animais e vegetais acumularam-se em bacias sedimentares, grandes áreas de deposição de materiais como areia, conchas de moluscos e argila, e foram soterrados aos poucos. Com o tempo, sob pressões e temperaturas mais altas no subsolo, o material orgânico decompôs-se (com pouca ou nenhuma participação de microorganismos e, portanto, sem ser consumido) até formar diferentes misturas de hidrocarbonetos (não há um petróleo igual ao outro).

O petróleo formado migra em direção à superfície através de poros e falhas nas rochas (arenito, calcário, xistos e outras) geradas pela compactação das antigas camadas de sedimentos, até encontrar uma camada impermeável disposta de tal forma que essa migração é impedida. São as chamadas “armadilhas”, decorrentes de dobras ou falhas da crosta terrestre, produzidas por poderosos movimentos tectônicos. Sem poder seguir seu caminho, o petróleo acumula-se em “reservatórios naturais”, conhecidos como jazidas.

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 específicos para injeção de água e gás (métodos secundários) e injeção de dióxido de carbono, biopolímeros e outros (métodos terciários).

As grandes descobertas petrolíferas estão cada vez mais escassas e com isto a extensão das reservas já descobertas torna-se atualmente crescente a cada dia. 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.

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 m³ / dia e vazão de gás menor que 3.500 m³ / 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 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. 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 abrigados sob a denominação genérica de campos maduros. É fundamental, pois, que se criem critérios para definir cam-

pos 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 do presente trabalho é elaborar uma definição clara e objetiva para esses dois tipos de campo. Com estas definições estabelecidas, poder-se-ia classificar os campos *onshore*¹ 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

¹ Campos *onshore* – campos em terra

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 *markup*² 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 presença 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, consequentemente, os benefícios à sociedade descritos anteriormente.

Este trabalho foi dividido nos seguintes tópicos:

- introdução – apresenta-se um breve histórico do petróleo e a visão geral de como o trabalho foi desenvolvido: metodologia, resultados, discussões e conclusões;
- o problema – breve descrição do problema a ser solucionado;
- revisão bibliográfica – descrevem-se todas as referências encontradas durante a pesquisa que se reportavam ao assunto em questão;

² *Markup* – taxa de lucratividade da empresa calculada em função dos custos operacionais

- metodologia – descreve-se a forma como a pesquisa foi realizada;
- histórico – faz-se um breve histórico da ANP e descreve-se a situação atual no Brasil dos *campos maduros* e dos *campos marginais*;
- resultados e discussões – discutem-se e tratam-se os dados provenientes da pesquisa realizada;
- propostas para a conceituação de *campos maduros* e *campos marginais* – elaboram-se e sugerem-se propostas de conceituação para os campos em estudo;
- conclusões, considerações finais e recomendações – apresentam-se as conclusões e considerações do trabalho, bem como sugestões para trabalhos futuros;
- apêndices e anexos – apresentam-se os gráficos e tabelas utilizados e elaborados na dissertação.

2 O PROBLEMA

A indústria de petróleo brasileira nasceu há pouco mais de 60 anos, com a descoberta de óleo na Bacia do Recôncavo, Bahia. Desde então, pouco menos de 100 campos foram colocados em operação e ainda se encontram em produção naquela bacia sedimentar. Esses campos, tipicamente, têm entre 30 e 60 anos de produção; encontram-se em estágios avançados de exploração por injeção de água ou gás, apresentam produção declinante e, alguns deles, podem estar próximos de seus limites econômicos. O meio industrial os trata, informalmente, como campos maduros e campos marginais de petróleo.

Apesar de menos rentáveis do que já foram no passado, *campos maduros* e *campos marginais* em geral, e os baianos em particular, possuem grande importância econômica para as regiões próximas às suas localizações, seja por absorção de mão-de-obra local, aquecimento do comércio e/ou recolhimento de impostos. É comum, em diversos países do mundo, como nos Estados Unidos e Canadá, a prática de incentivos para esses campos, proporcionando-lhes assim uma extensão das suas vidas produtivas.

Com a quebra do exercício do monopólio do petróleo pela Petrobras e a criação da ANP, pode-se identificar um movimento similar no Brasil. Caso a

ANP realmente opte por uma política de incentivos à produção de *campos maduros e campos marginais*, esses terão que ser definidos de forma determinística. As definições necessitam ter esta característica, pois serão utilizadas com fins regulatórios e terão que dar o mínimo possível de margem de erro à classificação.

Não existem definições objetivas e determinativas de *campos maduros e campos marginais* na indústria do petróleo. Esta dissertação propõe estas definições para serem utilizadas em regulação. A partir delas, os campos poderão ser classificados como *maduros* ou *marginais* e criados incentivos para sua continuidade ou reinício produtivo. Incentivados quando necessário, os campos poderão possibilitar o reativamento ou aquecimento do comércio local; a entrada no mercado de novas empresas operadoras e, por conseguinte, a contratação de mão de obra especializada, e o aumento das receitas governamentais, além de outros benefícios para a sociedade.

3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Este capítulo 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.

3.1 Campos Maduros

O termo maturidade é utilizado com freqüência no cotidiano das pessoas. Uma pessoa madura e um fruto maduro são exemplos de que esses 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, o adjetivo maduro sugere ao campo alguns atributos particulares que serão estudados neste trabalho.

Antes da análise da literatura técnica, faz-se necessário realizar uma comparação entre o comportamento produtivo de um campo de petróleo e o “Estudo para o Entendimento da Evolução da Indústria” realizado por Porter (1986). Segundo este autor, “o mais antigo dos conceitos para prever o curso provável da indústria é o conhecido ciclo de vida do produto”. Sua hipótese é que uma indústria/produto atravessa várias fases ou estágios – introdução, crescimento, maturidade e declínio. Estas fases são ilustradas na Figura 01.

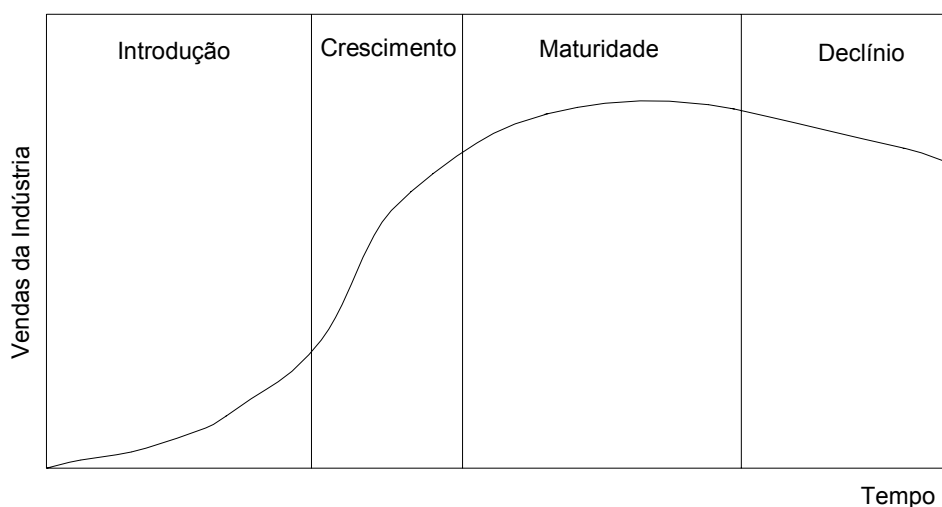


Figura 01 – Estágios do ciclo de vida de um produto (Porter, 1986).

Pode-se fazer uma analogia da Figura 01 com o gráfico de produção do campo de Bahrai, observado na Figura 02. A descrição de Porter (1986) mostra que, após a fase de crescimento e antes da fase de declínio, existe uma fase denominada maturidade, quando prevalece uma certa constância na produção. Nessa fase, existe um aclave e um declive da curva, mostrando um certo equilíbrio nas vendas do produto. Para ele, esta é a fase em que o produto adquire estabilidade no mercado, consolidando a sua aceitação.

No gráfico de produção, existe também a fase de crescimento, e a fase de maturidade está correlacionada com a fase de declínio. Conforme observado na Figura 02, o crescimento produtivo do campo vai até o ano de 1970 e, a partir desse ano, começa o declínio.

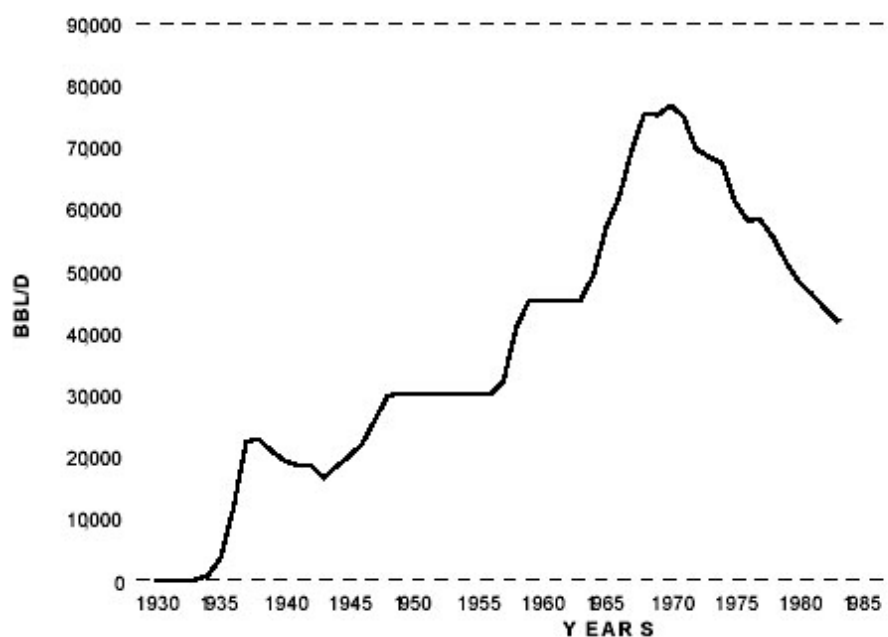


Figura 02 – Gráfico do histórico de produção do campo Bahrai (Murti; Al Haddad, 2003).

Porter ainda faz algumas críticas ao ciclo de vida do produto: “a duração dos estágios varia demasiadamente de indústria / produto para indústria / produto e não está claro em que estágio do ciclo de vida está uma indústria/produto” – assim como nos campos / reservatórios a duração dos estágios é variada dependendo da característica de cada um, mas, na maioria das vezes, devido ao acompanhamento permanente realizado no campo/reservatório, pode-se determinar em que estágio do ciclo de vida ele se encontra a cada momento – “O crescimento da indústria nem sempre atravessa o padrão em formato “S”. Algumas indústrias pulam a fase da maturidade, passando direto do crescimento para o declínio. Algumas vezes, o crescimento da indústria revitaliza-se após um período de declínio...” Porter, 1986 – alguns campos / reservatórios se comportam exatamente desta forma, passando da fase

de crescimento para a fase de declínio. Algumas vezes, o campo/reservatório pode ser revitalizado através de um método secundário ou especial de recuperação, voltando à fase de crescimento ou reduzindo as taxas de declínio.

Os profissionais inseridos na indústria petrolífera não são unânimes quanto à definição de *campos maduros* e de *campos marginais*. Nas definições coletadas a partir da pesquisa realizada, podem ser observadas informações dos campos que funcionam como norteadores para a conceituação de cada profissional. Algumas destas informações são as seguintes: 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 estas 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 elaboração de 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 e Guzman (2002) definiram: “áreas maduras são áreas que histori-

camente 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 e Clark (1999) 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 avançadas de caracterização 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 (*improved oil recovery*) 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 e Clark (1999), é referida por Palasthy *et al.* (2000), que relatam a utilização de métodos EOR/IOR no *campo maduro* de Algyo na Hungria. Logan e *outros.* (2000) dizem que “a Bacia Permian (Texas, Estados Unidos) é uma província de óleo madura onde muitos campos estão sob recuperação secundária e terciária” e

Smith e outros. (2001) afirmam 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, esta característica não consegue classificar os campos que são maduros e estão sob recuperação primária. Na Bacia do Recôncavo, por exemplo, a Petrobras 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 e 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 produção relativamente grande (entre 10 e 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 esses possuírem as características mencionadas. Por exemplo, para Bush e outros. (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 e Valois. Outro exemplo conflitante com essa definição é encontrado no artigo escrito por Waryan e outros. (2001). Ele 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 e Valois.

Já Palke e Rietz (2001) assim conceituaram: “reservatório maduro é todo aquele que já tenha produzido o suficiente para desenvolver uma tendência

bem estabelecida de produção e pressão”. Esta pode ser considerada uma boa definição para *campos maduros*, mas incorre mais uma vez no problema da 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 determinadas informações do campo. Esta classificação geralmente é elaborada por profissionais das empresas operadoras que não possuem a preocupação de formular uma definição visando à regulação. A definição se apóia em um “entendimento” próprio, de um grupo de profissionais ou pelo ponto de vista da empresa operadora.

Para Mathis e outros. (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”. O primeiro critério utilizado 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 conclusão e associá-la à maturidade. A falta de um valor que determine o significado da “baixa produção” faz com que este parâmetro não se adapte a uma definição para ser utilizada com fins regulatórios. Os outros dois parâmetros são relativos ao óleo produzido pelo campo. Um campo que produz óleo com as características descritas possui uma maior dificuldade de produção, mas esta dificuldade não pode ser associada à maturidade.

Outra característica de maturidade utilizada na indústria é a produção de água. Segundo Fabel e outros. (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 que as vezes pode indicar longevidade produtiva, mas não um fator determinante para a conceituação de maturidade. Ou seja, o campo que possui um alto percentual de produção de água, pode-se cogitar a possibilidade de maturidade, mas não afirmá-la. Da mesma forma, num campo possuidor de baixa produção de água, pode-se estar numa fase madura. A produção de areia não está relacionada à maturidade e sim à compactação da rocha do reservatório. Essa produção pode ser aumentada proporcionalmente à produção de óleo, mas depende da gênese da rocha, não podendo, então, 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 e outros: (1999) “muitos campos de óleo e gás da região sudeste da Ásia estão chegando agora à maturidade. Nesses campos, a produção chegou a um platô ou está em declínio”. Quando um campo chega neste estágio de desenvolvimento, é porque ele normalmente já é possuidor de um histórico produtivo, 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. Valois (2002) também classifica *campos maduros* em função da produção em declínio e economicidade: “*campos maduros* significam os campos de óleo e de gás natural cuja produção está em declínio e que necessitam de operação e tecnologia específicas para recuperar sua rentabilidade”. Valois mistura, assim, uma série de características do campo como: a produção declinante, técnicas avançadas de recuperação e economicidade. Assim como as conceituações já descritas, esta não consegue determinar o início do estágio de maturidade de um campo, não podendo, portanto, ser utilizada para efeito regulatório.

Outra forma de conceituar *campos maduros* através de suas informações pode ser observada a partir dos artigos escritos por Schulte e *outros*. (1993) e Fah e *outros*. (1997). Segundo a primeira referência, “o campo Brent (Mar do Norte) é considerado maduro porque já produziu 74% das suas reservas iniciais”; e para a segunda referência, “o campo East Champion (Brunei) é maduro e já extraiu 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, como já produziram uma determinada quantidade de petróleo, os campos possuem algumas características que os conduzem a um enquadramento de maturidade. Esta é uma forma que, se melhor desenvolvida,

pode indicar a maturidade de um campo e inclusive determinar o início desta maturidade.

Em dissertação elaborada por Schiozer (2002), a conceituação de *campos maduros* é apresentada da seguinte forma: “é um campo situado em terra (*onshore*) 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”. provavelmente Schiozer tinha em mente uma área geográfica possivelmente os campos *onshore* brasileiros. Esta foi uma forma encontrada de definir os *campos maduros* para, conseqüentemente, enquadrá-los na sua proposta de alívio de royalties. Outra informação utilizada é a reserva tecnicamente recuperável do campo. Existe uma diferença conceitual entre reserva tecnicamente recuperável e reserva economicamente recuperável, porém para seguir a lógica proposta por este autor, será considerado para efeito de comentários que os dois conceitos são similares. Para Schiozer, os campos que possuem uma reserva superior a 3 milhões de barris não podem ser considerados como maduros, contradizendo, por exemplo, Schulte e outros. (1993), que afirmam 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.

3.2 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”. Schiozer (2002) - “*campo marginal* é todo aquele que está próximo do limite de viabilidade econômica por qualquer razão técnica ou econômica”; 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”.

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 m³ 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 uma volume recuperável menor que 795.000 m³, 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 pa-

ra estado, estando o valor oscilando, para critérios de definição, entre 1,6 m³ e 2,4 m³ por dia. Segundo Terzian, Enright e Brashear (1995) “*poços marginais* são definidos para taxaçaõ 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 taxaçaõ 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 m³ 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 m³ 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:

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

onde:

δ = 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:

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

onde:

δ = 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:

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

onde:

$q_{o\ min.}$ = 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 = custo por unidade de óleo (yuan / t);
- q_L = produção diária de líquido (t / dia); e
- θ = 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 / m³ (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 03, 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 parce-

la e outra com o valor médio das empresas existentes no banco de dados. A

Figura 04 demonstra este tipo de gráfico elaborado pelo Ziff.

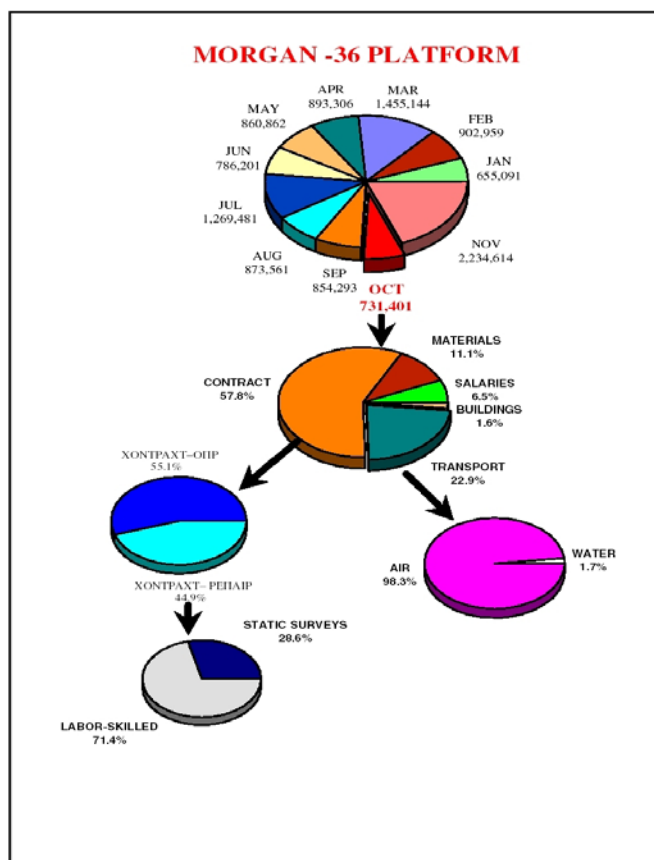


Figura 03 – Custos diretos do mês de outubro da plataforma 36 – El Morgan. (Macary e outros. 2000).

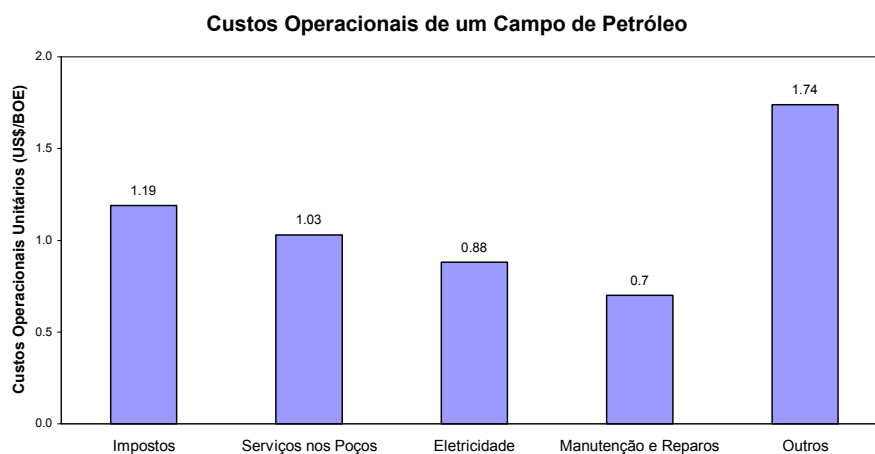


FIGURA 04 – Gráfico das principais parcelas que compõem o custo operacional (ZIFF ENERGY GROUP, 2000).

A Figura 05 apresenta o percentual representativo de cada uma destas parcelas em relação a todo o custo operacional.

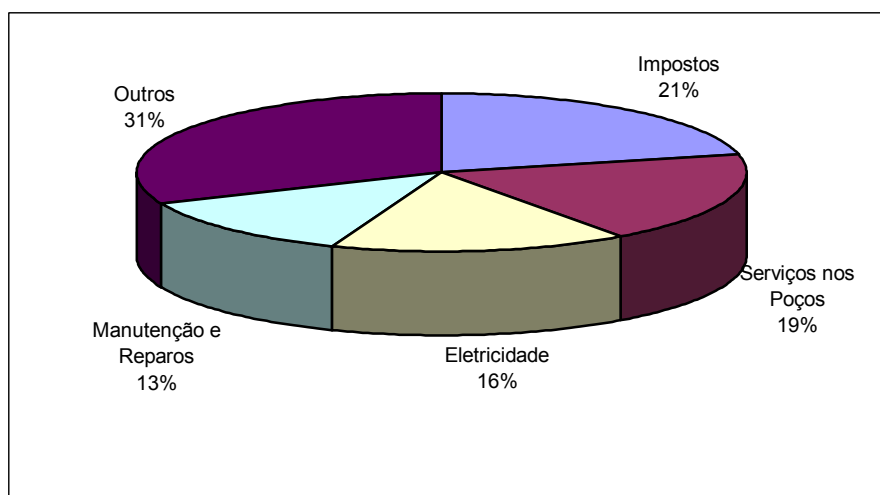


Figura 05 – Valor percentual das principais parcelas que compõem o custo operacional (ZIFF ENERGY GROUP, 2000).

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.

4 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 (Apêndice 3), 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 *campo 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 Resources, PanCanadian, Parc, PDVSA, Penn Net, Perez Companc, Petrel, Petrobras, Petrocal, Petroserv, PGS, Phillips 66, Pinntech, PRSA, Queiroz Galvão Perfurações, RDS, Santa Fé Energy Resources, 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 (Apêndice 1 e 2) foi composto por questões abertas que deram condições ao pesquisado de discorrer espontaneamente sobre o conceito (Fachin, 2002) 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 11).

Foram elaborados gráficos percentuais a partir da formação acadêmica e cargo ocupado pelo entrevistado, tempo de trabalho na indústria petrolífera e tipo de companhia à qual está vinculado. Esses gráficos foram construídos para dar subsídios ao leitor a respeito da representatividade do universo amostrado (ver Figuras 07,08,09 e 10).

Uma outra forma utilizada para coletar o “entendimento da indústria” foi através de palestras técnicas. Goulart (2002), gerente da W. Washington, única pequena operadora detentora de uma concessão de campos maduros em produção na Bahia, 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 no Brasil. 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), que é 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.

5 HISTÓRICO

5.1 A Agência Nacional do Petróleo (ANP)

A quebra do exercício do monopólio do petróleo e a criação da Agência Nacional do Petróleo (ANP) e do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), a partir da Lei 9.478 de agosto de 1997, formaram um novo cenário na indústria petrolífera brasileira.

O CNPE tem como atribuição propor ao Presidente da República políticas nacionais e medidas específicas destinadas a promover o aproveitamento racional dos recursos energéticos do país, assegurar o suprimento de insumos energéticos às áreas mais remotas ou de difícil acesso do país, rever periodicamente as matrizes energéticas aplicadas as diversas regiões do país, estabelecer diretrizes para programas específicos e estabelecer diretrizes para importação e exportação.

A ANP, através do Decreto Presidencial nº 2.455, de 14 de Janeiro de 1998, foi estabelecida como uma autarquia sob regime especial, com persona-

lidade jurídica de direito público e autonomia patrimonial, administrativa e financeira. A lei atribui apenas a ANP as funções regulatórias e fiscalizadoras e a promoção dos certames licitatórios para outorga dos contratos de concessão.

Resumidamente, a ANP tem os seguintes princípios e objetivos:

- supervisionar o poder de mercado dos operadores;
- organizar a entrada de novos operadores;
- zelar pela implementação de um novo modo organizacional;
- arbitrar conflitos entre os atores;
- completar o processo de regulamentação; e
- estimular a eficiência e a inovação.

Logo, verifica-se que a ANP atua em praticamente todas as etapas da indústria do petróleo, excluídos apenas os serviços de gás canalizado urbano.

Uma inovação que ocorreu, não só com a ANP mas com as outras agências reguladoras, foi a independência econômico-financeira, obtida através de vários recursos, como dotações consignadas no Orçamento Geral da União, participações governamentais e outras.

O que basicamente está caracterizando o período pós-monopólio, juntamente com a ANP, é:

- a mudança da função do Estado, de empreendedor para regulador;
- uma maior regulamentação do setor, através das portarias emitidas pela ANP;
- implementação dos leilões de áreas para exploração; e
- um crescente volume de investimentos, tanto por empresas nacionais como por empresas internacionais;

O processo de concorrências e licitações está começando a ser implantado pela agência reguladora (ANP), surgindo, assim, novos agentes no mercado. A licitação de *campos maduros e campos marginais*, inicialmente, está sendo feita pela Petrobras e oferece uma oportunidade para empresas independentes de extração penetrarem num mercado antes totalmente fechado. A Agência também possui cerca de 57 campos que foram devolvidos pela Petrobras por falta de atratividade econômica ou produtiva, segundo os padrões de avaliação da empresa. Em breve, esses campos serão certamente leiloados e entregues a operadores que vislumbrem uma oportunidade de negócios.

5.2 Situação Atual dos Campos Maduros e Campos Marginais

Verifica-se a inexistência de uma definição de *campos maduros* tanto na lei nº 9.478, de 06/08/1997 (“Lei do Petróleo”), quanto na regulamentação da ANP. Apesar de empregadas por profissionais, nota-se a existência de um “entendimento” a respeito desses termos e não um conceito. No Brasil, os *campos maduros e marginais* ficaram conhecidos pela sociedade a partir da entrega da Petrobras a ANP, após a criação da Lei do Petróleo, dos campos considerados antieconômicos, de acordo com os seus critérios de avaliação. Logicamente, neste “pacote” devolvido, existiam campos que possuíam pequenos volumes originais, sem ter havido nenhuma produção, e campos com pequenos volumes remanescentes, por terem sido praticamente esgotados através da produ-

ção ao longo dos anos. Ou seja, uma mistura de campos com características de maturidade e marginalidade.

Diante deste cenário, deduz-se que *campos maduros* são campos de óleo e gás, cuja produção está em declínio, antieconômicos e que necessitam de operação e tecnologias específicas para recuperar sua rentabilidade. Ou seja, existe nesta “provável conceituação” uma mistura de características econômicas, físicas e tecnológicas do campo que a inviabiliza de ser utilizada com objetivos regulatórios.

No Brasil, desde a Lei 9.478, o setor petrolífero vem passando por muitas transformações, e as portas para as empresas independentes vêm sendo gradativamente abertas. Esta oportunidade é agora ampliada, como já aconteceu em outros países, pela decisão de empresas de grande porte (no caso do Brasil, a Petrobras) de se desfazer das concessões de campos petrolíferos em que a produção caiu a níveis relativamente baixos ou de novas jazidas que se mostram pouco rentáveis. A escala econômica em que as grandes companhias trabalham determina a operação apenas em campos com produção elevada. Manter em produção campos com pequena produção é desvantajoso para elas, em função dos custos de mão-de-obra e administração.

No Brasil existem duas formas de operação de campos de petróleo: a cessão do contrato de concessão e a prestação de serviços de operação. A forma de cessão do contrato de concessão foi realizada pela primeira vez em conjunto pela Petrobras e ANP em 2000. Por esta forma, a Petrobras cede aos vencedores da licitação os respectivos contratos de concessão dos blocos, juntamente com os ativos neles existentes. Na licitação de 2000, foram oferecidos

11 grupos com 73 campos nas bacias: Potiguar, Sergipe - Alagoas, Espírito Santo - Mucurí e Recôncavo - Tucano Sul. A produção total, na data da licitação, era de 469 m³/dia de óleo e 170.000 m³/dia de gás, e reservas provadas de 5.654.281 m³ de óleo equivalente (Petrobras, 2000). Apenas dois grupos foram arrematados: o Grupo Bahia 1 pela W. Washington e o Grupo Alagoas 1 pela Reinier Engineering Limited.

Principalmente no processo de cessão do contrato de concessão, algumas falhas foram pontuadas pelo atual operador. Segundo o gerente da W. Washington, existiram algumas incompatibilidades entre o estabelecido nos contratos de compra e venda de óleo e gás e a realidade dos campos (Goulart, 2002).

Além da questão operacional pós-licitação existiram também falhas no processo licitatório. Para Monteiro e Chambriard (2002) os principais problemas no processo foram:

- o valor mínimo para os grupos foram altos;
- falta de estrutura de serviços; e
- ausência de incentivos financeiros para os futuros compradores.

Valois (2002) ainda acrescenta os seguintes tópicos problemáticos neste processo licitatório:

- grupos de *campos maduros* – a impossibilidade de adquirir campos isoladamente, já que, pelo edital, os lances deveriam necessariamente abranger a totalidade dos campos de um mesmo grupo;

- compromisso de investimentos mínimos – o vencedor do certame também estava obrigado a cumprir o compromisso de investimentos mínimos para os campos adquiridos;
- dados e informações sobre os *campos maduros* – os dados e informações disponibilizados para as empresas habilitadas que recolheram as taxas de participação foram, em alguns casos, bastante restritos, o que não ocorreria em caso de negociações diretas com a Petrobras;
- responsabilidade solidária do cessionário – o cessionário e a Petrobras são solidariamente responsáveis pelas obrigações do Contrato de Concessão, inclusive aquelas assumidas antes da data de cessão;
- participações governamentais – o cessionário passaria a ser responsável pelo pagamento das participações governamentais sobre a produção de óleo e gás natural;
- passivo ambiental – elevado risco ambiental para as adquirentes dos campos, em virtude da dificuldade de se comprovar que eventuais danos ocorreram por falhas na operação anteriormente à cessão do Contrato de Concessão; e
- compra da produção de óleo e gás natural – na prática, o cessionário não teria outra opção, a não ser vender para a Petrobras a totalidade da produção de óleo e de gás natural. Alternativas viáveis, mas de difícil implementação, seriam a exportação ou mesmo a venda do óleo e do gás natural para as refinarias privadas (Ipiranga e Manguinhos).

Devido a esses fatores, verificou-se a existência de um baixo índice de grupos arrematados (menos de 20%), necessitando, provavelmente, por parte

da ANP e da Petrobras, de uma revisão no processo licitatório, e conseqüentemente, um maior incentivo para os novos operadores desses tipos de campo.

A outra forma de negociação dos *campos maduros* e *campos marginais* é a prestação de serviços de operação. Desta maneira, a empresa concessionária transfere parte da operação dos campos para uma outra empresa. Neste caso, não há cessão do contrato de concessão, apenas uma prestação de serviço por parte da empresa contratada. Um exemplo de empresa que opera nas condições de prestadora de serviços é a PetroRecôncavo. A empresa aumentou a produção de óleo e gás de 12 *campos maduros / marginais* da Petrobras na Bacia do Recôncavo Baiano e pretendia reabrir mais de 100 poços entre 2001 e 2002 (Revista Brasil Energia, 2002). Os campos são os seguintes: Brejinho, Canabrava, Cassarongongo, Fazenda Belém, Gomo, Mata de São João, Norte Fazenda Caruaçu, Remanso, São Pedro, Sesmaria, Rio dos Ovos e Subauma.

Segundo Valois (2002), os principais fatores críticos na operação de *campos maduros*, através do contrato de prestação de serviço, são:

- predominância dos interesses da concessionária – por se tratar de um mero contrato de prestação de serviços, a posição contratual da concessionária prevalece sobre a da contratada;
- solidariedade passiva – a concessionária normalmente exige a solidariedade passiva de investidores financeiros pelas obrigações assumidas pela operadora. Daí a necessidade de apresentação de contra-garantia pela empresa prestadora dos serviços para os investidores financeiros;

- passivo ambiental – risco em relação ao dano ambiental originado antes do início da prestação dos serviços de operação, mas que apenas tenha se manifestado posteriormente;
- remuneração de serviços – há o risco de que a remuneração dos serviços de rejuvenescimento de reservatórios fique limitada a uma mera manutenção da produção existente no campo, se a contratada não lograr êxito no incremento da produção de petróleo e gás natural, com base na curva projetada de produção. Além disso, a remuneração pelos serviços prestados tem por base parâmetro inferior ao preço de mercado do óleo e do gás natural;
- investimentos – os investimentos no desenvolvimento da produção do campo correm por conta e risco da contratada, que eventualmente poderá ter prejuízo se não incrementar a produção de óleo e de gás natural no campo, com base na curva projetada de produção; e
- licitação – quando a proprietária for sociedade de economia mista (como a Petrobras), estaria, em tese, obrigada a licitar para contratar com terceiros a prestação de serviços de rejuvenescimento de reservatórios. Daí a necessidade de cláusula específica que assegure justa indenização à contratada em caso de interrupção dos serviços por força de ação civil pública, ação popular ou mesmo decisão do Tribunal de Contas da União, com fundamento na não observância do procedimento licitatório.

A Figura 06 mostra o incremento na produção de óleo nos campos operados pela PetroRecôncavopo. Estes campos tinham uma produção de aproximadamente 565 m³ de óleo equivalente por dia (3.500 bbl/dia) e passaram a

ter uma produção de aproximadamente 969 m³ de óleo equivalente³ por dia (6.500 bbl/dia).

Conforme visto, talvez seja necessário realizar ajustes no processo de cessão do contrato de concessão e prestação de serviços, para que os campos *maduros / marginais* se tornem atrativos a pequenos produtores e a sua produção consiga ser novamente viabilizada.

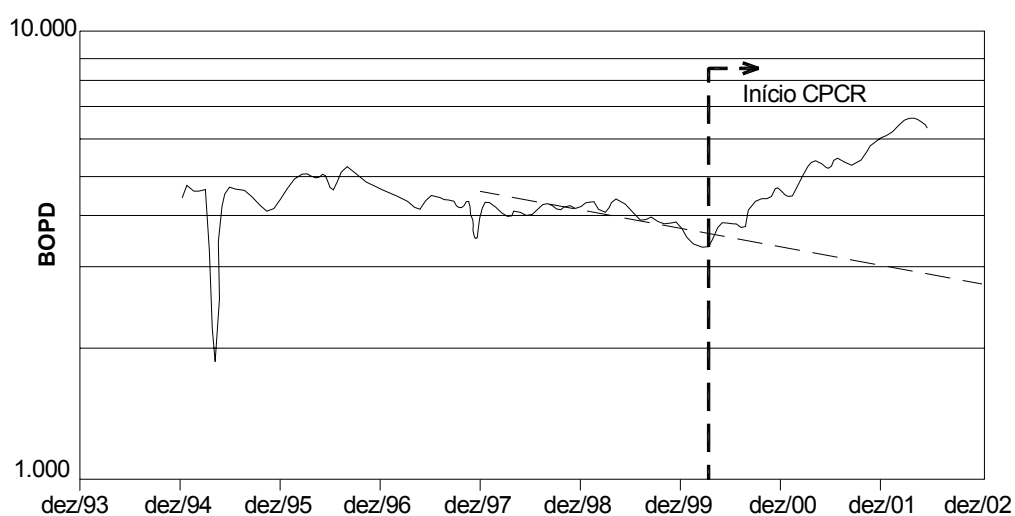


Figura 06 - Incremento na produção de óleo equivalente em 12 campos da Bacia do Recôncavo (Monteiro e Chambriard, 2002).

³ Entende-se por "óleo equivalente" o petróleo mais o gás produzidos, referenciados a mesma base econômica, do petróleo.

6 RESULTADOS E DISCUSSÕES

6.1 Pesquisa com os Profissionais da Área Petrolífera

Uma das maneiras encontradas para coletar o “entendimento” da indústria sobre *campos maduros* e *marginais* foi através da realização de uma pesquisa. Esta foi enviada a, aproximadamente, 350 profissionais de vários segmentos da indústria petrolífera para garantir que esse “entendimento” seja o representativo e fiel. Este objetivo foi alcançado e o perfil dos profissionais pesquisados pode ser demonstrado a seguir. Além das prováveis definições de *campos maduros* e *campos marginais* foram coletados dados que complementaram a pesquisa como: tipo da empresa em que o pesquisado trabalhava, cargo ocupado na empresa e tempo de trabalho na indústria petrolífera.

A Figura 07 revela a formação acadêmica das pessoas pesquisadas. Todos os profissionais possuem formação superior, sendo que a maioria é composta de mestres e doutores. Ou seja, são profissionais qualificados e preparados para questionamentos a respeito da indústria petrolífera.

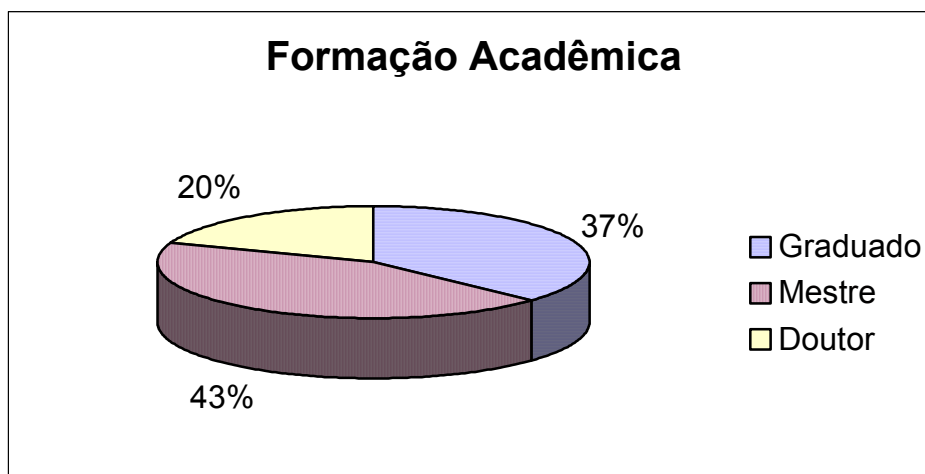


Figura 07 – Distribuição da formação acadêmica dos entrevistados (Elaboração própria).

A Figura 08 mostra a quantidade de anos que o entrevistado trabalha na indústria do petróleo. Pode-se observar que são profissionais com grande experiência no setor, e a grande maioria (92%) possui mais de 15 anos trabalhando no meio petrolífero.

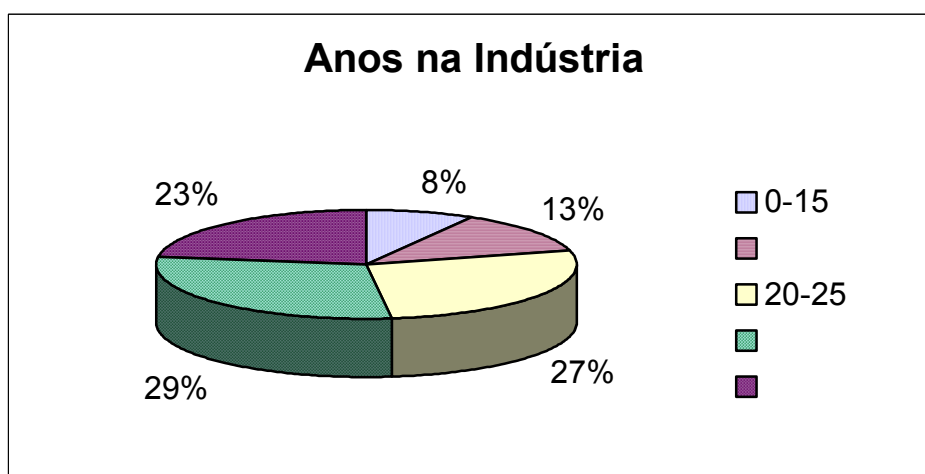


Figura 08 – Distribuição da quantidade de anos trabalhados pelos entrevistados na indústria (Elaboração própria).

Nota-se, através da Figura 09, que a pesquisa buscou atingir todos os segmentos possíveis da indústria do petróleo. Para isso, as perguntas foram direcionadas a uma quantidade similar de pessoas em cada grupo, visando a obtenção de um resultado representativo e não tendencioso.

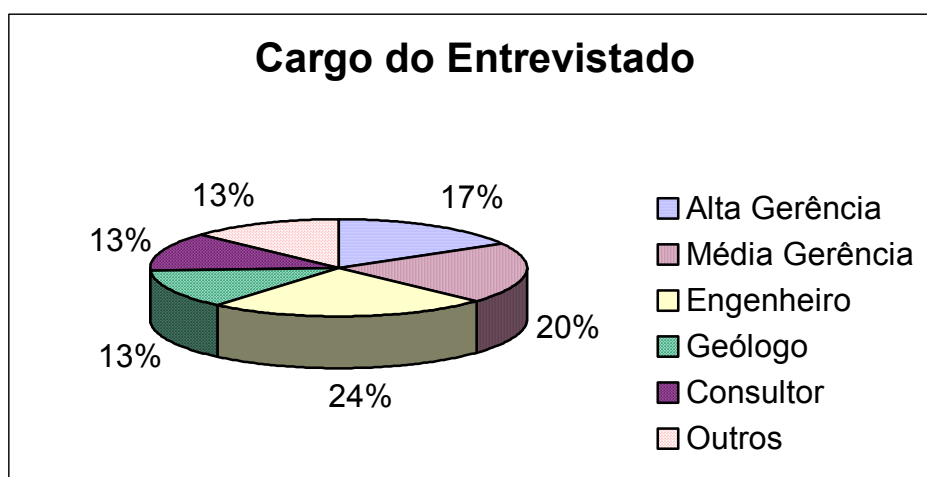


Figura 09 – Distribuição do cargo ocupado pelos entrevistados (Elaboração própria).

A Figura 10 mostra os tipos de companhia em que os entrevistados desenvolvem suas atividades profissionais. Tentou-se a maior diversificação possível para se obter respostas que representem o pensamento de profissionais dos mais variados tipos de companhia. Vale ressaltar que, dentro dos 14% equivalentes a “Outros”, existem empresas de serviços e universidades.

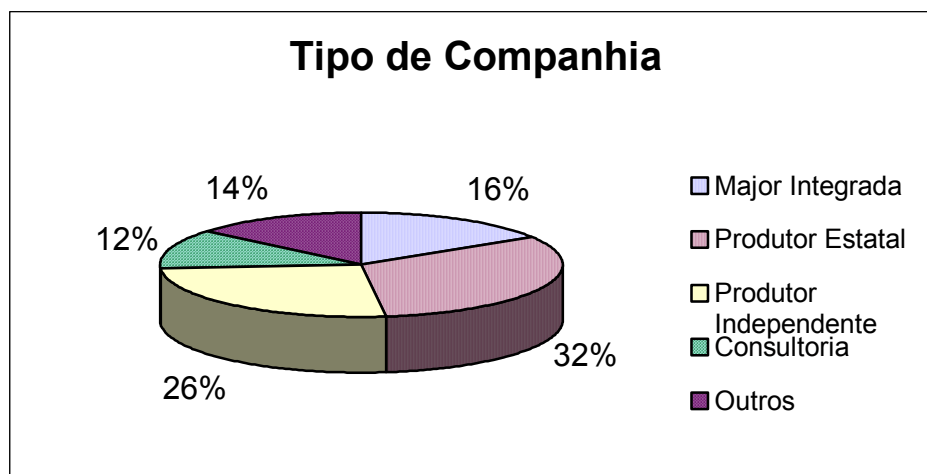


Figura 10 – Distribuição do tipo de companhia em que os entrevistados trabalham (Elaboração própria).

Todos os entrevistados sugeriram na pesquisa aberta uma possível definição de *campos maduros* e *campos marginais*. As principais informações apontadas para a classificação de *campos maduros* foram agrupadas e são apresentadas na Figura 11.

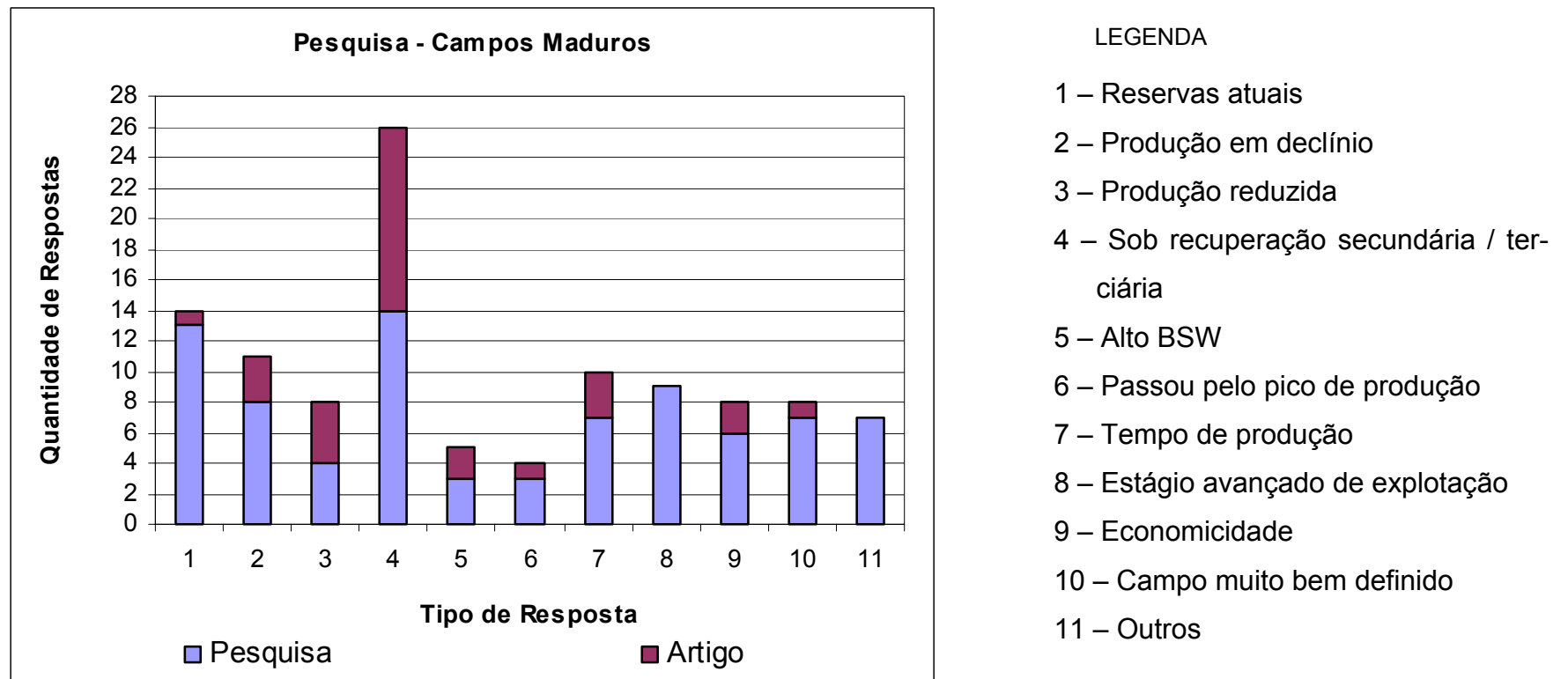


Figura 11 – Características obtidas para conceituação de *campos maduros* por intermédio da pesquisa com profissionais e literatura.

(Elaboração própria)

Não foram encontrados artigos cujo objetivo fosse a conceituação de *campos maduros* ou *campos marginais*. As conceituações, na maioria das vezes, apareciam como um complemento ao entendimento do artigo. Outras vezes, nenhuma tentativa de conceituação era feita. Assim, foi comum encontrar mistura de conceitos de maturidade e marginalidade para a conceituação de *campos maduros*. A seguir, serão discutidas todas as características citadas nas pesquisas recebidas para a conceituação de *campos maduros*:

- alto BSW – (*basic sediment and water*) “é o quociente entre a vazão de água mais os sedimentos produzidos e a vazão total de líquidos e sedimentos” (Thomas e outros., 2001). O BSW e a razão gás / óleo (RGO) são registrados no histórico da produção do campo. Esses fatores são importantes para o acompanhamento do campo e para verificar o acerto das decisões tomadas na escolha da maneira de desenvolvê-lo. As razões de produção, na maioria dos casos, crescem com a exploração do campo. É de se esperar que estas razões atinjam valores altos, sendo comuns RAO (razão água óleo) superiores a $20 \text{ m}^3 / \text{m}^3$ e RGO maiores que $5.000 \text{ m}^3 / \text{m}^3$. Além disto, provavelmente, um campo com alto BSW deve ser maduro, mas não necessariamente um *campo maduro* possui um alto BSW;
- campo muito bem definido – Esse conceito seria de grande utilidade, levando-se em consideração que um *campo maduro* seria aquele com sua modelagem geológica bem definida e mecanismos de produção identificados. Os campos que possuem estas características já estão produzindo;

do há um bom tempo, já foram provavelmente muito bem mapeados e já possuem um histórico de produção. Mas, para efeito regulatório, não se pode definir nem caracterizar um campo como maduro por ele já possuir essas características, pois elas são indicativas e não determinísticas;

- passou pelo pico de produção – A passagem pelo ponto máximo de produção é um dos fatores que pode indicar maturidade. Mas assim como outras características, ela por si só não oferece subsídios para uma definição de efeito regulatório. A passagem pelo pico de produção pode ocorrer muito próxima do início da produção, não caracterizando assim um campo que necessite de incentivos;
- economicidade – A economicidade é um fator que não deve ser relacionado com a maturidade do campo. Apesar de existir uma relação entre maturidade e economicidade, pois um *campo maduro*, na maioria das vezes, necessita de implementação de métodos secundários ou especiais de recuperação que são onerosos, o que mais impacta nessa característica é a empresa operadora e o preço de venda do óleo. Ou seja, para um campo ser inviável economicamente, é necessário que suas receitas totais sejam menores do que seus custos totais. Para *campos maduros*, este conceito não pode ser atribuído, pois em países como Estados Unidos, Canadá e até mesmo Brasil, existem empresas operando campos licitados como maduros pela antiga operadora (Petrobras) e obtendo lucratividade;
- sob recuperação secundária e terciária – O tipo de recuperação em que se encontra o campo pode ser um indicativo fornecedor do grau da sua

maturidade. Tipicamente, a recuperação primária só consegue extrair de 2 a 10% do óleo original *in place*, já a recuperação secundária consegue acrescentar de 10 a 30% a esse valor. A recuperação terciária ou os métodos especiais (EOR e IOR) acrescentariam de 5 a 15%. Portanto, para um campo estar sob recuperação secundária ou terciária, ele já teria passado por um longo caminho produtivo, possuindo assim características de maturidade. Porém, assim como outras informações, esta por si só não pode ser utilizada como preponderante para uma conceituação de efeito regulatório pois oferece algumas lacunas, tais como: um campo recém-descoberto que, por algum motivo técnico, necessite de implementação de recuperação secundária ou terciária teria que ser considerado maduro. Como exemplo, tem-se o reservatório 24 Z do campo Elk Hills na Califórnia, onde a injeção de água e gás tem sido utilizada desde o início da produção (Brown e Ezekwen, 1998). É um campo que possui algumas informações que indicam maturidade, mas onde a recuperação secundária ou terciária não tenham sido implantadas por impossibilidade física do campo ou de infraestrutura não seria considerado maduro. Segundo Walsh e outros. (1996), o campo St. Joseph, na Malásia, teve sua produção iniciada em 1986, é denominado no decorrer do artigo como maduro, mas o seu processo de recuperação é a depleção natural;

- produção reduzida – Não se deve atribuir à baixa produção de um campo como um fator preponderante de maturidade. Um campo gigante pode possuir uma produção reduzida, se comparado com a sua pró-

pria produção em um determinado tempo atrás; e uma produção gigante se comparado a um pequeno campo. Mais uma vez, a relatividade da característica impede que esta seja utilizada para uma conceituação regulatória;

- avançado estágio de exploração – Definir um *campo maduro* como um campo em avançado estágio de exploração é mais uma vez deixar em aberto a sua conceituação. Baixa produção, esgotamento de possibilidade de implantação de novos métodos de recuperação, limite da economicidade são características de campos em avançado estágio de exploração. Conforme citado anteriormente, estas características não definem, de maneira determinística, o que seria um *campo maduro*. Ou seja, todas estas características constataam a existência da maturidade do campo, mas não determinam o seu início;
- tempo de produção – A situação do campo, levando-se em consideração o tempo de produção, é relativa, tornando-se assim uma conceituação inválida para efeito regulatório. Campos com alta produtividade podem ter uma vida muito reduzida. Essa relatividade se dá pelo fato de poder existir um campo que há muitos anos está produzindo com características de recém-descoberto e um campo recém-descoberto com características de maduro;
- produção em declínio – Esta característica realmente está presente num *campo maduro*. Entretanto, ela não pode ser considerada um “divisor de águas” e embasar a afirmação de que um campo, que esteja com sua produção em declínio, seja um campo maduro. A maioria dos

campos passa por processos de revitalização quando sua curva de produção em estágio de declínio é incrementada, deixando de ser decrescente e tornando-se crescente por determinado período de tempo. Sendo assim, no momento em que a curva se torna crescente, o campo deixaria de ser enquadrado como maduro, não servindo assim essa característica, por si só, para efeito regulatório;

- reservas atuais – Talvez a situação atual das reservas seja a informação do campo que melhor se enquadre numa definição de *campos maduros*. Na pesquisa realizada, alguns entrevistados sugeriram que *campos maduros* sejam considerados aqueles que estiverem em seu estágio final de exploração das reservas. Mais uma vez, a informação constata a maturidade, mas não a define; e
- outros – Outras características foram mencionadas como: infraestrutura antiga e altos custos administrativos e produtivos. Porém a quantidade de repostas contidas nesses itens não foi representativa, não reque-rendo assim uma discussão.

Para a conceituação de *campos marginais*, a maioria das respostas relacionava a marginalidade com a economicidade dos campos. A seguir, serão listadas as respostas mais frequentes, coletadas a partir da pesquisa. Não foi possível referenciar as respostas obtidas devido ao cumprimento de confidencialidade proposta aos entrevistados no questionário enviado:

- “campo que não alcançou o retorno econômico suficiente com a tecnologia atual e com o atual regime fiscal”;
- “campo que necessita de nova tecnologia e novo regime fiscal”;

- “campo com dimensões reduzidas”;
- “campo longe da infraestrutura existente”;
- “campo com valor presente líquido (VPL) próximo de zero”;
- “campo com a taxa de retorno menor do que a de atratividade”;
- “campo com baixa produtividade”;
- “campo com alto custo de desenvolvimento”;
- “campo em baixa produção comparado com os outros de uma mesma companhia”;
- “campo sem perspectivas para novo desenvolvimento”;
- “campo com baixa expectativa do fator de recuperação final”;
- “campo com problemas econômicos”;
- “campo com as reservas atuais abaixo de 5% das reservas totais provadas”;
- “campo com a taxa de retorno próxima ou igual à taxa mínima de atratividade”;
- “campo dependente do preço do óleo para ser viável economicamente”;
- “campo onde a exploração não é rentável”;
- “campo inexplorado, não comercial no contexto econômico e / ou tecnológico na época do seu desenvolvimento”;
- “campo com alto custo de operação”;
- “campo com pequeno ou nenhum potencial para desenvolvimento”;
- “campo no seu limite econômico”;
- “campo com pequenas reservas”;
- “campo que necessite de recuperação secundária ou terciária”;

- “campo com fluxo de caixa perto de zero”;
- “campo com alto custo de produção”; e
- “campo maduro cuja receita líquida não é compatível com o porte e/ou características da empresa operadora”.

Conforme exposto, a grande maioria das definições estão relacionadas à economicidade do campo, porém nenhuma delas informa, de maneira determinística, o que é um *campo marginal*. Essa falta de determinação faz com que as conceituações acima não possam ser utilizadas para efeitos regulatórios. Assim como os *campos maduros*, os *campos marginais* necessitam de uma definição que seja independente de fatores externos à produção.

6.2 Campos ou Reservatórios Maduros

Previamente à análise e discussão de qualquer resultado, é de fundamental importância um norteamento a ser dado para o desenvolvimento deste trabalho. Alguns artigos técnicos referem-se ao termo *reservatório maduro* (Ponde e Clark, 1999 e Villalba e outros., 1996) e outros artigos, ao termo *campos maduros* (Coste e Valois, 2000 e Santoso e outros., 2001). Segundo a ANP, na portaria 009/2000 “Reservatório ou depósito é a configuração geológica dotada de propriedades específicas, armazenadora de petróleo ou gás, associado ou não” e “campo é uma área produtora de petróleo ou gás natural, a partir de um reservatório contínuo ou de mais de um reservatório, a profundidades variáveis, abrangendo instalações e

dades variáveis, abrangendo instalações e equipamentos destinados à produção”. Ou seja, o reservatório é um horizonte armazenador enquanto o campo pode ser constituído de um ou mais reservatórios. Para efeito regulatório, seria excelente que todo incentivo fosse dado a partir dos reservatórios, pois, a análise da maturidade seria realizada em um horizonte produtor, não existindo, assim, a possibilidade de incentivar todos os reservatórios pertencentes a um campo. Portanto, não se correria o risco de incentivar os reservatórios que ainda não estivessem em fase de maturidade comprovada.

Outro fator a ser analisado é o tipo do contrato de concessão em vigência no Brasil. Diferentemente de países como Estados Unidos e Canadá, onde a política regulatória existente possibilita incentivos a poços produtores, no Brasil, a cessão do direito de exploração é dada pela unidade campo, ficando desta forma inviável o incentivo à produção em reservatórios.

A maneira de exploração dos campos é um outro fator que leva a pensar numa classificação em função da unidade campo. Quando uma empresa operadora produz em determinado campo, o objetivo da lucratividade é preponderante, portanto, provavelmente será lavrado todo o óleo da maneira mais rápida possível (observando as determinações ambientais e da Agência Reguladora). Sendo assim, fica muito difícil a existência de reservatórios num mesmo campo com graus de maturidade muito diferentes.

Devido a estas dificuldades e constatações, será utilizada neste trabalho a unidade campo para efeito de conceituação.

6.3 Campos Marginais

A discussão da definição de *campo marginal*, na maioria das vezes, é colocada por profissionais da área petrolífera como sendo dependente da empresa operadora. Ou seja, um campo será marginal a partir do momento em que a empresa operadora tenha suas despesas pelo menos equivalentes com suas receitas. Uma outra forma de conceituação da marginalidade é a definição pela empresa operadora do tamanho mínimo do negócio a ser realizado. Assim, ela define um *campo marginal* em função do provável valor presente líquido previsto para o campo.

Numa definição com objetivo regulatório, onde provavelmente existirão incentivos a determinados tipos de campo como os maduros e marginais, a dependência do operador para a classificação não deve existir. Esta independência do tamanho do operador pode ser verificada nos modelos encontrados para avaliação de um *campo marginal*. Todos esses modelos colocam como variáveis utilizadas na conceituação parâmetros ligados diretamente à produção do óleo, deixando de lado características das empresas operadoras dos campos.

Quatro maneiras quantitativas de avaliar a marginalidade de um campo foram encontradas e analisadas: Macary (2000), Tongwen e outros. (2000), Martinez (2001) e United States Department of Energy, National Petroleum Technology Office e National Energy Technology Laboratory (2001). As análises geralmente são feitas estipulando um valor de produção mínimo e comparando este valor com a produção real, para que o campo seja classificado co-

mo marginal ou não. Alguns parâmetros são comuns entre as definições encontradas e a Tabela 1 mostra uma comparação entre esses parâmetros.

Tabela 01 – Comparação entre os parâmetros das definições de campos marginais encontradas na revisão bibliográfica.

| Parâmetros | Tongwen | Macary | DOE | Martinez |
|--|---------|--------|-----|----------|
| Vazão de óleo | | | | |
| Razão gás óleo (RGO) | | | | |
| Razão água óleo (RAO) | | | | |
| Quantidade de poços produtores | | | | |
| Profundidade total | | | | |
| Profundidade da lâmina d'água | | | | |
| Quantidade de plataformas | | | | |
| % da recuperação atual | | | | |
| Preço de venda | | | | |
| Custo de processamento de óleo | | | | |
| Custo de processamento da água | | | | |
| Custo de processamento do gás | | | | |
| Custo com material, combustível e eletricidade | | | | |
| Outros custos diretos | | | | |
| Custo fixo | | | | |
| Juros sobre as despesas | | | | |
| Juros sobre os lucros | | | | |

Fonte: elaboração própria

Um dos parâmetros que impacta na marginalidade ou não de um campo é o preço de venda do óleo. Os modelos propostos por Macary e *outros*, Tongwen e *outros*, Martinez e DOE (NATIONAL PETROLEUM TECHNOLOGY OFFICE, NATIONAL ENERGY TECHNOLOGY LABORATORY, UNITED STATE DEPARTMENT OF ENERGY, 2001) levam em consideração esta variável. A Figura 12 mostra o impacto da variação do preço do óleo na vazão econômica mínima de um campo em particular, segundo o modelo de Macary e *outros*. (2000), onde a razão água / óleo (RAO) foi fixada em 20. Ou seja, para a elabo-

ração desse gráfico, fixaram-se os parâmetros existentes no modelo de Macary, e variou-se o preço de venda do óleo. Com isto, nota-se a influência do preço de venda na vazão econômica mínima, abaixo da qual o campo seria classificado como marginal.

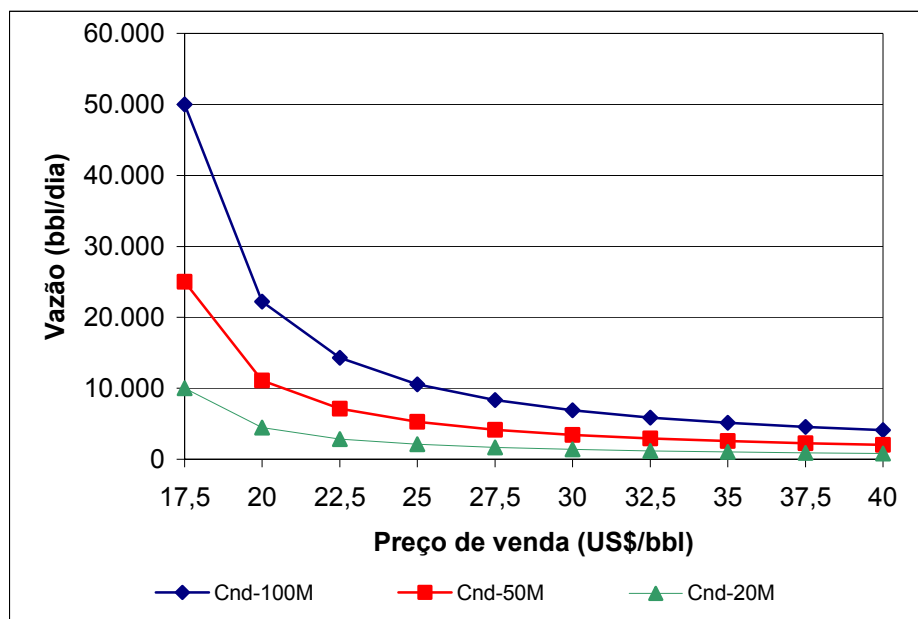


FIGURA 12 – Variação da vazão econômica mínima em função do preço do óleo segundo Macary e *outros.*, 2000 (Elaboração própria).

Macary e *outros.* propõem três cenários distintos e os valores dos custos fixos (Cnd) determinados em US\$ 100 milhões, US\$ 50 milhões e US\$ 20 milhões por ano. Analisando a curva para o custo fixo de US\$ 50 milhões verifica-se que se o barril de óleo custar US\$ 20,00 e passar a US\$ 27,50 a vazão econômica mínima (segundo Macary e *outros.* esta avaliação pode ser feita para um campo ou poço) passa de 10.000 bbl / dia para 5.000 bbl / dia, constatando-se assim o impacto do preço no limite econômico do projeto.

Já o modelo do DOE faz uma avaliação quanto à marginalidade de campos *offshore*. Utilizando os dados citados no modelo hipotético proposto para o cálculo da marginalidade de um campo, verifica-se a relação entre a vazão mínima e o preço de venda do óleo na Figura 13.

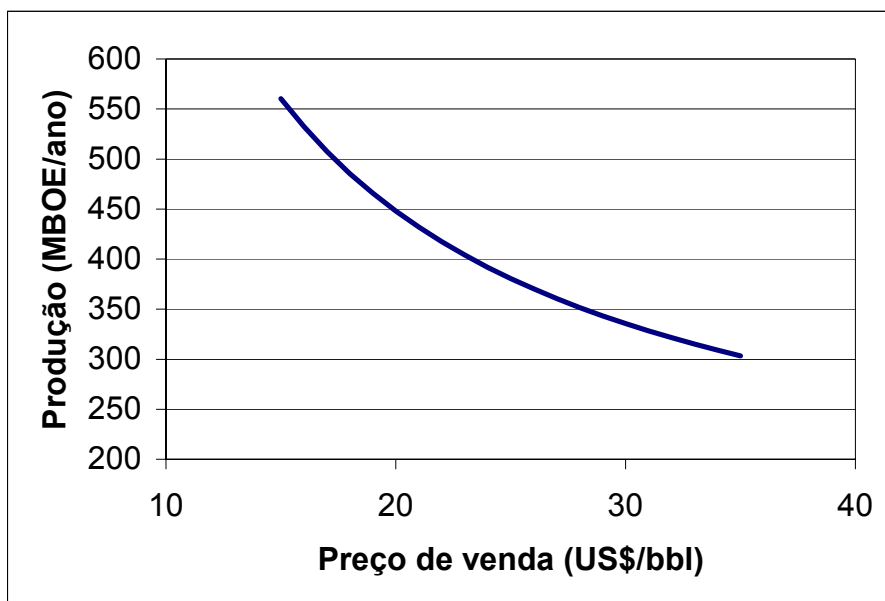


FIGURA 13 – Variação da vazão econômica mínima em função do preço do óleo segundo o modelo do DOE - NATIONAL PETROLEUM TECHNOLOGY OFFICE, NATIONAL ENERGY TECHNOLOGY LABORATORY, UNITED STATE DEPARTMENT OF ENERGY, 2001 - (Elaboração própria).

Da mesma forma que o modelo de Macary e *outros.*, através do modelo do DOE nota-se a dependência da economicidade do campo com o preço de venda do óleo. Analisando o valor de 20 dólares para a venda do óleo, tem-se uma vazão mínima anual para o campo em torno de 450 MBOE / ano, já para o preço de 30 dólares tem-se a vazão mínima em torno de 330 MBOE / ano.

Mais uma vez, fica evidenciada a dependência entre o preço de venda do óleo e o limite econômico do campo.

Utilizando o modelo de Macary e *outros.*, pode-se avaliar também a relação entre a razão água/óleo (RAO) e o limite de economicidade do projeto. Para a confecção desse gráfico de sensibilidade será fixado o valor de US\$ 25,00 o barril do óleo. Da mesma forma que anteriormente são fixados três cenários para o custo fixo.

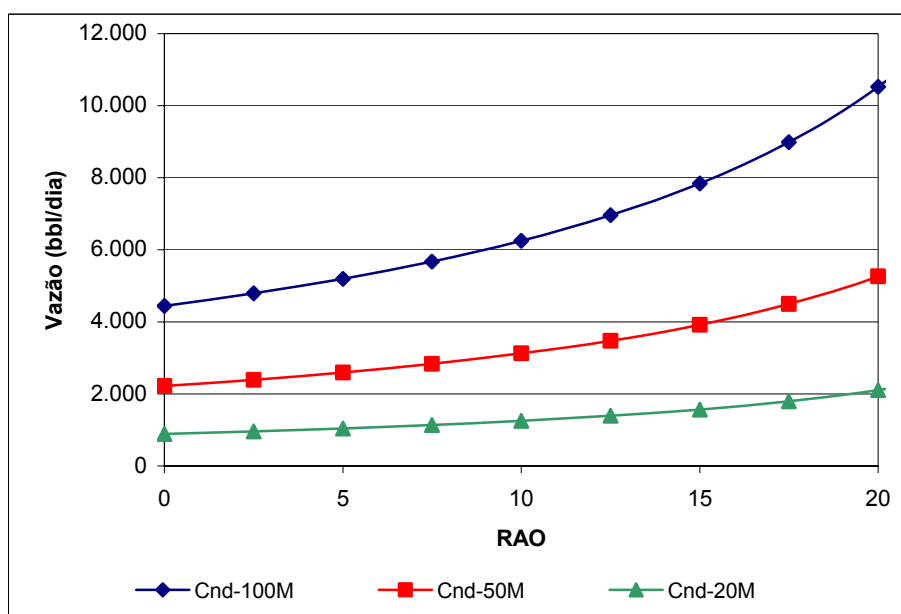


FIGURA 14 – Variação da vazão mínima em função da RAO segundo Macary e *outros.* 2000 (Elaboração própria).

Nota-se no cenário intermediário, por exemplo, um acréscimo significativo da vazão mínima que deverá ser produzida em função do acréscimo da RAO. Essa vazão passaria de 3.000 barris por dia para um RAO de 10 para uma vazão em torno de 5.500 barris por dia para uma RAO de 20.

O parâmetro profundidade dos poços pode ser avaliado através do modelo do DOE. Para a confecção desse gráfico de sensibilidade entre a produção mínima em função da profundidade, o preço de venda do óleo foi fixado em US\$ 25,00.

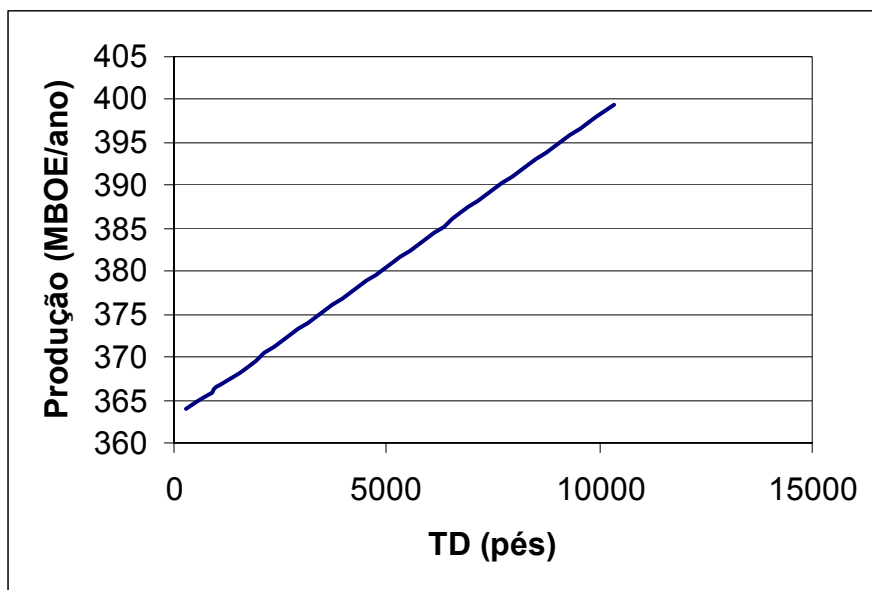


FIGURA 15 – Variação da vazão econômica mínima em função da profundidade segundo o modelo do DOE - NATIONAL PETROLEUM TECHNOLOGY OFFICE, NATIONAL ENERGY TECHNOLOGY LABORATORY, UNITED STATE DEPARTMENT OF ENERGY, 2001 - (Elaboração própria).

A Figura 15 demonstra a dependência da vazão econômica mínima com a profundidade dos poços. Vale ressaltar que esse modelo é utilizado para a avaliação da marginalidade de campos *offshore*.

Outro parâmetro a ser analisado é o custo fixo. No modelo de Macary, os custos fixos são estimados anualmente. Para a elaboração da Figura 16, a RAO foi fixada em 20 e o preço do óleo em US\$ 25,00.

Já Martinez propõe um modelo para cálculo dos custos fixos existentes no *lifting cost*. Esses valores, conforme comentado anteriormente, são dados em função da percentagem das reservas iniciais exploradas e podem ser visualizados na Figura 17. Segundo Martinez esses custos fixos caem com o aumento da recuperação final devido a diminuição da produção.

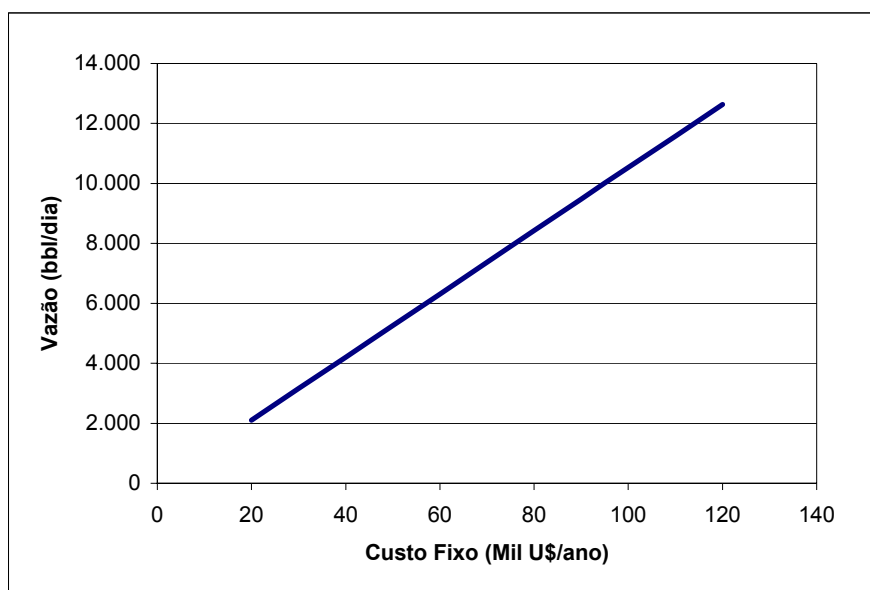


FIGURA 16 – Variação da vazão econômica mínima em função dos custos fixos segundo Macary e outros. 2000 (Elaboração própria).

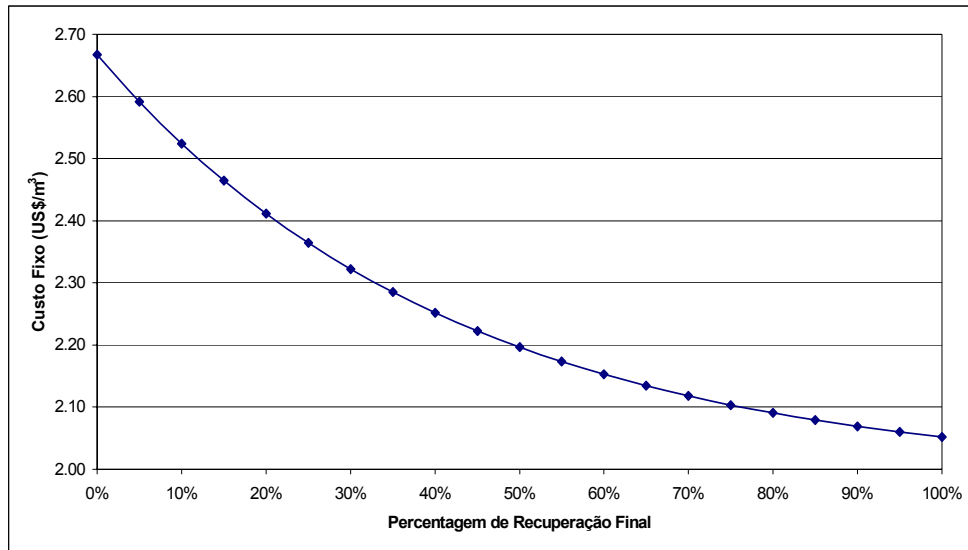


FIGURA 17 – Variação do custo fixo no *lifting cost* em função do fator de recuperação final segundo Martinez, 2001(Elaboração própria).

7 CONCEITUAÇÃO DE CAMPOS MADUROS E CAMPOS MARGINAIS

7.1 Campos Maduros

Após análise e constatação da necessidade das conceituações e verificada, através da pesquisa com profissionais e artigos técnicos, o “entendimento” existente, será proposto neste capítulo as conceituações de *campos maduros* e *campos marginais*.

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* e *campos marginais* deve ser elaborada de forma a deixar uma margem mínima a dubialidade interpretativa do campo em questão.

A maioria das características mencionada na pesquisa realizada e nos artigos pesquisados sobre *campos maduros*, é importante e fornece uma indicação quanto à maturidade de um campo. Porém elas por si só não conse-

quem determinar o início de maturidade do campo, apenas indicando se este já está num estágio maduro ou não. Devido a essa constatação, elaborou-se uma proposta de conceituação que engloba a maioria das características citadas pelos pesquisados e autores e que conseguiu determinar o momento exato do início da maturidade.

Para a conceituação de *campos maduros*, serão utilizados dois parâmetros: produção acumulada e recurso explotável. Segundo a Agência Nacional do Petróleo, 2000, produção acumulada é “o volume de fluido produzido dos reservatórios até uma determinada data” e recurso explotável é “o volume *in situ* de petróleo e gás natural potencialmente recuperáveis, a partir de uma determinada data em diante”. Porém em bacias maduras e principalmente as brasileiras o conceito de recurso está muito próximo ao de reservas que, é definida da seguinte forma pela Agência Nacional do Petróleo, 2000: “reservas são os recursos descobertos de petróleo e gás natural comercialmente recuperáveis a partir de uma determinada data em diante”. Sendo assim, será considerado para efeito deste estudo o valor das reservas atuais como sendo o valor representativo dos recursos. Esses parâmetros possuem valores determinados, informados anualmente a ANP. Com eles pode-se definir o grau de exploração do campo, utilizando a seguinte relação:

$$\alpha = \frac{N_p}{N_{pt}} \cdot 100 \quad (6)$$

onde:

α = percentagem de recursos explotados;

Np = produção acumulada do campo; e

Npt = produção acumulada do campo somada às reservas atuais

A Equação 6 indica que α é a percentagem do volume recuperável que já foi produzida (recuperada) até um determinado instante da vida produtiva do campo

Um campo seria considerado maduro se $\alpha \geq X\%$, onde X é denominado “Limite para a Maturidade do Campo”. A determinação do fator X tem grande importância, pois o seu valor passa a ser o limiar da maturidade na conceituação. Este valor deve ser determinado de forma tal que consiga englobar, se não a totalidade, a maioria das informações do campo, correlacionadas com os conceitos de maturidade encontrados nos artigos pesquisados e na pesquisa realizada. Ou seja, é necessário encontrar um valor para o qual, por exemplo, o campo já possua um certo tempo produzindo, já esteja sob recuperação secundária ou terciária, já esteja bem delimitado e em estágio avançado de exploração, a sua produção já esteja em declínio, dentre outras.

7.2 Determinação do Limite para a Maturidade (X)

A determinação do valor do Limite para a Maturidade (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 a de-

terminação deste valor, foram utilizados os dados coletados a partir de campos referidos pelos autores dos artigos pesquisados, considerados como maduros.

Através do gráfico da Figura 18 observa-se que a maioria dos campos ditos maduros pelos autores já produziram mais de 60 % das suas reservas iniciais. 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 exploradas, foi confeccionado um gráfico das frequências acumuladas dos campos, conforme mostrado na Figura 19.

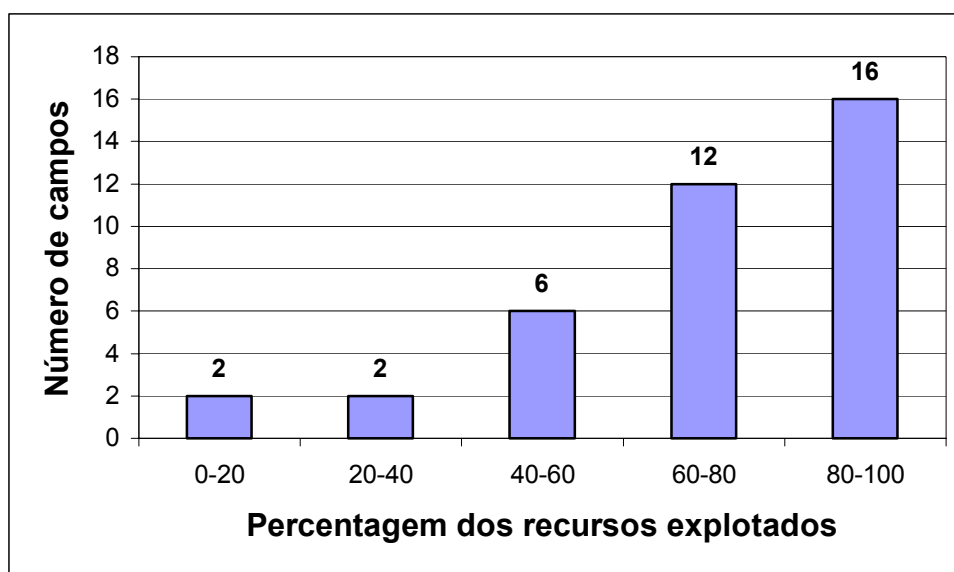


FIGURA 18 – Número de campos considerados maduros pelo percentual dos recursos explorados (Elaboração própria).

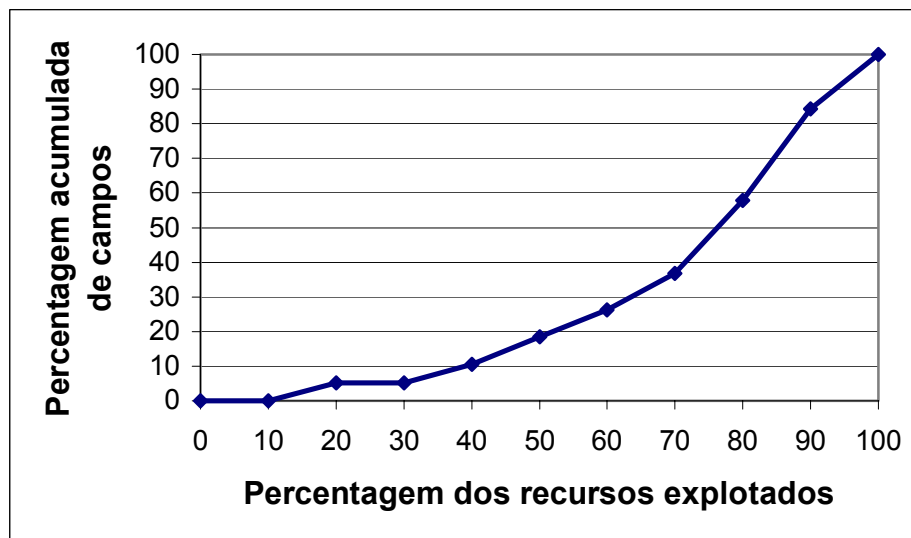


FIGURA 19 – Frequência acumulada de campos considerados maduros em função da porcentagem de recursos explorados (Elaboração própria).

Nota-se, em análise feita das Figuras 18 e 19, a existência de alguns campos pesquisados com porcentagens 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, denomi-

nado 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 α : 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 exploradas.

O campo Jorang, localizado na Sumatra, foi classificado como maduro segundo Santoso 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 20 uma situação um pouco diferente.

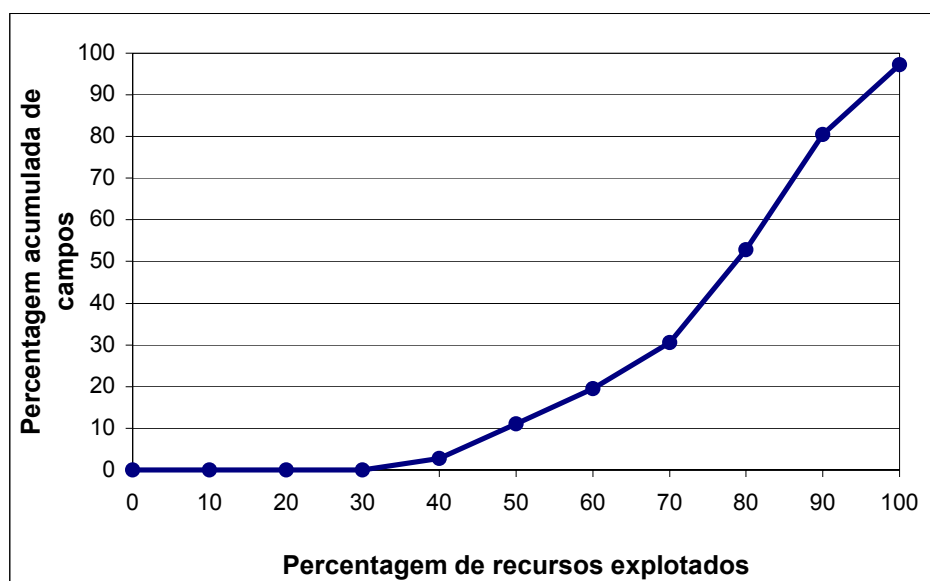


FIGURA 20 – Frequência acumulada de campos considerados maduros em função da porcentagem de recursos explorados retirados os campos que não se enquadraram na definição proposta (Elaboração própria).

A partir da Figura 20, 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.

7.3 Exemplo Prático da Conceituação Proposta

Para ilustrar a proposta de conceituação serão apresentados dois exemplos, utilizando-se os campos de Santana (Brasil) e o campo de Jorang (Sumatra). O campo de Santana está localizado na Bacia do Recôncavo Baiano e foi adquirido pela W. Washington em recente licitação promovida pela Petrobras. As suas características são as seguintes (Goulart, 2002):

- quantidade de poços = 4;
- reserva atual = 27.000 m³;
- produção acumulada = 937.997 m³;
- produção atual = 14 m³/dia; e
- mecanismo de produção = influxo de água

Segundo a definição sugerida por Coste e Valois (2000), o campo de Santana não se enquadraria como um *campo maduro*, pois possui uma quantidade pequena de poços. Para Palasthy e outros. (2000) e Logan e outros. (2000) ele também não seria considerado maduro, uma vez que não utiliza métodos de recuperação secundários e terciários.

Utilizando a definição proposta (equação 6) obtém-se:

$$\alpha = \frac{937.997}{964.997} \cdot 100 \Rightarrow \alpha = 97\%$$

Sendo assim, o valor de α é: $\alpha \geq 40\%$ portanto este campo seria classificado como maduro segundo a definição proposta.

Já o campo de Jorang está situado na parte central da ilha de Sumatra e foi descoberto em 1972. As suas principais características são (Santoso e outros., 2001):

- produção acumulada = 8,9 milhões de m³;
- reserva atual = 25,4 milhões de m³; e
- quantidade de poços = 27 (vinte e sete).

Através da fórmula proposta tem-se:

$$\alpha = \frac{8,9}{25,4} \cdot 100 \Rightarrow \alpha = 35\%$$

Utilizando-se o conceito de Coste e Valois (2000), este campo deveria ser considerado maduro, pois tem cerca de 30 anos produzindo. Além disso, vale salientar que o campo de Jorang foi classificado por Santoso e outros. (2001) como *campo maduro* no seu artigo intitulado “Interpretação Geológica: Pontos Principais no Desenvolvimento de um Campo Maduro de Óleo (O caso do Campo de Jorang)”.

De acordo com a proposta apresentada, o campo Jorang não poderia ser classificado como maduro pois $\alpha < 40\%$.

7.4 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 *offshore* 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 composi-

ção 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. A parcela final (custos) terá um valor em dólar americano, que, dividido por dólar americano por metro cúbico (média do preço de venda), restará apenas a unidade de volume. O valor calculado será comparado com a produção real do campo e determinado 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 17.

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 logarítimi-

ca. O gráfico elaborado é mostrado na Figura 22, onde β (beta) é o valor do custo de tratamento do óleo.

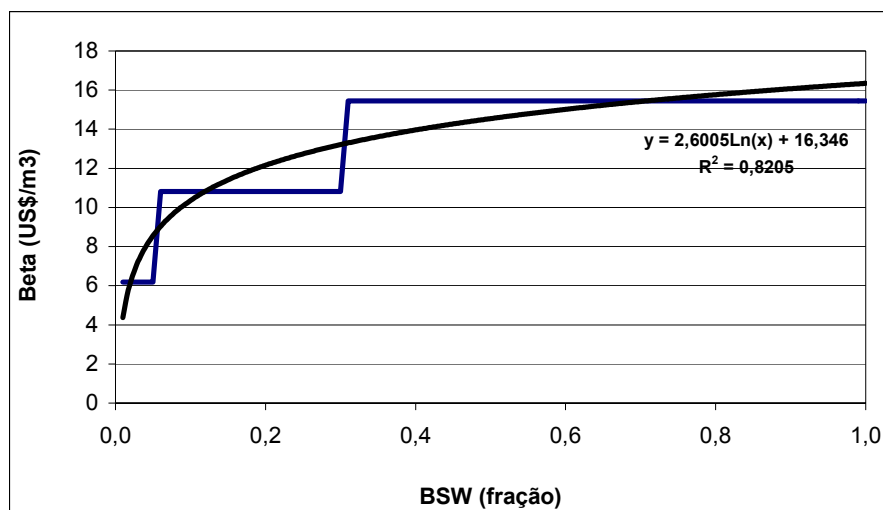


FIGURA 21 – Valor a ser pago pelo tratamento do óleo em função do BSW (Elaboração própria).

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 ($m^3/mês$);

q_a = vazão de água ($m^3/mês$); e

β = valor pago pelo tratamento em função do BSW (US\$ / m^3).

Vazão de injeção – o custo da vazão de injeção está ligado a energia gasta para injetar vapor ou gás no reservatório. A parcela de custo de injeção é dada a seguir:

$$(q_{iw} \cdot c_{iw})$$

onde:

q_{iw} = vazão de injeção ($m^3/mês$); e

c_{iw} = custo para injeção (US\$/ 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 Mega Watt (MWh) hora 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 kg / 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 (kg / m³);

d_o = densidade do óleo (kg / m³);

d_a = densidade da água (kg / m³);

q_o = vazão de óleo (m³/mês); e

q_a = vazão de água (m³/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 / m³);

p = profundidade média do reservatório produtor (m);

q_o = vazão de óleo (m³/mês);

q_a = vazão de água (m³/mês);

ϕ = 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):

$$hp = \frac{T_s}{T_0} \frac{3.03P_0}{E_m} \frac{k}{k-1} \left(R^{(k-1)/k} - 1 \right) + 3.5 \quad (7)$$

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:

$$P_o = 14.735 \text{ psia}$$

$$T_o = 520 \text{ °R}$$

$$T_s = 520 \text{ °R}$$

$$k = 1,3$$

$$E_m = 0,92$$

Obtêm-se assim o valor de 411 HP, para se comprimir 100.000 m³/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^3 / mês);

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

ϕ = 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:

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

μ = 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 e conseqüentemente conceituar campos marginais é a seguinte:

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

onde:

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

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

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

q_{iw} = vazão de injeção ($m^3 / \text{mês}$);

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

C_{iw} = custo de injeção (US\$ / m³);

β = valor pago pelo tratamento do óleo em função do BSW (US\$ / m³);

d_a = densidade da água (kg / m³);

d_o = densidade do óleo (kg / m³);

p = profundidade média do reservatório produtor (m);

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

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

q_g = vazão mensal de gás (m³/mês);

$7,358544 \cdot 10^{-5}$ = constante (MWh / m³);

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

μ = 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\$ / m³);

$CPMF$ = 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 22.

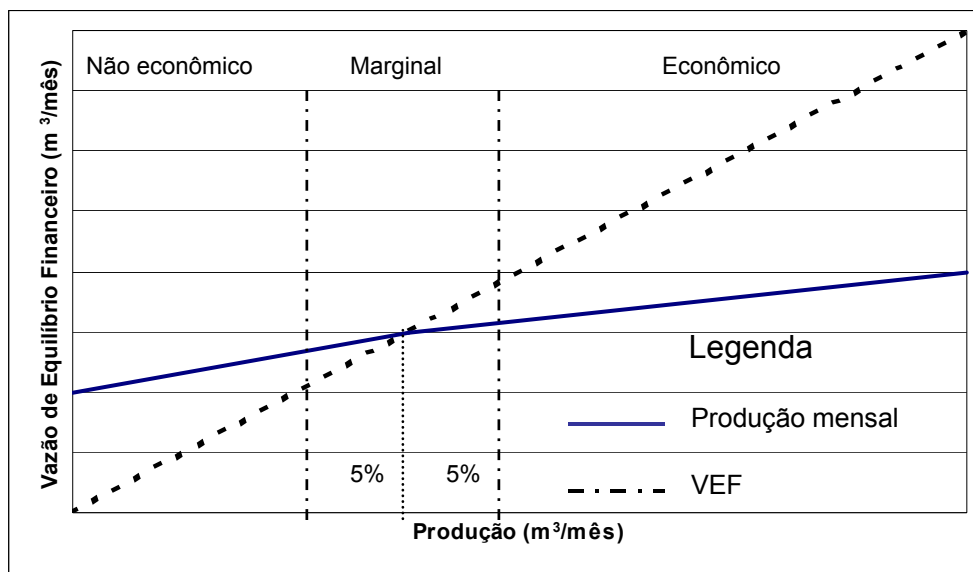


Figura 22 – Determinação do intervalo do limite de marginalidade (elaboração própria)

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”.

7.5 Exemplo Prático da Conceituação Proposta

Para exemplificar a conceituação proposta, seria necessária a obtenção de todos os dados relativos à produção de um campo. Como estas informações não são publicadas pela ANP e as empresas operadoras não divulgam esses valores, foi criado, hipoteticamente, um campo com as características semelhantes aos campos produtores da Bacia do Recôncavo Baiano. Os dados são enumerados a seguir, em base mensal:

Vazão de óleo = 3.900 m³;

Vazão de água = 2.100 m³;

Percentagem da reserva inicial já produzida = 60 %;

BSW = 35%;

Densidade do óleo = 780 Kg / m³;

Densidade da água produzida = 1.050 kg / m³;

Profundidade média dos poços = 1.500 m;

Quantidade de poços produtores = 20;

Quantidade de poços injetores = 2;

Vazão de gás = 1.365.000 m³;

Vazão de injeção = 0 (zero);

Tarifa de energia = US\$ 40,00 / MWh;

Preço de venda do óleo = US\$ 157,00 / m³;

PIS / COFINS = 4,65%;

ICMS = 13%;

Royalties = 7%;

Aluguel ao superficiário = 1%; e

Aluguel da área = US\$ 0,338 / m³.

De posse desses dados, devem ser estimados pelas Figuras 21 e 22 o valor do custo fixo e do custo de tratamento. O custo fixo terá um valor de 2.138 US\$ / m³ e o custo de tratamento será de 0,922 US\$ / m³.

Uma outra variável a ser inserida é a Taxa de Rentabilidade T_r . Segundo Magella (2003), a taxa de rentabilidade das maiores empresas petrolífera do mundo variou em 2002 entre 14,37 e 23,59 %. Para a utilização neste exemplo será empregada uma $T_r = 15\%$.

Colocando-se todos os dados na formulação proposta, tem-se que a VEF do campo proposto é de $1.150 \text{ m}^3 / \text{mês}$, enquanto a produção real foi de $3.900 \text{ m}^3 / \text{mês}$. Nota-se assim, que este campo está numa faixa determinada “Econômica” através da FIGURA 22 não devendo ser classificado como marginal.

Aproveitando este mesmo campo, pode-se fazer uma análise de sensibilidade e verificar, por exemplo, o comportamento da marginalidade em função da produção ou do preço de venda do óleo. Variando a produção mensal, mantendo-se todos os outros parâmetros constantes, tem-se o seguinte gráfico:

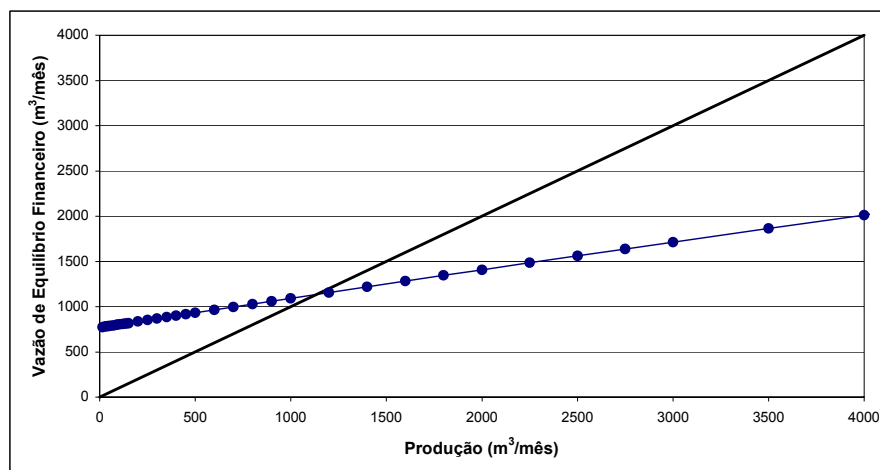


FIGURA 23 – Vazão de Equilíbrio Financeiro (VEF) em função de uma produção mensal (Elaboração própria).

Traçando-se uma reta com 45° , passando-se pela origem, obtém-se na intersecção das retas o valor em que a VEF e a vazão real são iguais. Este valor, que no caso em estudo é cerca de $1.150 \text{ m}^3 / \text{mês}$, é o valor em que a produção e a VEF são iguais. Segundo a definição proposta o campo só seria

marginal se tivesse uma produção real entre 1.092,5 m³ / mês e 1.207,5 m³ / mês.

A outra análise que foi feita verifica a influência da variação do preço de venda do óleo sobre o VEF. Para isto, variou-se o preço de venda do óleo entre 37,5 e 189,00 US\$ / m³. A curva obtida é a seguinte:

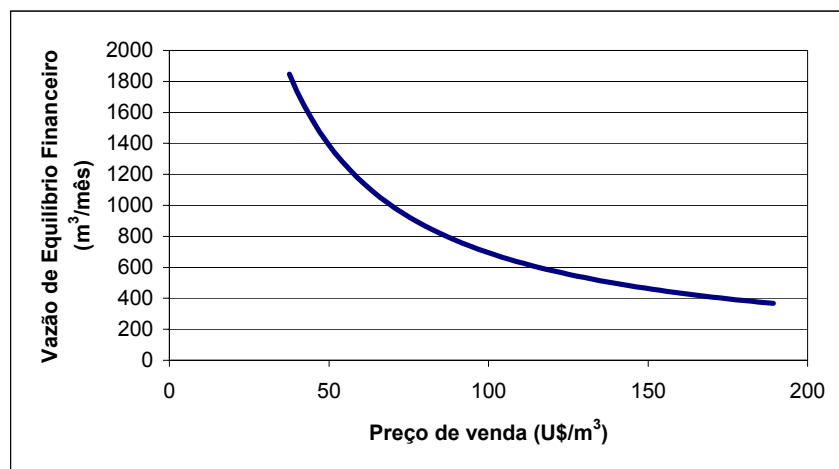


FIGURA 24 – Variação da VEF em função do preço do óleo (Elaboração própria).

Como era esperado, o valor da VEF diminui quando o preço do óleo aumenta, ou seja, quanto menor for o preço do óleo maior deverá ser a produção para que o campo não se torne marginal.

8 CONCLUSÕES, CONSIDERAÇÕES FINAIS E RECOMENDAÇÕES

A operação em *campos maduros* e em *campos marginais* atualmente é realizada em diversos países produtores de petróleo. 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 a consolidação da metodologia proposta, deverá ser feito posteriormente um estudo com os campos da Bacia do Recôncavo Baiano, que são comprovadamente reconhecidos pela indústria e pela Agência Reguladora como exemplos de *campos maduros onshore* no Brasil.

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 escolhido em 5 % acima e abaixo da VEF (FIGURA 22). Os campos com produção abaixo de 5 % da VEF seriam denominados campos “Não Econômicos” e são aqueles que poderiam ser cobertos por algum tipo de incentivo produtivo. Já os campos com produção acima de 5 % da VEF serão denominados “Econômicos” e assim como os classificados dentro da faixa de “Marginal” não necessitam de incentivos para continuar produzindo. Recomenda-se, no entanto que este valor do intervalo de marginalidade seja determina-

do pela Agência Reguladora através de um estudo específico dos campos marginais brasileiros.

Mais uma vez, a inacessibilidade aos dados dos campos brasileiros impediu o teste da metodologia proposta. 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, certamente, não têm necessidade 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. Faz-se necessário estudar como esses campos são incentivados e operados em países tradicionalmente produtores como Estados Unidos e Canadá, e elaborar uma proposta de incentivos específica para o Brasil. Alguns fatores na legislação brasileira podem ser analisados e revistos como: royalties, ICMS, imposto de renda, dentre outros. Vale salientar que, para o governo e para a sociedade, é muito mais vantajoso

salientar que, para o governo e para a sociedade, é muito mais vantajoso ter um campo em operação, pagando menos 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.

Um outro estudo que poderia ser realizado é a verificação de melhores alternativas para o abandono de um campo. O arrasamento, que é o procedimento utilizado atualmente, não permite o retorno produtivo uma vez que as instalações dos poços não podem ser recuperadas. Com o surgimento de novas tecnologias ou uma política regulatória específica, as reservas desses campos poderiam ser incrementadas e, conseqüentemente, torná-los viáveis técnica e economicamente de novo. Ou seja, o abandono deveria ser feito de maneira a cogitar, no futuro, a possibilidade de um retorno produtivo do campo.

A forma como a produção em *campos maduros* e *campos marginais* impacta na vida da população pertencente aos municípios produtores poderia ser também estudada. Uma comparação entre municípios vizinhos, produtores e não produtores, e a verificação das condições de vida através de índices de desenvolvimento consagrados mundialmente poderia medir o impacto direto e indireto causado à sociedade pela produção de petróleo. Este estudo poderia identificar e esclarecer a importância da continuidade produtiva dos campos em questão.

9 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> 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> 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 Tëch-

- nology, 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> 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: 68th 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: 10th 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 Joint Venture**. In: International Meeting 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/CO₂ Conformance in the Puding 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 Gas and Oil Onshore 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: 17th 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: 13th 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 Management 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 Horizontal Well in the Hutton Sandstone, Jackson Oilfield, Australia Access Incremental reserves**

- 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: Offshore 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 Pratices for Improved Recovery Opportunities Process and Case History**. In: SPE Latim American and Caribbean Petroleum Enginnering 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: 2nd 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.

10 APÊNDICE 01: Pesquisa em português enviada aos profissionais do setor

Caro Sr.

Meu nome é Roberto José Batista Câmara, sou aluno do Mestrado em Regulação da Indústria de Energia da Universidade Salvador □ UNIFACS e tenho como orientadores os Profs. Drs. Luiz Eraldo Ferreira, Paulo Sérgio Rocha e João Campos que me forneceram Vosso correio eletrônico.

A minha dissertação está inserida no projeto “Estudos Regulatórios para Revitalização de Campos Maduros” que é um dos oito projetos aprovados na Rede Cooperativa em Engenharia de Campos Maduros (RECAM), financiados pela FINEP. O objetivo principal deste projeto é 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 produtores independentes no mercado e considerando os aspectos econômicos envolvidos, bem como a viabilização da aplicação de novas tecnologias de recuperação avançada de petróleo.

Parte fundamental de meu trabalho é definir, para fins regulatórios, o que vem a ser campos maduros e marginais. Uma das metodologias sugerida pelos orientadores é a captura do conhecimento aceito pela comunidade. Assim, entendemos que seria importante Vossa participação na pesquisa, definindo os termos abaixo. Adicionalmente, estou solicitando algumas informações sobre Vossa experiência profissional para compor o perfil estatístico do grupo pesquisado. É importante salientar que as informações pessoais terão caráter sigiloso.

Campo Maduro:

Campo Marginal:

Formação acadêmica:

Anos de experiência na Indústria:

Escolha a melhor descrição de sua companhia:

"Major integrated"

Produtora estatal

Produtora independente

Consultoria

Serviço

Fábrica de equipamentos

Agência governamental

Outra:

Escolha a melhor descrição de suas responsabilidades:

Alta gerência

Média gerência

Engenheiro

Geólogo

Geofísico

Consultor

Técnico

Professor

Pesquisador

Outra:

Desde já agradeço o interesse e participação,

Roberto J. B. Câmara

11 APÊNDICE 02: Pesquisa em inglês enviada aos profissionais do setor

Dear Mr.

My name is Roberto José Batista Câmara. I am pursuing the Master's degree in Regulation of the Industry of Energy at Universidade Salvador UNIFACS - Brazil and I have as advisors Profs. Drs. Luiz Ferreira, Paulo Rocha and João Campos from Petrobras that supplied me your electronic mail.

My thesis is inserted in the project "Regulatory Study for Revitalization of Mature Oil Fields". The main objective of this project is to evaluate and to propose modifications and innovations for the current regulation of the Petroleum and Natural Gas Industry in Brazil regarding to mature fields, seeking the revitalization of that productive sector, motivating the entrance of independent producers in the market, considering the economical aspects, as well as proposing incentives to the application of enhanced oil recovery technologies.

One important part of my work it is to define, for regulatory purposes, what comes to be mature and marginal fields. One of the methodologies suggested by the advisors is the capture of knowledge accepted by the oil industry. So, we would appreciate uour participation in this research by discribing your understanding of mature and marginal field. Additionally, I am also requesting some information about your professional experience to compose the statistical profile of the group. It is important to point out that the personal information will be kept classified.

Mature field:

Marginal field:

Academic formation:

Years of experience in the Industry:

Choose the best description of your company:

Major integrated

State producer

Independent producer

Consultancy

Service

Factory of equipments

Government agency

Other:

Choose the best description of their responsibilities:

High management

Average management

Engineer

Geologist

Geophysist

Consultant

Technician

Teacher

Researcher

Other:

Finally, I would like to thank you for your time and participation.

Best regards,

Roberto Câmara

12 APÊNDICE 03: Tabela com as características dos campos maduros pesquisados

| Campo | Descoberta | Início da Produção | Quant. de poços | OOIP (MMbbls) | Reserva (MMbbls) | Fator de recuperação (%) | Produção acumulada (MMbbls) | Pico da produção/ano | Produção atual (bopd) | Mergulho | Viscosidade (cp) | Permeabilidade (md) | Porosidade (%) | API | Espaçamento entre poços | Área total (acres) | Np/Npt | Características |
|---|------------|--------------------|--------------------|---------------|------------------|--------------------------|-----------------------------|----------------------|-----------------------|----------|------------------|---------------------|----------------|-------|-------------------------|--------------------|--------|---|
| Long Beach - USA (Joseph et al., 1995) | 1936 | 1965 | 640 (P) 340 (I) | 3000 | 189,8 | | 800 | 148000 BOPD / 1969 | 46000 | | 40. | | 26 | 17 | 9 acres | 6400 | 0,81 | Até 1993 utilizava a injeção de água, já fez infill drilling e poços horizontais |
| Jordan - EUA (Holtz; Major, 1994) | 1937 | 1937 | | 218 | 59 | | 68 | | | | 1.1 | 20 | | 35 | | | 0,54 | Injeção de água em 1965. Em 1970 foi utilizado infill drilling. Em 1980 iniciou a injeção de vapor |
| 24Z Elk Hills - USA (Estremadoyro, 2001. Brown; Ezekwen, 1998) | 1946 | 1976 | 82 (P/I) | 113 | 4 | | 56 | 13000 BOPD / 1979 | 1000 - 2000 | | | 64 | 23 | | | | 0,93 | O declínio da produção foi acelerado a partir de 1994. Desde o início da produção foram utilizados injeção de água e gás, terminando esse processo em 1999. 50% do OOIP já foi produzido |
| Brent - Reino Unido (Schulte et al., 1993) | 1971 | 1976 | 85(P) 562 (I) | 3600 | 532 | 54% | 1450 | 416 Mb/d 1985/86 | 200000 | | | | | 39 | | 21000 | 0,73 | Já recuperou 74% das reserva iniciais |
| Minas - Indonésia (Rachmawati et al., 1997. Hidayat; Sumarna, 1997) | 1944 | 1952 | 998 | 9000 | 590 | 51% | 4000 | 410 Mb/d 1973 | 244200 | | | 400-10000 | 18-30 | 36 | 71 acres | 89946 | 0,87 | Utilizou em 1978 infilling. A partir de 1993 utilizou-se a injeção de vapor d'água |
| RG-14 COEF Reservatório do Campo Santa Rosa - Venezuela (Villalba et al., 1996) | 1947 | 1950 | 70 (T) 8 (P) 9 (I) | 192,1 | 14,8 | | 120 | 21000 STBD | 567 | 08 - 11 | | 150-300 | 15 | 52 | | 3500 | 0,89 | A injeção de gás teve início em 1955 |
| St. Joseph - Malásia (Walsh et al., 1996) | | 1982 | | 550 | 125 | 42% | 105 | | 28000 | 20 | | 24 | 18 | | | | 0,46 | Utiliza a depleção natural |
| Brae - Escócia (Wolodkiewicz, 1993. Jethwa et al., 2000. drummond et al., 2001) | 1977 | 1983 | 38 11(P) e 8(I) | | 10 | | 265 | 115000 BOPD-1986 | 6000 | | 0,3 | 130 | 11 | 33 | | 6000 | 0,96 | Injeção de água e gás desde 1984 e infill drilling |
| Jorang - Sumatra (Santoso et al., 2001) | 1972 | | 27 | | 104 | | 56 | 11000 BOPD/1984 | 3000 | | | | | | | | 0,35 | |
| Yakin - Indonésia (Kuntjoro, 1999) | 1976 | 1976 | 19 | | 20 | 31% | 33,9 | 13000 BOPD/1985 | 2900 | | 8 | 250-1300 | 25 | 21 | | | 0,63 | Injeção de água, Short Pile Structure (SPS) e poços horizontais. |
| Yibal - Oman (Koule; Verwey, 1997) | 1962 | 1970 | 438 | 3800 | 629 | 55% OOIP | 1461 | | 283042 | | 0,6 | 1-100 | | 40 | | 17297 | 0,70 | Injeção de água, infill drilling e poços horizontais. |
| Prudhoe Bay - USA (Szabo; Meyers, 1993) | 1968 | 1977 | 1115 (P) e (I) | 24000 | 4000 | 50% OOIP | 8000 | 1,5 MMstb/d 1988 | 1150000 | | | | | | 80 acres | | 0,67 | Prudhoe Bay é visto por muitos como um campo maduro de óleo em inevitável e irreversível declínio. Utiliza injeção de água |
| Ekofisk - Noruega (Cristian et al. 1993. Agarwal et al., 1999. Jensen et al., 2000) | 1969 | 1971 | 70 (P) e 37 (I) | 7000 | 180 | 38% OOIP | 2480 | 350.000 BOPD/1976 | 310.000 | | | 0,1-10 | 30-48 | | | 12000 | 0,93 | Utiliza a reinjeção de gás natural desde 1972 e iniciou a injeção de água em 1987 |
| Rima - Oman (Vanmkosen et al., 1993. Meyer et al. 1995) | 1969 | 1972 | 83 (P) | 1013 | 213 | 50% OOIP | 294 | | 88057 | | | | | 33 | | 4201 | 0,58 | Infill drilling e poços horizontais. |
| Trinity Shoal "N" Sand Reservoir - EUA (Norris; Reinhardt, 1995) | | 1986 | 7 (P) | 79 | 6 | | 25 | 11000 STB/D | 3200 | | | | | | | | 0,81 | |
| Reservatório Barrancas - Argentina (Vicente et al., 2001. Cavallaro et al., 2001) | | | | 314 | 10 | | 55,5 | | | | 6,5 | | | | | 5344 | 0,85 | A injeção de água tem sido utilizada por mais de 30 anos |
| Unidade Self - USA (Kelkar; Richmond, 1996. Asnul et al. 1995. Ahuja et al., 1994) | 1905 | 1906 | 82 | 13,1 | 0,63 | | 2,75 | 1000 BOPD | | | | | | | | 160 | 0,81 | Utilizou injeção de gás, água e re-drilling |
| Fife - Mar do Norte (Bush et al., 2001) | 1991 | 1995 | | 132,5 | 34 | | 37,4 | | 17500 - 2001 | | | | 24,5 | | | | 0,52 | A expectativa inial de vida do campo era de 4 anos |
| Montrose - Reino Unido (Andrews; Hennington, 1994. Bonnett, 1988) | 1971 | 1976 | | 232 | | | 83 | 37000 bopd 1979 | 5500 - 1994 | | | | | 40 | | | 1,00 | |
| Serang - Indonésia (Waryan et al., 2001) | | 1993 | 11 | 83,2 | 11,2 | | 39,8 | | 6500 - 2001 | | 0,4 | 300 | 28 | 39 | | 1000 | 0,78 | Produz a mais de 30 anos. Utiliza injeção de água a mais de 25 anos. 46 poço horizontais foram perfurados a partir de 1993 |
| Algyo - Hungria (Palasthy et al., 2000) | | 1970 | | 42 | 10,4 | | 7,2 | 7,5 MMBOPD - 1996 | | | | 05-20 | | | | | 0,41 | |
| Spraberry - EUA (Cheatwood; Guzman, 2002) | 1948 | | 20000 (T) 10000(P) | 10000 | 350 | | 850 | | | | | 0,1-0,5 | 12 - 14 | 35-40 | | 1600000 | 0,71 | Na década de 50 foi considerado o "maior campo de óleo antieconômico do mundo" por causa do rápido declínio devido ao sistema de fraturas do reservatório. Nos anos 60 - injeção de água. Nos anos 70 - programa de Infill Drilling |
| Chicontepec - México (Cheatwood; Guzman, 2002) | 1926 | 1940 | 932 | | 1000 | | 140 | 16000 BOPD - 1996 | 8000 | | | | | 50 | | 921946 | 0,12 | |
| El Furrial - Venezuela (Smith et al., 2001. Mengual; Rattia, 2000) | 1986 | | 117 (P) 43(I) | 6842 | 1870 | 41 | 1300 | | 450000 - 2001 | | | 100-1300 | 13 | 08-30 | | 20756 | 0,41 | Injeção de água em 1991 e injeção de gás em 1998 |
| Carpintería - EUA (Fleckenstan, 2000) | 1964 | 1965 | 50 | 521 | 25 | | 98 | 38000 BOPD - 1968 | 27000 - 2000 | | | | | | | | 0,80 | |
| Jackson - Austrália (Ogden, 1999) | 1982 | 1983 | 42 | 88 | 4,5 | | 34,8 | 18000 BOPD - 1987 | 1800 - 1998 | | 1,49 | 350 | 20 | 40 | 50 acres | | 0,89 | |
| Faz. Rio Branco - Brasil (Goulart, 2002) | | | 1 | 5,4 | 1,7 | 36 | 0,3 | | 80 - 2001 | | | | | 35 | | | 0,15 | |
| Faz. Santo Estevão - Brasil (Goulart, 2002) | | | 3 | 11 | 1,5 | 47 | 3,6 | | 157 - 2001 | | | | | 35 | | | 0,71 | |
| Santana - Brasil (Goulart, 2002) | | | 4 | 3,3 | 0,17 | 33 | 5,9 | | 87 - 2001 | | | | | 37 | | | 0,97 | |
| Saujepe - Brasil (Goulart, 2002) | | | 0 | 7,5 | 1,2 | 25 | 0,6 | | 0 | | | | | 34 | | | 0,33 | |
| South M. Kareen - Egito (Hughes; Ahmed; Raheem, 1997) | 1965 | | 124 | 1960 | 78,4 | 55 | 999,6 | | 550 - 1997 | | | | | | 30 acres | | 0,93 | |
| East Champion - Brunei (Fah et al., 1997) | | | | | | | | | | | | 10 a 2000 | 20 a 33 | | | | 0,70 | |
| Lower L. Member - Venezuela (Bryant; Herrom; Villarreal, 1996) | 1955 | 1956 | 28 (P) 37 (I) | 2000 | 289 | | 890 | 215000 BOPD 1959 | 215000 - 1992 | | | | | | | | 0,75 | Iniciou a injeção de gás em 1965 |
| Forties - Inglaterra (Jones et al., 1997) | 1970 | | | 4200 | 280 | | 2200 | | | | | | | | | | 0,89 | Programa de in-fill drilling começou em 1992 |
| South West Ampa - Brunei (Peacock; Ibrahim, 1997) | 1963 | 1964 | 404 | 2668 | 267 | 35 | 667 | | | | | 100 | 25 | | | | 0,71 | |
| Reservatório Bachaquero 02 - Venezuela (Villasmil et al., 2003) | | 1938 | | 2,8 | 0,4 | | 2,4 | | 67200 - 2003 | | | 1761 | 29,9 | 13-15 | | 127753 | 0,86 | |
| Reservatório LL-05 - Venezuela (Villasmil et al., 2003) | | 1938 | | 4,7 | 0,38 | | 2,42 | | 41200 - 2003 | | | 300 - 2000 | 31 | 25,7 | | 30146 | 0,86 | |
| Reservatório B-6-X.10 - Venezuela (Villasmil et al., 2003) | | | | 2,8 | 0,3 | | 1,1 | | 8900 - 2003 | | | 200 - 900 | 20 | 26,5 | | 18779 | 0,79 | |

Em vermelho - Np/Npt estimado através do gráfico de produção