

UNICAMP

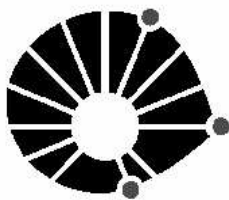
**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS**

Padronização do Fluxo de Informações sobre Avaliação de Descobertas de Recursos Petrolíferos no Contexto Brasileiro

Autor: **Henrique Rosa**

Orientador: **Prof. Dr. Saul Barisnik Suslick**

06/03



UNICAMP

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS**

Padronização do Fluxo de Informações sobre Avaliação de Descobertas de Recursos Petrolíferos no Contexto Brasileiro

Autor: **Henrique Rosa**

Orientador: **Prof. Dr. Saul B. Suslick**

Curso: Ciências e Engenharia de Petróleo

Dissertação de mestrado apresentada à Subcomissão de Pós-Graduação Interdisciplinar de Ciências e Engenharia de Petróleo (FEM e IG), como requisito para a obtenção do título de Mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo.

Campinas-São Paulo
Junho, 2003

Dedicatória:

Dedico este trabalho aos meus pais, Ari e Clotilde, pelo incentivo em todos os momentos da minha vida.

Agradecimentos

Este trabalho não poderia ser terminado sem a ajuda de diversas pessoas às quais expresso meus agradecimentos:

Ao meu orientador, Prof. Dr. Saul B. Suslick, o qual me mostrou os caminhos a serem seguidos.

Ao CEPETRO, pela bolsa de estudos fornecida.

À equipe do CEPETRO, pelo grande apoio em todas as etapas deste trabalho.

A ANP, pelo material cedido a esta pesquisa.

A todos os professores e colegas do DEP e do IG, que ajudaram de forma direta e indireta na conclusão deste trabalho.

Índice

Resumo	7
Palavras chave	7
Abstract	8
Key Words	8
Capítulo 1	9
Introdução	9
1.1 Estrutura da Dissertação	13
1.2 Objetivo	14
Capítulo 2	16
Regulação Internacional das Áreas de Exploração e Exploração de Petróleo.....	16
2.1 Introdução.....	16
2.2 Licenças de Exploração/Exploração de Petróleo no Reino Unido.....	17
2.2.1 Aspectos Gerais.....	17
2.2.2 Duração das Licenças no Reino Unido.....	18
2.3 Regulação da Exploração nos EUA.....	20
2.4 Avaliação Preliminar das Experiências nos EUA e no Reino Unido	21
Capítulo 3	24
Descobertas de Recursos Petrolíferos	24
3.1 Introdução.....	24
3.2 Caracterização de Descoberta de Recursos Petrolíferos.....	25
3.3 Planos de Avaliação de Descobertas	28
3.4 Conteúdo dos Planos de Avaliação de Descobertas	29
3.4 Incertezas Relacionadas às Descobertas de Recursos Petrolíferos	33
3.5 Análise do Conteúdo Informativo dos PADs	35
Capítulo 4.....	37
Análise das Informações Contidas nos Planos de Avaliação de Descobertas (PADs)	37
4.1 Introdução.....	37
4.2 Análise Experimental.....	38
4.2.1 Plano de Avaliação de Descoberta do 1-BRASIL-1.....	38
4.2.2 Plano de Avaliação de Descoberta do 1-BRASIL-2.....	40
4.2.3 Plano de Avaliação de Descoberta do 1-BRASIL-3.....	42
4.2.4 Plano de Avaliação de Descoberta do 1-BRASIL-4.....	44
4.2.5 Plano de Avaliação de Descoberta do 1-BRASIL-5.....	45
4.2.6 Plano de Avaliação de Descoberta do 1-BRASIL-6.....	46
4.2.7 Plano de Avaliação de Descoberta do 1-BRASIL-7.....	47
4.3 Avaliação Preliminar dos PADs amostrados na seção anterior	48
4.3.1 Visão Geral das Inconsistências Detectadas	48
4.3.2 Visão Detalhada das Inconsistências Detectadas.....	50
4.4 Identificação de Procedimentos Padronizáveis	55
Capítulo 5.....	58
Proposta de Padronização dos PADs	58

5.1 Proposta de Padronização Adotada.....	58
5.1.1 Detalhamento do Ambiente Regulatório	58
5.1.2 Descrição da Padronização.....	61
5.2 Programa Computacional	64
Capítulo 6.....	66
Conclusões.....	66
Capítulo 7.....	68
Referências Bibliográficas	68

Lista de Anexos

ANEXO 1	71
ANEXO 2	73
ANEXO 3	74
ANEXO 4	75
ANEXO 5	76
ANEXO 6	77
ANEXO 7	78

Lista de Figuras

Figura 1.1	Seqüência de atividades a serem realizadas pelos participantes do mercado de petróleo no Brasil.	10
Figura 1.2	Visão geral do mercado de petróleo antes e depois da edição da Lei do Petróleo (9478/97).	12
Figura 3.1	Descrição dos três tipos de informação contidas em um PAD.	35
Figura 4.1	Pontuação do item “Sumário Executivo”, referente aos PADs analisados.	52
Figura 4.2	Pontuação do item “Descrição da Descoberta”, referente aos PADs analisados.	52
Figura 4.3	Pontuação do item “Geologia e Reservatórios”, referente aos PADs analisados.	53
Figura 4.4	Pontuação do item “Programa de Avaliação”, referente aos PADs analisados.	53
Figura 4.5	Pontuação dos quatro itens mais importantes (Sumário Executivo, Descrição da Descoberta, Geologia e Reservatórios e Programa de Avaliação), referente aos PADs analisados.	54
Figura 5.1	Fluxograma mostrando as principais etapas documentais do processo exploratório regulado pela ANP.	59
Figura 5.2	Estrutura do modelo de padronização proposto neste estudo.	62
Figura 5.3	Esquema de funcionamento do Editor de PADs.	65

Lista deTabelas

Tabela 4.1	Impacto da ausência de padronização na elaboração dos diversos itens dos PADS..	49
Tabela 4.2	Valores numéricos (Pontos) atribuídos à legenda de cores da Tabela 4.1.	50
Tabela 4.3	Pontuações contabilizadas nos documentos analisados.	51

Lista de Anexos

Anexo 1	Planilha eletrônica do “Sumário Executivo”, referente ao item 4.1.1 da Portaria ANP nº 259 de 2000.	67
Anexo 2	Planilha eletrônica do “Sumário Executivo”, referente ao item 4.1.1 da Portaria ANP nº 259 de 2000.	69
Anexo 3	Planilha eletrônica do “Geologia e Reservatório”, referente ao item 4.1.3 da Portaria ANP nº 259 de 2000.	70
Anexo 4	Planilha eletrônica do “Programa de Avaliação”, referente ao item 4.1.4 da Portaria ANP nº 259 de 2000.	71
Anexo 5	Planilha eletrônica do “Segurança e Meio Ambiente”, referente ao item 4.1.1 da Portaria ANP nº 259 de 2000.	72
Anexo 6	Planilha eletrônica do “Projeto de Interpretação”, referente ao item 5 da Portaria ANP nº 259 de 2000.	73
Anexo 7	Portaria ANP nº 259, de 5 de dezembro de 2000.	74

Siglas e Abreviaturas

ANP	Agência Nacional do Petróleo
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
CFR	Code of Federal Regulation
DTI	Department of Trade and Industry
Exploração	Atividade de extrair petróleo da sub-superfície
E&P	Exploração e Produção
HC(s)	Hidrocarboneto(s)
Lei do Petróleo	Lei 9478 de 6 de Agosto de 1997
MMS	Mineral Management Service
OCSLA	Outer Continental Shelf Lands Act
Offshore	Em mar, marítimo(a).
PAD(s)	Plano(s) de Avaliação de Descobertas
Plays	Unidades exploratórias
Poços Firmes	Poços que serão perfurados incondicionalmente
Poços Contingentes	Poços que serão perfurados segundo condições de contingência
USC	United States Code
Upstream	Atividades à montante da cadeia da indústria do petróleo

Resumo

ROSA, Henrique. *Padronização do Fluxo de Informações sobre Avaliação de Descobertas de Recursos Petrolíferos no Contexto Brasileiro*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas, 2003. 82 p. Dissertação (Mestrado)

Neste trabalho é abordada a criação de uma proposta de padronização do fluxo de informações existente entre a Agência Nacional do Petróleo (ANP), órgão responsável pela regulação e fiscalização da indústria do petróleo, e as empresas concessionárias que exercem atividades de prospecção de petróleo em território brasileiro, perante a descoberta de recursos petrolíferos dentro das suas áreas de concessão.

O método empregado envolveu a análise de uma amostra com sete Planos de Avaliação de Descobertas elaborados por empresas que operam em blocos exploratórios no Brasil, dentro do contexto regulatório introduzido pela Lei do Petróleo. Através da análise dos documentos acima mencionados, foi possível identificar e apontar os problemas oriundos da falta de padronização e, conseqüentemente, elaborar o modelo de padronização que será apresentado neste estudo.

Como base para a criação do modelo proposto, utilizou-se a Portaria ANP nº 259 de 2000, a qual aprova o regulamento técnico do plano de avaliação de descobertas de petróleo e/ou gás natural.

Os resultados obtidos através desse estudo possibilitaram a criação de um modelo de elaboração de Planos de Avaliação de Descobertas, o qual proporciona as vantagens oriundas da padronização. Dentre essas vantagens, destaca-se a maior facilidade de análise do conteúdo informativo desses documentos e a garantia de uma melhor monitoração das descobertas, tanto pelo agente regulador quanto pelo concessionário.

Palavras chave

-Avaliação de Descobertas de Óleo e Gás, Padronização da Informação, Estratégia Exploratória, Petróleo.

Abstract

ROSA, Henrique. *Standardization of the Flow of Information on the Assessment of Discoveries of Oil and Gas Resources in the Brazilian Context*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas, 2003. 82 p. Dissertação (Mestrado)

In this work emphasis was given to the elaboration of a standardization model for the existing flow of information among the Brazilian regulator office of the petroleum industry (ANP) and the concessionary companies which run activities of petroleum exploration in the Brazilian sedimentary basins in case of the discovery of any potentially commercial hydrocarbon resources inside their concession areas.

The method involved the analysis of a group of seven Plans of Assessment of Discoveries, elaborated by companies that operate in exploratory blocks in Brazil, in the regulatory context introduced by the Law 9478.

The analysis of the documents mentioned above made it possible to identify and to target the problems originated from lack of standardization, and consequently develop the standardization model that will be presented in this study.

The Act ANP 259 2000, which approves the technical regulation of the Plan of Assessment of Discoveries of Petroleum and Natural Gas, was used as a basis for the elaboration of the proposed model.

The results obtained through this study facilitated the creation of a model of elaboration of Plans of Assessment of Discoveries, which provides the advantages generated from the standardization procedures.

Key Words

-Assessment of Oil&Gas Discoveries, Standardization of Information, Exploratory Strategy, Petroleum.

Capítulo 1

Introdução

A partir da edição da Lei do Petróleo, o Brasil passou a fazer parte do roteiro de investimentos das empresas petrolíferas internacionais, as quais passaram a ter os mesmos direitos da Petrobras e das corporações nacionais, no que se refere às atividades de prospecção de recursos petrolíferos em subsolo brasileiro. Dessa forma, a partir da edição da Lei do Petróleo, oficializou-se no Brasil a flexibilização do monopólio do petróleo e do gás natural. Houve a criação do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e da Agência Nacional do Petróleo (ANP), sendo o primeiro, responsável pela coordenação da política energética nacional e o último, por promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo, de acordo com o estabelecido na legislação, nas diretrizes emanadas do Conselho Nacional de Política Energética e em conformidade com os interesses do País.

Através da edição de um pacote regulatório, a ANP traçou os caminhos a serem seguidos pelo investidor que pretende operar no mercado de hidrocarbonetos no Brasil, tanto à montante quanto à jusante, em termos dos quesitos legais a serem atendidos para a aquisição de áreas ou blocos exploratórios.

Dentro de um contexto focado para a atividade de exploração de petróleo e gás natural, o investidor interessado em prospectar hidrocarbonetos no Brasil deve participar de uma rodada pública de licitação, promovida anualmente pela ANP. A Figura 1.1 mostra as etapas a serem seguidas, desde o processo de licitação de blocos até a avaliação de uma descoberta de hidrocarbonetos.

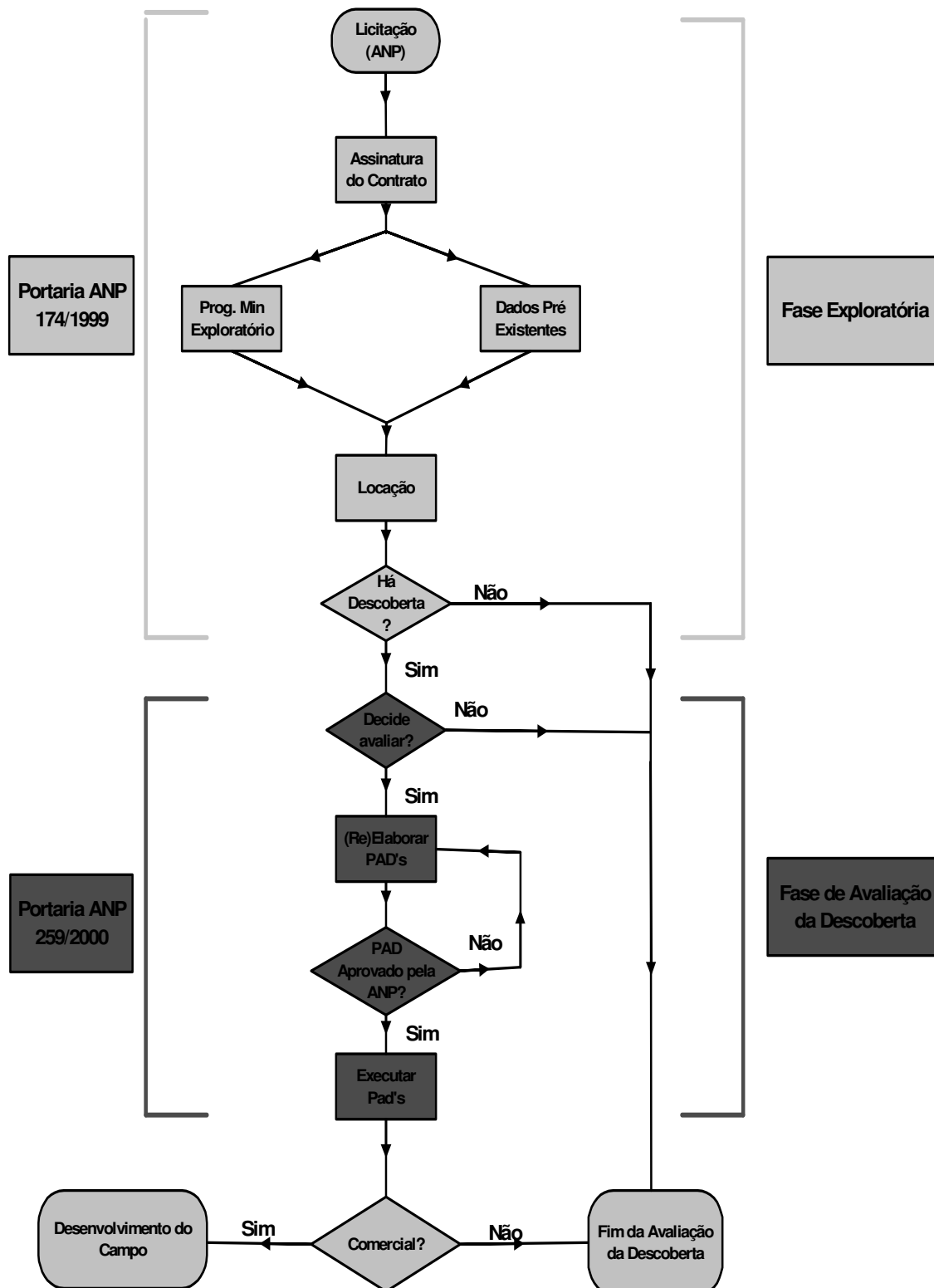


Figura 1.1 - Sequência de atividades a serem realizadas pelos participantes do mercado de petróleo no Brasil.

Na Figura 1.1, a trajetória do fluxograma representada pela cor verde mostra o caminho que deverá ser seguido pelo operador concessionário perante a descoberta de algum tipo de hidrocarboneto dentro da sua área de concessão. Nesta fase, o operador deverá tomar um primeiro nível de decisão, baseando-se nos dados levantados pelo poço descobridor, no sentido de prosseguir ou não com a avaliação da descoberta recém detectada. Como mostra o fluxograma da Figura 1.1, esta etapa do processo é regulada pela Portaria ANP nº 259 de 2000, a qual visa avaliar e aprovar o Plano de Avaliação de Descobertas de Petróleo e/ou Gás Natural, elaborado pelo concessionário para aquela descoberta.

Segundo a Portaria ANP nº 259 de 2000, o concessionário que decide avaliar uma descoberta realizada dentro da sua área de concessão, deverá encaminhar a ANP, no prazo estabelecido no Contrato de Concessão, o respectivo “Plano de Avaliação de Descobertas de Petróleo e/ou Gás Natural”. Este plano deverá apresentar a ANP uma proposta de avaliação da descoberta, cujas intervenções propostas (perfuração de poços firmes e contingente, aquisição e/ou reprocessamento sísmico, testes de formação, etc) deverão ser justificadas em detalhes ao regulador, para que este possa avaliar a coerência do plano e aprová-lo, caso o mesmo esteja em conformidade com as melhores práticas da indústria.

Através da análise do histórico exploratório brasileiro anterior à instituição da Lei do Petróleo, observa-se que a maior parte dos processos decisórios para a análise de riscos de prospectos exploratórios/explotatórios levou em conta critérios essencialmente geológicos e as tendências gerais de preço do petróleo. Isto se justifica pela existência de um cenário de monopólio, responsável pela falta de competitividade no setor. Além disso, a ausência de outros agentes nesse ramo industrial garantia maior disponibilidade de prospectos de óleo e gás mais atrativos em termos de perspectivas exploratórias, fato que corroborou para a adoção de metodologias mais simples nas tomadas de decisões frente aos projetos até então executados.

Entretanto, a mudança de cenário instituída pela Lei do Petróleo e a conseqüente instauração do arcabouço regulatório mencionado anteriormente, o qual permitiu a inclusão de novos agentes na cadeia da indústria e a entrada da competição no setor de petróleo,

foram responsáveis pelo aumento do fluxo de informações e procedimentos existente entre operadores de concessões petrolíferas e o órgão regulador do mercado de petróleo e gás natural. Uma outra característica resultante das mudanças mencionadas anteriormente refere-se ao aumento da complexidade dos processos decisórios frente às possibilidades de investimentos existentes no ramo petrolífero no Brasil.

A Figura 1.2 resume os principais eventos ocorridos no país anteriormente e após a instituição da Lei do Petróleo.

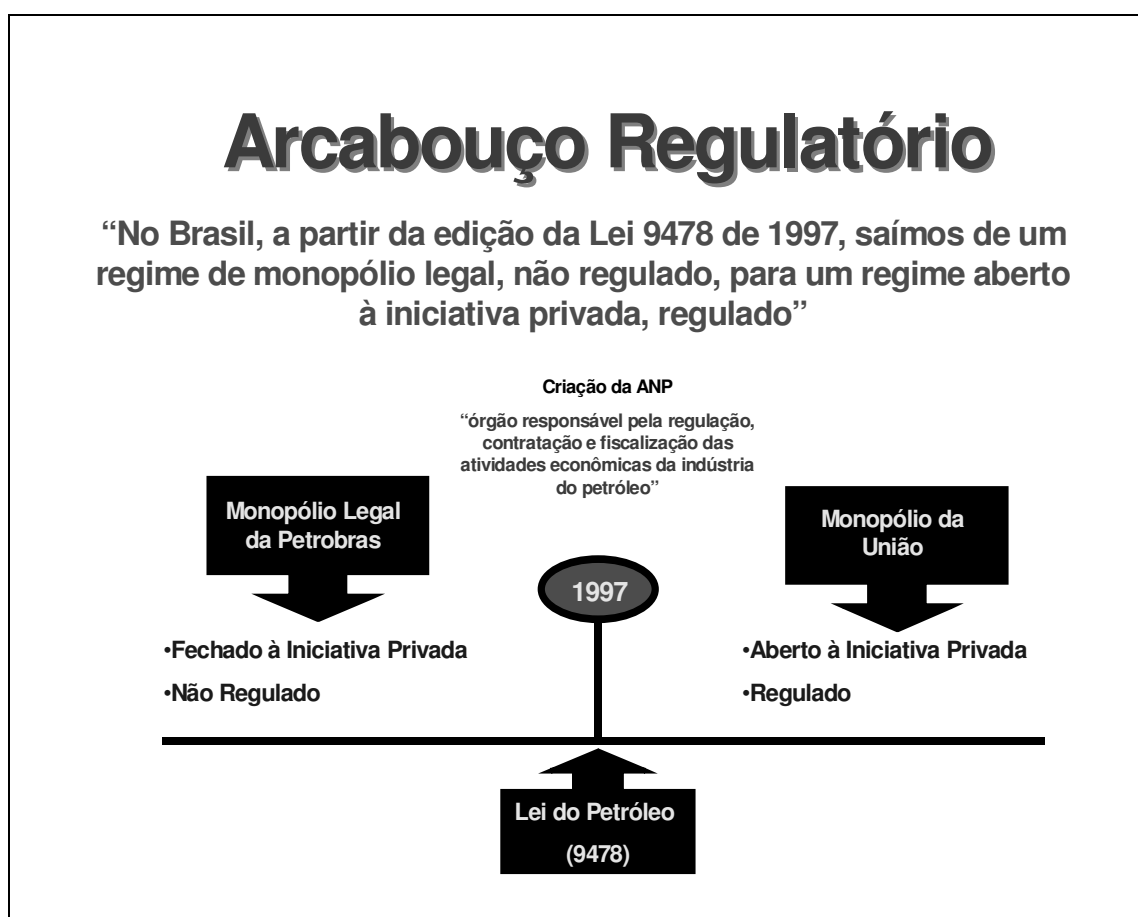


Figura 1.2 – Visão geral do mercado de petróleo antes e depois da edição da Lei do Petróleo (9478/97).

A partir desse novo cenário, surge a necessidade de se implementar uma linguagem padronizada, a ser aplicada ao fluxo de informações existente entre o órgão regulador do

mercado petrolífero e seus operadores concessionários, com o objetivo de se estabelecer uma base de informações completa e em conformidade com o arcabouço regulatório estabelecido a partir da implementação da Lei do Petróleo.

No âmbito das descobertas de hidrocarbonetos, surge a necessidade de se utilizar metodologias mais abrangentes, visando a redução das incertezas e a melhoria da eficácia das avaliações de prospectos de petróleo e/ou gás natural.

Motivados pelo histórico acima exposto, neste trabalho propõe-se um método de padronização do fluxo de informações sobre descobertas de hidrocarbonetos, o qual deverá agregar novos aspectos ao processo de análise qualitativa dos Planos de Avaliação de Descobertas de Recursos Petrolíferos.

1.1 Estrutura da Dissertação

No Capítulo 2 deste estudo foram resumidos os principais aspectos dos arcabouços regulatórios vigentes no Reino Unido, nos Estados Unidos da América e no Alaska. O objetivo dessa discussão é estabelecer uma base informativa para que o leitor possa conhecer sobre os procedimentos regulatórios vigentes em outros países produtores de petróleo, perante a descoberta de algum recurso petrolífero potencialmente comercial.

No Capítulo 3, discorre-se sobre os Planos de Avaliação de Descobertas, seus objetivos e a regulamentação que estabelece o formato e o conteúdo desses documentos. Além disso, realiza-se uma análise do conteúdo dos PADs e do tipo de informação neles contidas.

No Capítulo 4, comenta-se sobre a análise experimental realizada com uma amostragem de sete PADs, elaborados por empresas que operam no mercado de exploração de hidrocarbonetos no Brasil. O objetivo dessa análise concentra-se em apontar os eventuais problemas contidos nos PADs elaborados até o presente momento, e a relação direta entre

esses problemas e a inexistência de padronização no fluxo de informações entre concessionários de blocos exploratórios e o órgão regulador.

No Capítulo 5, apresenta-se uma proposta de padronização do fluxo de informações relacionado ao ambiente regulatório que rege os PADs, através das conclusões obtidas nas discussões realizadas nos Capítulos 3 e 4.

E finalmente, o Capítulo 6 relaciona as conclusões obtidas a partir do modelo de padronização proposto neste estudo e dos resultados obtidos na análise experimental, apresentada no Capítulo 4.

1.2 Objetivo

O objetivo do método proposto neste estudo concentra-se em dois pontos básicos:

- 1) Em relação ao órgão regulador, o método objetiva facilitar o processo de análise e aprovação dos PADs pelo corpo técnico da ANP, no sentido de padronizar os documentos e garantir que o conteúdo e o formato dos mesmos esteja de acordo com a regulação vigente (Portaria ANP nº 259 de 2000) - (Anexo 7).
- 2) Com relação ao concessionário, o método objetiva racionalizar a geração de informações sobre descobertas, no sentido de direcionar as empresas para concentrarem-se na geração do conteúdo informativo exigido pelo órgão regulador, evitando a elaboração de documentos incompletos e desorganizados e conseqüentemente, poupando tempo no exercício desta atividade regulatória e agregando qualidade ao processo exploratório.

Como base para atingir os objetivos acima mencionados, pretende-se realizar um estudo que abrange o conteúdo regulatório conseqüente da edição da Lei nº do Petróleo, referente às descobertas de hidrocarbonetos e os procedimentos técnicos atuais, realizados pelas empresas petrolíferas para avaliar suas descobertas.

Como resultado deste estudo, pretende-se propor um método o qual deverá fornecer subsídios para a criação de uma rotina computacional, visando a padronização dos PADs.

Capítulo 2

Regulação Internacional das Áreas de Exploração e Exploração de Petróleo

2.1 Introdução

A experiência internacional é uma componente de grande importância na indústria do petróleo e do gás natural no Brasil em decorrência do período recente da introdução do marco regulatório no país. Dentro desta perspectiva, neste item foram incluídas algumas experiências desenvolvidas no exterior no caso de descobertas de óleo e gás.

Apesar das grandes diferenças existentes entre os sistemas regulatórios (contrato de concessão, autorizações, partilha de produção, etc.), observa-se que a maioria dos países adota procedimentos muito distintos na monitoração das descobertas. Alguns tipos de regulação são bastante liberais, entendendo que a qualidade e o uso correto dos mais modernos procedimentos são atribuições dos concessionários, pois são elementos usuais da redução do risco exploratório. Neste sentido, o órgão regulador discute diretamente com o concessionário os diversos tipos de PADs, sem imposição de normas específicas. Do outro lado do espectro regulatório estão os sistemas de monitoração das descobertas do tipo comando e controle, semelhantes aos utilizados pela legislação brasileira.

Um aspecto relevante observado durante este levantamento é a dificuldade de obtenção de informações específicas sobre avaliação da descoberta nos diversos sistemas regulatórios dos países pesquisados. Por outro lado, observa-se a existência de regulamentação mais

rigorosa e detalhada no conjunto de procedimentos que devem ser adotados na minimização de impactos ambientais e na prevenção de acidentes durante os trabalhos executados nos poços exploratórios. A seguir será apresentada uma pequena síntese acerca do arcabouço regulatório aplicado no Reino Unido e nos EUA.

2.2 Licenças de Exploração/Exploração de Petróleo no Reino Unido

2.2.1 Aspectos Gerais

A regulação das áreas de exploração e exploração de petróleo no Reino Unido é realizada pelo “Department of Trade and Industry – DTI, através do ato denominado “The Petroleum Act 1998”. Tal ato relaciona todo o arcabouço legal sobre os recursos petrolíferos existentes em território britânico. Segundo este ato, somente o Governo, representado pela “Secretaria de Estado para a Indústria e Comércio”, pode outorgar licenças para pesquisa, perfuração de poços e extração de hidrocarbonetos em território britânico.

As licenças concedidas cedem direitos de exploração e exploração de petróleo em áreas previamente delimitadas, por períodos pré-determinados. As licenças emitidas seguem um formato padrão. Porém, o DTI mostra-se flexível no sentido de adaptar os contratos padronizados aos diferentes cenários que porventura possam surgir no mercado de petróleo.

A emissão das licenças é feita de maneira discreta e sigilosa pela “Secretaria de Estado para a Indústria e Comércio”, a qual também fica responsável pela monitoração da atividade extrativa, no sentido de garantir que os recursos minerais sejam explorados segundo as melhores práticas da indústria. Além disso, as questões ligadas à proteção do meio ambiente e aos interesses de outras atividades realizadas em ambiente marítimo (a pesca,

por exemplo) também são levadas em conta pelo DTI no processo de outorga das licenças para a atividade exploratória/explotatória em território britânico.

Durante a análise das informações contidas na página do DTI na *internet*, não se observou qualquer orientação sobre os procedimentos que devem ser tomados perante a realização de descobertas por poços pioneiros nas áreas licenciadas pela Secretaria de Estado para a Indústria e Comércio do Reino Unido. Houve apenas, como mencionado anteriormente, a preocupação com as questões ambientais e com os interesses dos outros setores que exploram os recursos do mar.

A jurisdição do DTI em termos de regulação compreende as áreas de todos os países pertencentes ao Reino Unido, incluindo suas plataformas continentais.

Com relação ao aluguel de área, este é cobrado anualmente de cada uma das áreas licenciadas. Os aluguéis são cobrados na data de aniversário de emissão da licença da área. Estes são cobrados aplicando-se uma taxa de reajuste crescente e sobre cada km² da área de cobertura pré-estabelecida na licença, na data de cobrança. A aplicação de aluguel sobre as áreas de exploração e exploração de petróleo apresenta dois objetivos principais:

- a) Estimular os Licenciados a devolverem as áreas que estes não querem mais operar, a fim de liberá-las para outros interessados;
- b) Obrigá-los a concentrarem suas atividades nas áreas que eles realmente decidiram manter.

2.2.2 Duração das Licenças no Reino Unido

As Licenças de Exploração e Produção de Petróleo são válidas para uma seqüência de períodos denominados Termos. Estes Termos caracterizam cada etapa do processo referente a uma descoberta comercial de hidrocarboneto, ou seja, o primeiro Termo refere-

se à fase de exploração, o segundo, à fase de avaliação e desenvolvimento e o terceiro, à fase de produção. As Licenças expiram automaticamente no final de cada Termo, a menos que o Licenciado obtenha progresso o suficiente para iniciar o próximo Termo. O primeiro Termo, como mencionado anteriormente, refere-se a um período de exploração e geralmente dura seis anos. Para o segundo Termo, referente à fase de avaliação e desenvolvimento, normalmente a duração é de quatro anos, podendo ser estendida conforme acordo entre as partes. O Terceiro Termo, referente à fase de produção do campo, apresenta duração de cerca 18 anos para campos marítimos. Na fonte consultada, não houve menção com relação à duração dos Termos para campos localizados em terra.

O Termo Inicial deverá conter um Programa Mínimo Exploratório o qual é acordado entre as partes (DTI e Licenciado) durante o início das negociações. Dessa forma, o Termo Inicial só será considerado concluído ao final do cumprimento do Programa Mínimo Exploratório. Nesta etapa, o Licenciado também deverá desistir de uma parte da área licenciada.

A licença referente ao Segundo Termo (fase de avaliação e desenvolvimento) expira-se automaticamente, ao término do processo de avaliação da descoberta, a menos que seja aprovado um Plano de Desenvolvimento para a área em questão, após a declaração de comercialidade da descoberta e o delineamento da área na qual o Autorizado pretende operar. Esta licença para desenvolvimento do campo deverá também ser concedida pela Secretaria de Estado para a Indústria e Comércio do Reino Unido. O Terceiro Termo, referente à fase de produção do campo, como citado anteriormente, apresenta duração de cerca de 18 anos para campos marítimos, sem menção para a duração dos mesmos em campos terrestres. A Secretaria de Estado tem o poder de estender este período se a produção continuar a acontecer em níveis comerciais. Porém, o DTI reserva o direito de recalcular os tributos que incidem sobre o campo, especialmente aqueles que dizem respeito à área reservada para aquela licença e ao aluguel que incide sobre esta área.

2.3 Regulação da Exploração nos EUA

Conforme o regulamento estabelecido pelas diretrizes “OCSLA (43 U.S.C. 1340) e 30 CFR 250.203”, um Plano de Exploração (PE) e as informações que o subsidiam devem ser submetidos à aprovação do “Mineral Management Service” – MMS, do Departamento do Interior dos EUA, anteriormente ao início dos trabalhos de exploração nas áreas de concessão. O PE deve descrever em detalhes todas as atividades de exploração planejadas pelo operador para uma área específica. O relato deve incluir a duração das atividades, as informações sobre as embarcações destinadas para as operações de perfuração de poços, a localização precisa de cada poço e outras informações consideradas relevantes.

Os planos de Exploração podem sofrer alterações após a aprovação pelo MMS. Esses planos alterados podem ser incluídos em três categorias:

- a) Planos Revisados: são aqueles que propõem alterações em planos previamente aprovados. Essas alterações relacionam-se a mudanças no tipo de unidade de perfuração, a mudanças no ponto da locação ou ainda a mudanças na infra estrutura de apoio em terra;
- b) Planos Suplementares: são planos que propõem atividades extras as quais necessitam de autorização, em planos previamente aprovados;
- c) Planos Retificados: são aqueles que sofreram qualquer tipo de alteração e estão aguardando para serem aprovados.

Cada um destes tipos de planos, descritos anteriormente, deve conter somente a informação relacionada ou afetada pela revisão proposta. Os relatórios ambientais não são considerados parte dos planos com o objetivo de se eliminar a duplicação de informações, já que as informações ambientais devem ser requeridas e submetida à aprovação em outra etapa do processo.

O MMS poderá, a qualquer momento, requerer a modificação de um plano ou solicitar informações extras sobre o plano, baseando-se na hipótese de insuficiência ou de falta de qualidade das informações apresentadas pelo operador no plano analisado.

O conteúdo informativo apresentado pelo plano deverá incluir uma análise dos possíveis impactos que poderão ocorrer, tanto em áreas terrestres quanto nas áreas marítimas, como consequência da implementação do mesmo.

Os Planos Exploratórios devem também ser submetidos às aprovações dos Estados, obedecendo a seus arcabouços regulatórios. Os Estados terão um período de seis a nove meses para solicitar as modificações necessárias e aprovar o plano.

Após todas as rotinas de análise por parte do MMS e dos Estados, os planos podem ser aprovados e executados ou reprovados e sujeitos a revisão.

As fontes levantadas não apresentam qualquer menção sobre procedimentos referentes a avaliação de descobertas de hidrocarbonetos nas áreas de atuação dos Planos Exploratórios. O que se observa é uma preocupação com a descrição das atividades a serem desenvolvidas na fase exploratória e um outro pacote de procedimentos a serem fiscalizados na fase de desenvolvimento e produção dos campos.

2.4 Avaliação Preliminar das Experiências nos EUA e no Reino Unido

A análise superficial do arcabouço regulatório que rege as atividades à montante (*upstream*) na Grã Bretanha mostra que existem algumas semelhanças com a legislação brasileira, principalmente no que se refere à caracterização das fases que constituem a dinâmica do processo exploratório no Brasil. Uma comparação rápida entre seus conteúdos nos faz

entender a semelhança com relação aos prazos e programas contidos em cada uma das fases do processo contratual estabelecido entre agentes de mercado e governo.

A grande diferença entre os processos se estabelece no fato de que no Reino Unido, as licenças fundamentam-se em Autorizações de Operação, enquanto que no Brasil, estas se constituem em Concessões. Nesse sentido, vale lembrar que as concessões atribuem maior poder de fiscalização ao regulador, enquanto que as Autorizações de Operação geralmente fortalecem o operador da área licenciada.

Dessa forma, entende-se o motivo da não existência de uma etapa de aprovação para os Planos de Avaliação de Descobertas de Petróleo e/ou Gás Natural na Grã Bretanha, já que o regime de Autorização de Operação não abre espaço para este tipo de intervenção. Conseqüentemente, as ações regulatórias se focam nas questões ambientais e nos interesses de outras indústrias que exploram o oceano, sem estabelecer controle no caráter técnico e geológico das avaliações das descobertas.

Nos EUA, as agências no Alasca também regulamentam separadamente cada passo na aprovação de um projeto de óleo e gás na região, principalmente em decorrência da atuação em áreas ambientalmente sensíveis. Segundo duas empresas com experiência na aprovação de projetos deste tipo no Alasca (*Phillips Alaska, Inc. (PAI)* e *ARCO Alaska, Inc.*), as etapas de aprovação são as seguintes:

- Avaliação inicial da área;
- Coleta de dados;
- Autorização para a concessão da área;
- Revisão da continuidade costeira;
- Prestação de informações adicionais requeridas pelas Agências Reguladoras;
- Revisão do esboço da concessão;
- Negociação das condições para a concessão;
- Autorização final da concessão da área.

Como pôde ser observado anteriormente, as regulamentações se concentram mais na área ambiental (inclusive em projetos em áreas marítimas), não havendo menção de procedimentos para a avaliação de descobertas.

Isto talvez possa ser explicado pelo fato de que, nos EUA e no Mar do Norte, as bacias sedimentares têm sido estudadas e exploradas há décadas. Assim, o conhecimento pelos organismos reguladores e pelas empresas sobre o arcabouço geológico e as características do meio físico é mais extenso e completo. Em função deste nível de conhecimento, torna-se desnecessário um maior detalhamento dos procedimentos para a avaliação de descobertas, não necessitando orientação ou regulamentação específica.

No Brasil, a grande extensão e o conhecimento fragmentado das bacias petrolíferas, bem como a complexidade geológica que caracteriza a grande maioria dos campos produtores brasileiros (por exemplo: reservatórios turbidíticos, que são extremamente complexos e heterogêneos) demandam um tipo mais complexo de regulação.

Capítulo 3

Descobertas de Recursos Petrolíferos

3.1 Introdução

As acumulações de petróleo representam evidências concretas da existência de um sistema petrolífero eficiente nas bacias onde estas ocorrem. Nesse sentido, a descoberta de uma acumulação de petróleo representa a confirmação das hipóteses levantadas na fase exploratória de um projeto, as quais deram origem à locação do poço pioneiro que a descobriu.

Na fase exploratória que antecede uma descoberta, todos os passos da pesquisa devem ser direcionados para a detecção de indicadores em nível de bacia, os quais auxiliam o exploracionista a identificar áreas com maior favorabilidade de ocorrência de acumulações petrolíferas.

Para tanto, a base de dados a ser utilizada nessa fase deverá ser focada no levantamento dos elementos que identificam a existência de um ou de vários sistemas petrolíferos (rochas geradora, selantes, reservatórios, etc), para que a indicação de uma possível locação possa ter sustentação científica no modelo proposto. A competência desse modelo deverá ser comprovada quando da descoberta de uma ou de diversas acumulações de hidrocarbonetos, realizadas na área estudada.

Por conseguinte, na fase que procede a uma descoberta de petróleo e/ou gás natural, a atenção do pesquisador deve voltar-se para a avaliação da viabilidade econômica da mesma. Nesta fase, o foco da pesquisa deve direcionar-se para os indicadores utilizados

para aferir o volume de óleo *in situ* e o respectivo volume recuperável da jazida, assim como os parâmetros quantitativos e qualitativos de reservatório, sendo que o resultado dessa avaliação fornecerá os subsídios para uma decisão sobre a comercialidade da descoberta que está sendo analisada.

3.2 Caracterização de Descoberta de Recursos Petrolíferos

Na indústria do petróleo, a descoberta de um recurso petrolífero pode, geralmente, ser caracterizada por um conjunto de duas ou mais ocorrências entre as citadas abaixo:

1) Indícios de hidrocarbonetos em amostras de calha, em testemunhos, em amostras laterais e/ou em detector de gás.

- As amostras de calha são fragmentos de rocha cortados pela broca e trazidos à superfície pelo fluido de perfuração. Sua análise permite o reconhecimento dos diferentes tipos litológicos atravessados em um poço, do conteúdo fossilífero, do potencial gerador e da existência de indícios de hidrocarbonetos. (Manual de Subsuperfície, Petrobras DEPEX, 1984)

- Os testemunhos são cilindros de rocha, cortados a partir de uma ferramenta denominada barrilete, a qual é acoplada na coluna de perfuração, em substituição à broca. Pelo fato de serem amostras obtidas em profundidade real, os testemunhos apresentam grande vantagem sobre os demais tipos de amostragem. Através da análise em laboratório, obtêm-se, informações sobre os tipos litológicos, os indícios de hidrocarbonetos, as estruturas sedimentares das rochas, o ambiente deposicional, a petrofísica, a diagênese, o conteúdo fossilífero, as características geoquímicas, entre outras. (Manual de Subsuperfície, Petrobras DEPEX, 1984)

- A amostragem lateral é um recurso normalmente utilizado quando, após a perfilagem de um poço, permanecem dúvidas quanto ao tipo litológico ou a presença de hidrocarbonetos em determinado intervalo do poço. O processo consiste em obter-se, por meio de um canhão de amostragem, descido através do cabo de perfilagem, pequenas amostras de rocha da parede do poço, em suas profundidades exatas de ocorrência. (Manual de Subsuperfície, Petrobras DEPEX, 1984)

2) Indicação de petróleo/gás em perfis do tipo MWD/LWD ou em perfis convencionais.

- Os perfis do tipo MWD/LWD são perfis que efetuam medições durante a perfuração. As ferramentas que geram estes perfis são acopladas na coluna de perfuração e realizam medições contínuas, enquanto a broca segue cortando a formação rochosa. As medições realizadas incluem a resistividade, a densidade, a porosidade neutrônica, entre outras. Através dessas medições durante a perfuração, torna-se possível detectar uma ocorrência de hidrocarbonetos em tempo real. Normalmente, ao término da perfuração do poço, será a perfilagem a cabo, através de ferramentas tradicionais, para que se confirmem os parâmetros levantados pelas ferramentas de medição durante a perfuração. De qualquer forma, estas ferramentas possibilitam o levantamento de informações sobre o tipo litológico e sobre os possíveis indícios de hidrocarbonetos associados à formação.

- Os perfis convencionais são obtidos através de operações denominadas perfilagens a cabo. A diferença em relação ao método anterior consiste no momento da execução das medições, visto que a perfilagem a cabo é realizada após uma etapa de perfuração, sendo necessária a retirada da coluna de perfuração para que se possa efetuar esta operação. A corrida dos perfis em poços de petróleo, cujos princípios são, basicamente, elétricos, radioativos e sônicos, visa obter informações de natureza geológica e verificar a capacidade de produção de hidrocarbonetos em determinados intervalos dos poços. (Scuta, 1984)

3) Recuperação de petróleo e/ou gás livre em testes de formação (por tubulação ou cabo).

- Os testes de formação por tubulação, que podem ser realizados em poço aberto ou em poço revestido, são operações que envolvem o isolamento de um intervalo do poço, o qual demonstrou ser portador de algum tipo de hidrocarboneto, através de indícios por amostras de calha, por detector de gás, por testemunhos ou mesmo por perfilagem ou por teste de formação a cabo. Através de ferramental (colunas testadoras) adequado para cada uma das possíveis situações de teste (poço aberto ou poço revestido), efetua-se o isolamento do intervalo a ser testado e comunica-se o mesmo à pressão de superfície, com o objetivo de viabilizar a produção dos fluidos (água, óleo ou gás) que possam estar associados à formação naquele intervalo testado. Muitas precauções são tomadas no sentido de se evitar possíveis acidentes oriundos do diferencial de pressão do fluido em condições de subsuperfície e em superfície. No geral, os testes de formação possibilitam a obtenção das seguintes informações: Tipo de fluido contido no intervalo; Vazão de fluidos; Pressões de fluxo e estática; Permeabilidade efetiva e a existência ou não de depleção, dano, sobrecarga ou barreiras de permeabilidade. Porém, no tocante às descobertas, os testes de formação permitem a investigação direta do fluido presente no intervalo testado, possibilitando, por exemplo, a caracterização da ocorrência de hidrocarbonetos como sendo uma descoberta potencialmente comercial ou não. (Manual de Subsuperfície, Petrobras DEPEX, 1984)

- Os testes de formação a cabo são operações realizadas em poço aberto, através de uma ferramenta que se posiciona na parede do poço, em frente ao ponto a ser testado. Através desta ferramenta é possível obter amostragens do fluido presente na formação e também a medida de pressões estáticas em diversas profundidades do intervalo de interesse, o qual está sendo sujeito ao teste de formação à cabo. (Manual de Subsuperfície, Petrobras DEPEX, 1984)

4) Presença de petróleo e/ou gás na superfície quando perfurando em condições de fluido de perfuração desbalanceado ou quando em ameaça de erupção (*kick*).

Durante o processo de perfuração, sabe-se que uma das mais importantes dentre as várias funções do fluido de perfuração é a retenção dos fluidos das formações (água, óleo e gás)

em seus lugares de originais, evitando que os mesmos fluam no interior do poço. Porém, ao se atravessar uma zona de pressão estática anômala (acima da esperada), pode acontecer de que ocorra a produção de algum fluido da formação para o poço. No caso da produção de óleo ou água, estes serão detectados pelo químico responsável pela manutenção do fluido de perfuração. No caso da produção de gás (incorporação no fluido de perfuração), esta será percebida pelo detector de gás. A presença de petróleo e/ou gás indica a ocorrência de uma possível acumulação de hidrocarboneto, a qual pode vir a ser classificada como uma descoberta.

A ameaça de erupção (*kick*) é caracterizada pelo aumento observável do volume de fluido de perfuração nos tanques da sonda, devido à produção de algum fluido da formação (água, óleo ou gás) para o poço. Este processo deve ser estancado (através do aumento do peso do fluido de perfuração, por exemplo) para que a erupção não atinja proporções incontroláveis, conduzindo a resultados muitas vezes catastróficos. Porém, o fluido produzido no poço, quando se tratando de hidrocarboneto, pode indicar a ocorrência de uma possível descoberta.

3.3 Planos de Avaliação de Descobertas

Os Planos de Avaliação de Descobertas, ou PADs, são documentos que devem ser elaborados pelos concessionários que operam em blocos exploratórios em território brasileiro, à partir da realização de uma descoberta de hidrocarbonetos nas suas respectivas áreas de concessão.

Os PADs devem ser elaborados baseando-se no modelo sugerido pela Portaria ANP nº 259, editada em cinco de dezembro de 2000 (Anexo 7), a qual apresenta o formato e o conteúdo obrigatório que esses planos devem conter.

A avaliação preliminar das descobertas de hidrocarbonetos, realizada através dos dados levantados no poço pioneiro, pode mostrar características as quais, pela quantificação

prévia, merecem ser mais bem investigadas. Essas características podem indicar que a descoberta encontrada apresenta potencial para ser classificada como um jazimento comercial. Por outro lado, este tipo de avaliação, em primeira análise, pode indicar que o projeto deverá ser abandonado por apresentar atributos que o classificam como não comercial. Na hipótese da indicação de um jazimento comercial, levantada pela análise preliminar de dados de poço e de outros dados pré-existentes (por exemplo, os dados de poços de correlação), o concessionário deverá optar pela continuidade do projeto e apresentar ao órgão regulador (ANP) um Plano de Avaliação (ou PAD) referente à descoberta realizada dentro da sua área operacional. Este PAD deverá apresentar como meta, a verificação das incertezas que não puderam ser levantadas através das operações realizadas no poço descobridor, durante a fase pioneira do projeto.

Dessa forma, as propostas de continuidade dos projetos deverão apresentar objetivos classificáveis como os de uma fase de “pré-desenvolvimento”, os quais devem se concentrar na avaliação das incertezas referentes às características de reservatório da descoberta. Vale lembrar que nesta etapa, o objetivo é avaliar a comercialidade do jazimento. Para tanto, devem ser levantados os dados que possibilitem essa análise, os quais estão presentes no local da descoberta, em nível de prospecto. As informações em nível de bacia, sistema petrolífero e *play* já foram observadas durante a fase exploratória, de maneira que os resultados desses estudos culminaram na locação que deu origem à descoberta a ser avaliada.

3.4 Conteúdo dos Planos de Avaliação de Descobertas

Segundo o item 4 da Portaria ANP nº 259 de 2000 (Anexo 7), o conteúdo de um PAD constitui-se basicamente dos seguintes tópicos:

- **Sumário Executivo**, o qual deverá contemplar os seguintes aspectos:

- a) Os objetivos e a estratégia de Avaliação;
- b) O contexto geológico no qual se insere a descoberta de Petróleo e/ou Gás Natural realizada (incluir mapa de localização);
- c) Os programas dos levantamentos geofísicos (se houver);
- d) O número e o tipo de poços (caso esteja prevista a perfuração);
- e) A previsão do total dos investimentos necessários para a Avaliação;
- f) A duração da avaliação.

- **Descrição da Descoberta**, o qual deverá ressaltar:

- a) Os resultados da avaliação preliminar;
- b) A metodologia empregada para a avaliação quantitativa de perfis;
- c) Os resultados e as interpretações dos testes de formação.

- **Geologia e Reservatórios**, o qual deverá apresentar o modelo geológico depreendido de estudos anteriores e das informações fornecidas pela perfuração do poço descobridor, enfatizando, sempre que disponíveis:

- a) A interpretação geológica e geofísica que deu origem à locação do poço descobridor (apresentar seções geológicas e sísmicas interpretadas, incluir o poço descobridor e os de correlação com as unidades litoestratigráficas constatadas pelos mesmos);
- b) As unidades lito, bio e cronoestratigráficas constatadas (incluir Quadro de Previsões e Constatações Geológicas e a Coluna Estratigráfica apropriada);
- c) O sistema petrolífero ao qual a descoberta se relaciona;
- d) Um resumo da evolução estrutural da área, enfatizando o controle estrutural da acumulação, as possíveis compartimentações e barreiras;
- e) As principais propriedades petrofísicas dos reservatórios;
- f) as informações dos poços de correlação existentes (estratigrafia, indícios, resultados de testes e perfis).

- **Programa de Avaliação**, o qual deverá descrever as atividades previstas para a Avaliação da Descoberta, enfocando:

- a) O programa geofísico adicional, quando houver, apresentando os objetivos desejados e os parâmetros de aquisição;
- b) O programa adicional de perfuração, quando houver, apresentando os prospectos dos poços e programas de amostragem de rocha (testemunhagem ou amostragem lateral) e fluido, bem como de perfilagem e testes de formação;
- c) Os estudos e atividades complementares (análises geoquímicas, reinterpretações, descrição e análise de testemunhos, análise de fluidos e petrofísicas, e etc.);
- d) A programação, quando for o caso, para a realização de Teste de Longa Duração. Nesse caso, o Plano deverá conter uma programação detalhada do teste;
- e) Outros métodos ou técnicas que serão empreendidos durante a Avaliação da Descoberta (por exemplo: tomografia sísmica, perfis de ressonância, análise de AVO, etc.).

- **Segurança e Meio Ambiente**, o qual deverá apresentar um sumário dos aspectos relevantes do ponto de vista de segurança operacional e preservação ambiental, tais como:

- a) O tratamento e destino dos fluidos utilizados na perfuração dos poços e para a operação de equipamentos, e também daqueles fluidos que vierem a ser produzidos durante a Avaliação;
- b) Os aspectos associados às atividades de avaliação que sejam potencialmente poluidores ou que possam vir a representar risco à vida, à segurança operacional ou ao meio ambiente. Apresentar as ações mitigadoras a serem tomadas no caso de acidentes;
- c) Os procedimentos a serem adotados para o gerenciamento de risco das instalações utilizadas e operações empreendidas; e;
- d) Os procedimentos a serem adotados caso seja esperado ou constatado a presença de gás sulfídrico.

- **Cronograma das Atividades**, o qual deverá contemplar as atividades físicas da avaliação, discriminando:

- a) Os levantamentos geológicos, geofísicos e geoquímicos;
- b) O processamento de dados geofísicos;
- c) A perfuração, a avaliação e a completação de poços;
- d) Os estudos complementares;
- e) As análises laboratoriais e estudos complementares (petrofísica, geoquímica, etc.);
- f) A elaboração do Relatório Final de Avaliação de Descoberta de Petróleo e/ou Gás Natural.

- **Previsão de Investimentos** necessários para a execução do Plano de Avaliação proposto, discriminando aqueles relativos:

- a) Aos levantamentos geológicos, geofísicos e geoquímicos;
- b) Ao processamento de dados geofísicos;
- c) À perfuração, avaliação e completação de poços;
- d) Aos estudos complementares;
- e) Às análises laboratoriais e estudos complementares (petrofísica e geoquímica, etc.);
- f) à elaboração do Relatório Final de Avaliação de Descoberta de Petróleo e/ou Gás Natural.

Dos itens acima listados, com exceção do **Programa de Avaliação**, todos trazem informações geológicas, financeiras, logísticas e de meio ambiente, levantadas no poço descobridor da acumulação de hidrocarbonetos, na área/bloco/bacia de atuação do concessionário.

As informações geológicas são resultantes da avaliação da descoberta em nível de poço, onde o objetivo é levantar o máximo de dados através de testes diversos (perfilagem, TFs a cabo, a poço aberto ou revestido, testemunhagens, amostragem a cabo, etc).

As informações em nível de Bacia serão continuamente apuradas e calibradas durante o desenvolvimento do campo, caso isso venha a ocorrer, após a declaração de comercialidade do mesmo.

A coleção e a interpretação desses dados proporciona ao concessionário uma avaliação prévia da descoberta, onde certamente restarão alguns pontos ou incertezas que não foram levantados na etapa pioneira do projeto.

3.4 Incertezas Relacionadas às Descobertas de Recursos Petrolíferos

As acumulações de petróleo representam evidências concretas da existência de um sistema petrolífero eficiente nas bacias onde estas ocorrem. Nesse sentido, a detecção de uma acumulação de petróleo representa a confirmação das hipóteses levantadas na fase exploratória de um projeto, onde as informações sobre a existência das componentes de um sistema petrolífero (rochas geradora, selantes, reservatórios, etc) foram constatadas através dos diversos métodos, diretos ou indiretos, utilizados pela indústria de petróleo. Diversos trabalhos foram desenvolvidos na identificação e caracterização dos principais tipos de incertezas na exploração de petróleo (Capen, 1992; Rose, 1993; White, 1993; Rostirolla, 1996; Rostirolla, 1999; Rose, 2001)

Os prospectos são as unidades operacionais das empresas, onde se concentram os últimos trabalhos exploratórios, visando-se a delimitação do volume recuperável de HC. Nesta fase do projeto, o objetivo do concessionário é conhecer o volume de óleo recuperável, enquanto que o do regulador é maximizar o detalhamento acerca do volume de óleo *in situ*, de forma a racionalizar o aproveitamento do recurso mineral. Assim, para evitar conflitos sobre as dimensões volumétricas da descoberta, o órgão regulador e o concessionário devem usar metodologias claras para medir as incertezas remanescentes das avaliações realizadas no poço descobridor da mesma.

No âmbito deste estudo, as incertezas contidas nos PADs estão relacionadas às informações necessárias para a avaliação dos volumes de óleo *in situ* e recuperável, sendo estes ligados diretamente à comercialidade da descoberta. Dentre estes atributos, destaca-se o Volume Poroso, a Saturação de Fluidos, o Fator Volume de Formação, o Fator Eficiência de Recuperação, entre outros (Reynolds, 1969; Barwis et al., 1990; Wood, 1990; Carragher, 1993; Attanasi & Root, 1994; Dott & Haldorsen, 1996), os quais devem ser informados nos PADs de maneira a possibilitar a compreensão plena acerca da qualidade do plano proposto pelo concessionário para a descoberta a ser avaliada.

As incertezas econômicas representam uma outra componente de grande importância na caracterização das descobertas petrolíferas. O sucesso de uma empresa repousa na eficiência e na estratégia exploratória de suas equipes e tecnologias associadas na conversão de descobertas em futuras reservas petrolíferas. Diversas variáveis econômicas participam nos resultados do sucesso exploratório, envolvendo desde os impactos potenciais dos prospectos na adição de reservas (Murta, 1996), passando pela identificação dos principais tipos de riscos (Newendorp, 1975; Cozzolino, 1977; Cozzolino, 1980) até as estratégias de montagem de uma carteira de investimentos que irão definir os ativos da corporação e os seus riscos associados (Walls, 1995; Nepomuceno, 1997; Nepomuceno & Suslick, 2000; Suslick & Furtado, 2001).

3.5 Análise do Conteúdo Informativo dos PADs

Neste item, relata-se as conclusões obtidas acerca da análise do conteúdo informativo presente nos PADs.

De uma maneira geral, os PADs apresentam três tipos de informação, as são descritas na Figura 3.1, abaixo:

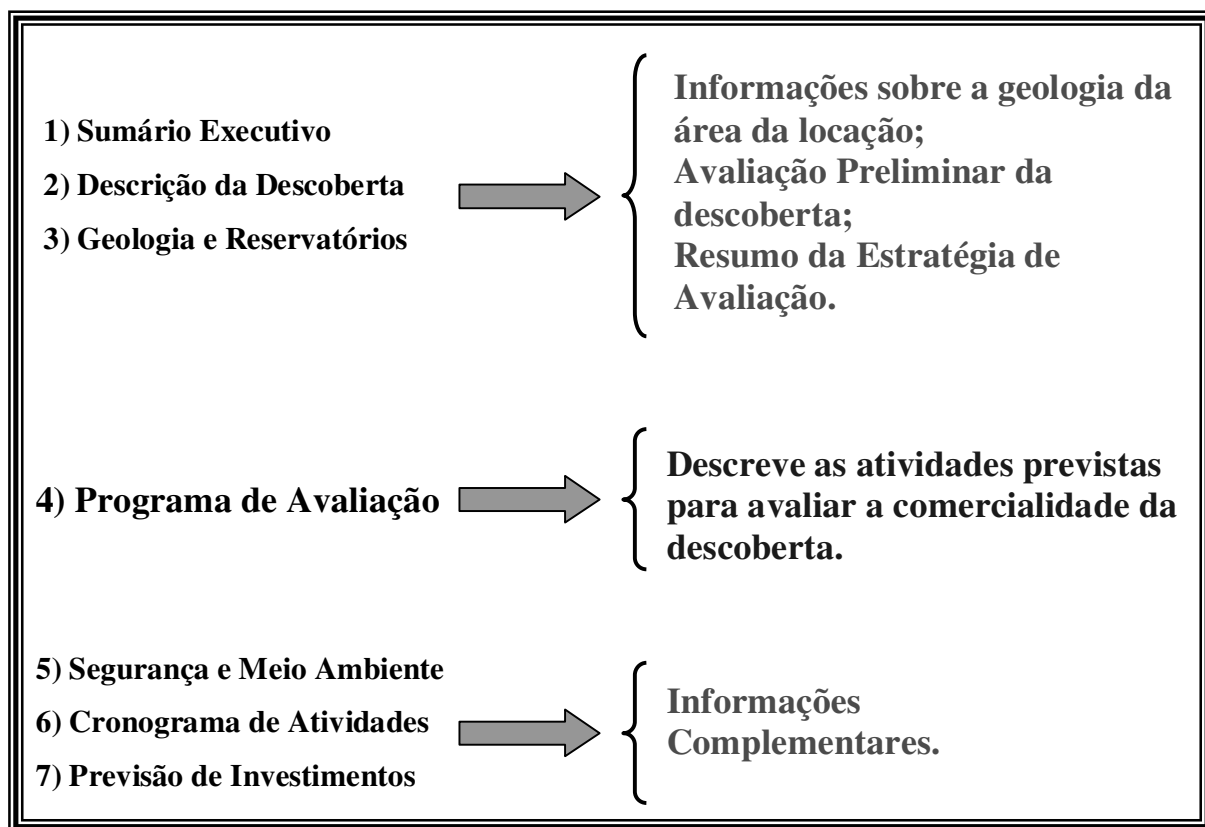


Figura 3.1 - Descrição dos três tipos de informação contidas em um PAD.

As informações correspondentes aos três primeiros itens do PAD, como mostra a Figura 3.1, referem-se aos relatos dos resultados das operações mais importantes realizadas no poço descobridor. Essas informações são importantes para que o analista de PADs possa compreender o ambiente geológico no qual foi gerada a locação, além de se informar sobre

as características ligadas à qualidade do reservatório e ao tipo de hidrocarboneto encontrado.

O Programa de Avaliação dos PADs (Anexo 4) revela o nível de incertezas remanescentes na descoberta, o qual pode ser percebido através das operações propostas para avaliá-la. Dessa forma, conclui-se que o Programa de Avaliação deve focar-se no levantamento das incertezas remanescentes na descoberta. As informações levantadas na avaliação da descoberta, juntamente com o conjunto de dados pré-existentes da área em estudo, geram os subsídios para a avaliação da comercialidade da mesma. Conseqüentemente, pode-se afirmar que os Programas de Avaliação complexos e extensos indicam que a descoberta apresenta muitos pontos desconhecidos (alto grau de incerteza), os quais devem ser levantados para que se chegue a uma conclusão sobre a comercialidade da mesma. Do contrário, Programas de Avaliação mais simples e curtos aplicam-se a acumulações com baixo nível de incertezas em relação à viabilidade técnico-econômica.

As informações correspondentes aos três últimos itens complementam o PAD nas questões relacionadas à duração da avaliação, aos custos envolvidos no programa e às medidas de segurança e de proteção ao meio ambiente que serão implementadas durante a execução das atividades de avaliação da descoberta.

Capítulo 4

Análise das Informações Contidas nos Planos de Avaliação de Descobertas (PADs)

4.1 Introdução

Nesta seção será focado o tema relacionado à falta de padronização no fluxo de informações existente entre concessionários e órgão regulador, em referência aos Planos de Avaliação de Descobertas analisados no âmbito deste estudo.

A análise experimental descrita neste capítulo envolveu a análise do conteúdo informativo e do formato de um conjunto de sete PADs, elaborados por empresas concessionárias que operam em blocos exploratórios no Brasil, em período posterior à implantação da Lei do Petróleo. O foco desta análise experimental concentra-se no estabelecimento de um parecer qualitativo sobre o conteúdo dos PADs analisados. Além disso, houve a preocupação em detectar e apontar possíveis falhas observadas nesses documentos, tendo como base o formato estabelecido pela Portaria ANP nº 259 de 2000.

Os itens referentes aos temas “Segurança e Meio Ambiente”, “Previsão de Investimentos” e “Cronograma de Atividades” não foram analisados neste estudo pelo fato de que seus conteúdos atendem de maneira satisfatória o modelo sugerido pela Portaria ANP nº 259 de 2000, nos documentos analisados.

Os PADs incluídos nesta análise representam situações reais e foram selecionados junto ao acervo da ANP. Os nomes aqui empregados são fictícios devido a questões de sigilo

impostas pela ANP. Os detalhes das informações contidas nos sete planos de avaliação que serão analisados e discutidos à seguir encontram-se na Tabela 4.1.

4.2 Análise Experimental

Em termos gerais, todos os planos analisados referem-se a descobertas em blocos exploratórios marítimos, localizados nas bacias sedimentares costeiras, da margem leste do Brasil. Seus objetivos originais consistem em testar a comercialidade das descobertas e quase sempre, a presença de hidrocarbonetos em outras formações portadoras de rochas porosas, as quais apresentam ocorrências comerciais de hidrocarbonetos em áreas adjacentes.

Em todos os PADs analisados, as informações mostraram-se incompletas ou ausentes, além de, quase sempre, estarem posicionadas em local incorreto, se comparadas ao formato proposto pela Portaria ANP nº 259 de 2000.

4.2.1 Plano de Avaliação de Descoberta do 1-BRASIL-1

- Sobre o **Sumário Executivo**, observa-se que este documento não obedece à seqüência de relatos acerca da descoberta, sugerido pela Portaria ANP nº 259 de 2000. Pontos mais críticos observados:

- a) O Item “Objetivos e Estratégia da Avaliação” não é informado no documento, como exigido pela Portaria ANP nº 259 de 2000. As informações pertinentes a este item tiveram que ser procuradas em outras seções do PAD e posteriormente transportadas ao local apropriado.
- b) O Item “Contexto Geológico no qual se Insere a Descoberta” também não foi encontrado nesta seção do PAD e, da mesma forma como no item anterior, teve que

ser buscado nas outras seções do documento. Mesmo assim, o nível de informação encontrado mostrou-se bastante incompleto.

Os outros itens da seção “Sumario Executivo” (referentes ao “Programa Geofísico”, ao “Número e Tipo de Poços”, à “Previsão de Investimentos” e à “Duração da Avaliação”) puderam ser encontrados com maior facilidade e nos locais corretos do PAD, como sugerido pela Portaria ANP nº 259 de 2000.

- Sobre a **Descrição da Descoberta**, os tópicos sugeridos pela Portaria ANP nº 259 de 2000 não são seguidos em nenhum momento da descrição apresentada no PAD. Este fato exige que o analista execute uma pesquisa de informações pelo interior do documento e uma posterior montagem dos dados para que se tenha a informação solicitada. Os pontos mais críticos são:

- a) O Item “Resultados da Avaliação Preliminar” não é discutido com clareza, tendo que ser pesquisado e interpretado pelo analista. Em seu lugar encontra-se a informação sobre o “Objetivo da Avaliação”.
- b) O Item “Metodologia Empregada para a Avaliação Quantitativa de Perfis” mostra um texto extremamente longo contendo excesso de informação, inclusive sobre outras seções do PAD.

O outro item desta seção (referente aos resultados obtidos da análise dos perfis e dos testes de formação) pôde ser encontrado com maior facilidade e no local correto do PAD, como sugerido pela Portaria ANP nº 259 de 2000.

- Com relação ao Item **Geologia e Reservatórios**, não houve uma explanação objetiva sobre as informações solicitadas na Portaria ANP nº 259 de 2000. Esta seção é caracterizada por uma mistura de informações e pela falta de clareza com relação aos objetivos da questão colocada nesta seção do PAD. Os pontos mais críticos são:

- a) Sobre o Item “Interpretação Geológica e Geofísica que Antecedeu a Locação do Poço Descobridor”, a informação apresentada no documento não condiz com a

solicitada nesta seção do PAD. Não houve qualquer comentário sobre este assunto e apenas foi fornecido um relato superficial sobre o arcabouço estrutural da descoberta e alguns comentários sobre os objetivos originais da locação.

- b) Sobre as informações acerca dos “Poços de Correlação”, houve apenas uma citação superficial sobre os poços produtores localizados em áreas próximas à descoberta. O nível de informação, portanto, ficou aquém do solicitado pela Portaria ANP nº 259 de 2000, referente a esta seção do PAD.

O item referente ao “Quadro de Previsões e Constatações Geológicas e à Coluna Estratigráfica” foi apresentado completo e no local adequado. Os outros itens desta seção (referentes às “Unidades Estratigráficas Constatadas”, ao “Sistema Petrolífero”, ao “Resumo Estrutural da Área” e às “Propriedades Petrofísicas dos Reservatórios”) puderam ser encontrados no documento através de busca, já que os mesmos não se encontravam no formato e nos locais sugeridos pela Portaria ANP nº 259 de 2000.

- Sobre o Item **Programa de Avaliação**, considera-se que este foi bem elaborado para o documento analisado. Houve uma certa facilidade em encontrar os dados solicitados nesta seção do PAD. Houve inclusive, bastante clareza com relação aos objetivos das intervenções propostas no Programa de Avaliação.

4.2.2 Plano de Avaliação de Descoberta do 1-BRASIL-2

- Sobre o **Sumário Executivo**, observa-se que este documento não obedece à sequência de relatos acerca da descoberta, sugerido pela Portaria ANP nº 259 de 2000. Os pontos mais críticos são:

- a) O item referente aos “Objetivos e Estratégia da Avaliação” apresentou-se completo, porém fora de ordem.
- b) O Item “Contexto Geológico no qual se Insere a Descoberta” não foi detalhado nesta seção do PAD conforme exigido pela Portaria ANP nº 259 de 2000. As

informações referentes a este item, ainda que incompletas, tiveram que ser buscadas nas outras seções do documento.

- c) Sobre os “Programas de Levantamentos Geofísicos”, mencionou-se apenas que estava previsto um programa de remapeamento sísmico, sem maiores detalhes sobre o tipo de levantamento e os objetivos do mesmo.
- d) Não houve qualquer informação sobre a “Previsão Total dos Investimentos Necessários para a Avaliação” nesta seção do PAD, como exigido pela Portaria ANP nº 259 de 2000.

Quanto aos itens “Número e o Tipo de Poços” e “Duração da Avaliação”, estes foram informados adequadamente na seção do Sumário Executivo, conforme sugerido pela Portaria ANP nº 259 de 2000.

- Sobre a **Descrição da Descoberta**, o ponto mais crítico observado se refere ao item onde o concessionário deve fornecer informações sobre a “Metodologia Empregada para Avaliação Quantitativa de Perfis”. No documento analisado não houve esta informação, considerada extremamente importante para que o analista possa entender a origem dos resultados obtidos na interpretação dos perfis.

Os outros itens desta seção (referentes aos resultados obtidos da análise dos perfis e dos testes de formação) puderam ser encontrados com maior facilidade e nos locais corretos do PAD, como sugerido pela Portaria ANP nº 259 de 2000.

- Com relação ao Item **Geologia e Reservatórios**, considera-se que neste documento houve uma explanação objetiva sobre as informações solicitadas na Portaria ANP nº 259 de 2000. Porém, tais informações foram encontradas de maneira aleatória no PAD, dificultando o trabalho do analista em detectá-las.

Os pontos mais críticos desta seção do PAD se referem aos itens:

- a) “Interpretação Geológica e Geofísica que Antecedeu a Locação do Poço Descobridor”. Neste item, o concessionário teceu comentários sobre as características geológicas e sísmicas da descoberta, deixando de comentar sobre os caminhos que levaram a ela, ou seja, a situação que induziu a locação do poço, como solicitado pela Portaria ANP nº 259 de 2000.
- b) “Evolução Estrutural da Área”, onde se considera ter havido insuficiência de informação. Neste item, o concessionário teceu apenas comentários superficiais sobre o sistema de falhas estabelecido na acumulação.
- c) “Informações de Poços de Correlação”. Neste item, houve apenas a citação de uma lista de poços correlacionáveis com a descoberta. Não houve comentários mais aprofundados sobre esses poços.

Quanto aos itens referentes aos temas “Unidades Estratigráficas Constatadas”, “Sistema Petrolífero” e “Propriedades Petrofísicas dos Reservatórios”, estes foram considerados completos, porém, localizados fora da ordem estabelecida pela Portaria ANP nº 259 de 2000. Apenas o “Quadro de Previsões e Constatações Geológicas e a Coluna Estratigráfica Apropriada” apresentaram-se completos e posicionados no local correto.

- Sobre o Item **Programa de Avaliação**, considera-se que este foi bem elaborado no documento analisado. Houve uma certa facilidade em encontrar os dados solicitados nesta seção do PAD. Também houve uma certa clareza com relação aos objetivos das intervenções propostas no Programa de Avaliação. Porém, acredita-se que as informações poderiam apresentar um nível mais elevado de transparência e objetividade.

4.2.3 Plano de Avaliação de Descoberta do 1-BRASIL-3

- Sobre o **Sumário Executivo**, com exceção do item referente aos “Programas dos Levantamentos Geofísicos”, onde se observa um nível insuficiente de informação, esta seção do PAD, no geral, apresenta de maneira adequada as informações solicitadas pela Portaria ANP nº 259 de 2000.

- Sobre a **Descrição da Descoberta**, todas as informações foram encontradas com facilidade. Não houve omissão de informações em nenhum dos tópicos abrangidos por este capítulo.
- A seção referente ao tema **Geologia e Reservatórios** apresenta alguns tópicos incompletos, os quais serão comentados abaixo:
 - a) Sobre o Item “Interpretação Geológica e Geofísica que Antecedeu a Locação do Poço Descobridor”, houve apenas uma citação sobre o seu posicionamento estrutural e o contexto estratigráfico no qual este se insere. Acredita-se que este nível de informação não seja suficiente para uma boa compreensão das condições que antecederam a locação.
 - b) O Item referente às “Unidades Estratigráficas Constatadas” trata superficialmente sobre este tema, referindo-se apenas ao fato de que a coluna litoestratigráfica constatada não difere muito da prevista.
 - c) Não houve qualquer citação sobre o Item “Informações de Poços de Correlação”

Os outros itens da seção “Geologia e Reservatórios” (referentes ao “Quadro de Previsões e Constatações Geológicas e a Coluna Estratigráfica Apropriada, ao “Sistema Petrolífero”, à “Evolução Estrutural da Área” e às “Propriedades Petrofísicas dos Reservatórios”) puderam ser encontrados com maior facilidade e nos locais corretos do PAD, como sugerido pela Portaria ANP nº 259 de 2000.

- Com relação à seção referente ao **Programa de Avaliação**, considera-se que esta seção do PAD apresenta todas as informações solicitadas, segundo o modelo proposto pela Portaria ANP nº 259 de 2000.

4.2.4 Plano de Avaliação de Descoberta do 1-BRASIL-4

- Sobre o **Sumário Executivo**, observa-se que esta seção, em geral, contém as informações solicitadas pela Portaria ANP nº 259 de 2000. Apenas os objetivos da avaliação não estão bem claros, sendo necessário deduzi-los através da leitura do texto referente ao Sumário Executivo. Os outros itens foram adequadamente relatados no texto. Porém, houve a necessidade de pesquisá-los, já que estavam dispostos desordenadamente no texto, se comparados com o padrão sugerido pela Portaria ANP nº 259 de 2000.
- Sobre a **Descrição da Descoberta**, todas as informações foram encontradas com facilidade. Não houve omissão de informações em nenhum dos tópicos abrangidos por este Capítulo.
- Com relação ao Item **Geologia e Reservatórios**, considera-se que neste documento houve uma explanação objetiva sobre as informações solicitadas na Portaria ANP nº 259 de 2000. Porém, foi possível identificar dois tópicos incompletos, os quais são comentados abaixo:
 - a) Não houve comentários sobre a “Evolução Estrutural da Área”. Mesmo em se tratando de uma área bastante conhecida (diversas descobertas ocorridas anteriormente), acredita-se que seria necessária a explanação sobre a evolução estrutural da área, visto que esta informação contribui para uma melhor compreensão da descoberta e da relação com o Programa de Avaliação a ser proposto.
 - b) Sobre as “Informações de Poços de Correlação”, houve apenas a citação sobre dois poços localizados nas proximidades da descoberta. Considera-se que a informação é insuficiente para este item do PAD.

Os outros itens da seção “Geologia e Reservatórios” (referentes à “Interpretação Geológica e Geofísica que Antecedeu a Locação do Poço Descobridor”, às “Unidades Estratigráficas Constatadas”, ao “Quadro de Previsões e Constatações Geológicas e a Coluna Estratigráfica

Apropriada”, ao “Sistema Petrolífero” e às “Propriedades Petrofísicas dos Reservatórios”) puderam ser encontrados com maior facilidade e nos locais corretos do PAD, como sugerido pela Portaria ANP nº 259 de 2000.

- Com exceção dos itens “Estudos e Atividades Complementares” e “Outros Métodos ou Técnicas que serão Empreendidos Durante a Avaliação da Descoberta”, os quais não foram citados neste documento, as informações contidas na seção **Programa de Avaliação** deste PAD foram consideradas completas e objetivas.

4.2.5 Plano de Avaliação de Descoberta do 1-BRASIL-5

- Sobre o **Sumário Executivo**, nota-se que praticamente não há informação nesta seção no documento analisado. A única informação encontrada refere-se de maneira superficial, aos objetivos da avaliação. Os outros itens (“Contexto Geológico no qual se Insere a Descoberta de Petróleo e/ou Gás Natural”; “Programas dos Levantamentos Geofísicos”; “Número e o Tipo de Poços”; “Previsão Total dos Investimentos Necessários para a Avaliação” e “Duração da Avaliação”) não foram sequer mencionados neste documento.

As informações contidas no Item “Contexto Geológico no qual se Insere a Descoberta de Petróleo e/ou Gás Natural” foram obtidas através da análise de outras seções do PAD e inseridas neste item.

- Sobre a **Descrição da Descoberta**, com exceção do Item “Resultados da Avaliação Preliminar”, onde se observa um nível insuficiente de informação, os outros itens (referentes à “Metodologia Empregada para Avaliação Quantitativa de Perfis”, aos “Resultados Obtidos da Análise dos Perfis”, e aos “Resultados e Interpretações de Testes de Formação a Poço Revestido e a Cabo”) puderam ser encontrados com maior facilidade e nos locais corretos do PAD, como sugerido pela Portaria ANP nº 259 de 2000.

- Com relação ao Item **Geologia e Reservatórios**, considera-se que neste documento não houve qualquer informação sobre nenhum dos itens solicitados pela Portaria ANP nº 259 de 2000.
- Sobre o Item **Programa de Avaliação**, considera-se que este foi bem elaborado no documento analisado. Houve uma certa facilidade em encontrar os dados solicitados nesta seção do PAD. Também houve uma certa clareza com relação aos objetivos das intervenções propostas no Programa de Avaliação.

4.2.6 Plano de Avaliação de Descoberta do 1-BRASIL-6

- Sobre o **Sumário Executivo**, observa-se que no item referente aos “Programas dos Levantamentos Geofísicos” observa-se apenas a indicação de que o plano prevê estudos geológicos/geofísicos complementares. Não há detalhes sobre o tipo de programas e outras informações pertinentes, como sugerido pela Portaria ANP nº 259 de 2000.

Os outros itens “Objetivos e Estratégia da Avaliação”, “Contexto Geológico no qual se Insere a Descoberta de Petróleo e/ou Gás Natural”, “Número e o Tipo de Poços (caso esteja prevista a perfuração)”, “Previsão Total dos Investimentos Necessários para a Avaliação” e “Duração da Avaliação” foram abordados de maneira completa e adequada.

- Sobre a **Descrição da Descoberta**, todos os itens (“Resultados da Avaliação Preliminar”, “Metodologia Empregada para Avaliação Quantitativa de Perfis”, “Resultados Obtidos da Análise dos Perfis”, e “Resultados e Interpretações de Testes de Formação a Poço Revestido e a Cabo”) puderam ser encontrados com certa facilidade e nos locais corretos do PAD, como sugerido pela Portaria ANP nº 259 de 2000.
- Com relação ao Item **Geologia e Reservatórios**, houve omissão de informações nos seguintes itens:

- a) “Interpretação Geológica e Geofísica que Antecedeu a Locação do Poço Descobridor”: neste item, houve apenas a descrição do posicionamento estrutural da locação e uma breve descrição sobre as características da trapa. Acredita-se, portanto, não ter havido informação suficiente para uma boa compreensão da interpretação sugerida por este tema.
- b) “Evolução Estrutural da Área”: sobre este assunto houve apenas um breve relato acerca do padrão de fechamento do reservatório e uma referência do contato O/A do poço. Dessa forma, o nível de informação relatado não é considerado suficiente para a compreensão sobre a evolução estrutural da área.
- c) “Informações sobre Poços de Correlação”: Neste item não houve nenhum tipo de informação.

Os outros itens dessa seção do PAD (“Unidades Estratigráficas Constatadas”, “Sistema Petrolífero”, e “Propriedades Petrofísicas dos Reservatórios”) foram informados corretamente e de maneira satisfatória.

- Sobre o Item **Programa de Avaliação**, considera-se que o mesmo foi bem elaborado no documento analisado. Houve uma certa facilidade em encontrar os dados solicitados nesta seção do PAD. Também houve clareza com relação aos objetivos das intervenções propostas no Programa de Avaliação.

4.2.7 Plano de Avaliação de Descoberta do 1-BRASIL-7

- Sobre o **Sumário Executivo**, houve omissão de informação no item referente ao “Contexto Geológico no qual se Insere a Descoberta de Petróleo e/ou Gás Natural”. Com relação aos outros itens (“Objetivos e Estratégia da Avaliação”, “Programas dos Levantamentos Geofísicos”, “Número e o Tipo de Poços”, “Previsão Total dos Investimentos Necessários para a Avaliação” e “Duração da Avaliação”), considera-se que houve um nível bastante resumido de informações, sendo que as mesmas encontravam-se distribuídas de maneira desorganizada dentro do PAD referente a esta descoberta.

- Sobre a **Descrição da Descoberta**, observa-se que não houve qualquer informação sobre “Resultados e Interpretações de Testes de Formação a Cabo”, apesar de esta atividade ter sido mencionada no documento.

Com relação aos outros itens (“Resultados da Avaliação Preliminar”, “Metodologia empregada para avaliação quantitativa de perfis”, e “Resultados Obtidos da Análise dos Perfis”) estes puderam ser encontrados no documento, porém com certa dificuldade, já que se encontravam distribuídos aleatoriamente pelo PAD, sem seguir o padrão sugerido pela Portaria ANP nº 259 de 2000.

Com relação ao Item **Geologia e Reservatórios**, houve total omissão de informações nos itens “Unidades Estratigráficas Constatadas” e “Propriedades Petrofísicas dos Reservatórios”.

Os outros itens dessa seção do PAD (“Interpretação Geológica e Geofísica que Antecedeu a Locação do Poço Descobridor”, “Sistema Petrolífero” e “Evolução Estrutural da área”) foram informados de maneira satisfatória.

- Sobre o Item **Programa de Avaliação**, considera-se que este foi elaborado de maneira satisfatória no documento analisado. Houve uma certa dificuldade em detectar os dados solicitados nesta seção do PAD.

4.3 Avaliação Preliminar dos PADs amostrados na seção anterior

4.3.1 Visão Geral das Inconsistências Detectadas

A análise dos Planos de Avaliação de Descobertas realizada neste capítulo evidenciou a falta de uniformidade no fluxo de informações existente entre concessionários de áreas

exploratórias em território brasileiro e o órgão nacional (ANP) regulador deste mercado. A Tabela 4.1 mostra graficamente as inconsistências detectadas nos documentos analisados.

Port. ANP-259/2000	POÇOS ANALISADOS						
SUMÁRIO EXECUTIVO	1-BRASIL-1	1-BRASIL-2	1-BRASIL-3	1-BRASIL-4	1-BRASIL-5	1-BRASIL-6	1-BRASIL-7
Item a	FO/COMPL.	FO/COMPL.	COMPL.	FO/INCOMPL.	INCOMPL.	COMPL.	FO/COMPL.
Item b	FO/INCOMPL.	FO/INCOMPL.	COMPL.	FO/COMPL.	FO/INCOMPL.	COMPL.	AUSENTE
Item c	INCOMPL.	INCOMPL.	INCOMPL.	COMPL.	AUSENTE	INCOMPL.	FO/INCOMPL.
Item d	COMPL.	COMPL.	COMPL.	COMPL.	AUSENTE	COMPL.	FO/COMPL.
Item e	COMPL.	AUSENTE	COMPL.	COMPL.	AUSENTE	COMPL.	FO/COMPL.
Item f	COMPL.	COMPL.	COMPL.	COMPL.	AUSENTE	COMPL.	FO/COMPL.
DESCRIÇÃO DA DESCOB.							
Item a	FO/COMPL.	COMPL.	COMPL.	COMPL.	INCOMPL.	COMPL.	FO/COMPL.
Item b	COMPL.	AUSENTE	COMPL.	COMPL.	COMPL.	COMPL.	FO/COMPL.
Item c	COMPL.	COMPL.	COMPL.	COMPL.	COMPL.	COMPL.	AUSENTE
GEOL. E RESERVATÓRIO							
Item a	INCOMPL.	INCOMPL.	INCOMPL.	COMPL.	AUSENTE	INCOMPL.	FO/INCOMPL.
Item b	FO/COMPL.	FO/COMPL.	INCOMPL.	COMPL.	AUSENTE	INCOMPL.	AUSENTE
Item c	COMPL.	COMPL.	COMPL.	COMPL.	COMPL.	COMPL.	COMPL.
Item d	FO/INCOMPL.	FO/COMPL.	COMPL.	COMPL.	AUSENTE	COMPL.	INCOMPL.
Item e	FO/COMPL.	INCOMPL.	COMPL.	AUSENTE	AUSENTE	INCOMPL.	INCOMPL.
Item f	FO/COMPL.	FO/COMPL.	COMPL.	COMPL.	AUSENTE	COMPL.	AUSENTE
Item g	INCOMPL.	INCOMPL.	AUSENTE	INCOMPL.	AUSENTE	AUSENTE	INCOMPL.
PROGRAMA DE AVALIAÇÃO							
Item a	COMPL.	COMPL.	COMPL.	COMPL.	COMPL.	COMPL.	SATISF.
Item b	COMPL.	COMPL.	COMPL.	COMPL.	COMPL.	COMPL.	SATISF.
Item c	COMPL.	COMPL.	COMPL.	AUSENTE	COMPL.	COMPL.	SATISF.
Item d	COMPL.	COMPL.	COMPL.	COMPL.	COMPL.	COMPL.	SATISF.
Item e	COMPL.	COMPL.	COMPL.	AUSENTE	COMPL.	COMPL.	SATISF.
LEGENDA							
INFORMAÇÕES COMPLETAS E CORRETAMENTE POSICIONADAS							
INFORMAÇÕES COMPLETAS, MAS POSICIONADAS INCORRETAMENTE.							
INFORMAÇÕES INCOMPLETAS, MAS POSICIONADAS CORRETAMENTE.							
INFORMAÇÕES INCOMPLETAS E POSICIONADAS INCORRETAMENTE							
APRESENTAÇÃO SATISFATÓRIA DE INFORMAÇÕES							
AUSÊNCIA DE INFORMAÇÕES							

Tabela 4.1 – Impacto da ausência de padronização na elaboração dos diversos itens dos PADs.

Como pôde ser observado na Tabela 4.1, nenhum dos planos analisados apresenta-se em completa conformidade com o modelo estabelecido pela Portaria ANP nº 259 de 2000 (Anexo 7).

As principais falhas detectadas nesses documentos referem-se, quase sempre, à omissão das informações solicitadas pela legislação vigente.

Esta constatação apresenta convergência com a hipótese levantada anteriormente, a qual associa a diversidade nos conteúdos dos sete documentos analisados, com a falta de padronização no fluxo de informações existente entre concessionários e o órgão regulador.

4.3.2 Visão Detalhada das Inconsistências Detectadas

A seguir, serão exibidos alguns gráficos, através dos quais pretende-se mostrar em detalhes as divergências observadas durante a análise dos Planos de Avaliação de Descobertas usados neste estudo.

O método empregado para a construção dos gráficos constituiu-se na atribuição de valores numéricos a cada uma das cores da legenda da Tabela 4.1.

A Tabela 4.2, abaixo, mostra a legenda de cores e os pontos atribuídos para cada cor:



LEGENDA	CORES	PONTOS
INFORMAÇÕES COMPLETAS E CORRETAMENTE POSICIONADAS		5
INFORMAÇÕES COMPLETAS, MAS POSICIONADAS INCORRETAMENTE.		4
INFORMAÇÕES INCOMPLETAS, MAS POSICIONADAS CORRETAMENTE.		3
INFORMAÇÕES INCOMPLETAS E POSICIONADAS INCORRETAMENTE		2
APRESENTAÇÃO SATISFATÓRIA DE INFORMAÇÕES		1
AUSÊNCIA DE INFORMAÇÕES		0

Tabela 4.2 – Valores numéricos (**Pontos**) atribuídos à legenda de cores da Tabela 4.1.

A pontuação mínima, referente à ausência de informação, corresponde ao valor zero e a pontuação máxima, referente ao conteúdo informativo completo e corretamente posicionado, corresponde ao valor 5. A cor correspondente ao valor 4 refere-se ao conteúdo informativo completo, porém, posicionado em local inadequado, se comparado ao formato sugerido pela Portaria ANP nº 259 de 2000. Neste caso, foi necessário percorrer o documento todo em busca da informação desejada. Além disso, em muitos dos documentos analisados, foi necessário extraí-la de tópicos nada relacionáveis ao assunto, fato que exigiu a interpretação e a adaptação da informação encontrada ao tópico analisado. O valor 3 refere-se às informações encontradas nos locais corretos dos documentos, mas na condição incompleta, ou seja, não atendendo ao conteúdo informativo solicitado pela regulação vigente. O valor 2 refere-se às informações que foram buscadas nos documentos pois não se encontravam no local adequado e além disso, foram encontradas em condição incompleta. E o valor 1 refere-se às informações que mesmo estando posicionadas no local correto do documento, foram consideradas satisfatórias em termos de conteúdo, sendo classificadas com um menor grau de qualidade, se comparadas às de valor 3.

A Tabela 4.3 representa a pontuação somada para cada um dos itens da Portaria ANP nº 259 de 2000, analisados na Tabela 4.1. Na primeira coluna da Tabela 4.3 observa-se, entre parênteses, o valor máximo de pontuação que cada item deveria atingir, caso todos os tópicos da Portaria ANP nº 259 de 2000 referentes àquele item tivessem sido respondidos de maneira apropriada. E as colunas seguintes representam as pontuações obtidas nos documentos analisados, mostrados na Tabela 4.1.

Itens da Portaria ANP 259/2000	1-BRASIL-1	1-BRASIL-2	1-BRASIL-3	1-BRASIL-4	1-BRASIL-5	1-BRASIL-6	1-BRASIL-7
SUM. EXEC. (30)	24	19	28	26	5	28	18
DESC. DESCOB. (15)	14	10	15	15	13	15	8
GEOL. RESERV. (35)	25	26	26	28	5	24	16
PROG. AVAL. (25)	25	25	25	15	25	25	5
TOTAL (105)	88	80	94	84	48	92	47

Tabela 4.3 – Pontuações contabilizadas nos documentos analisados.

Em primeira análise, elaborou-se gráficos os quais representam as pontuações referentes aos quatro itens da Portaria ANP nº 259 de 2000 (Sumário Executivo, Descrição da Descoberta, Geologia e Reservatórios e Programa de Avaliação), analisados no conjunto de PADs da Tabela 4.1.

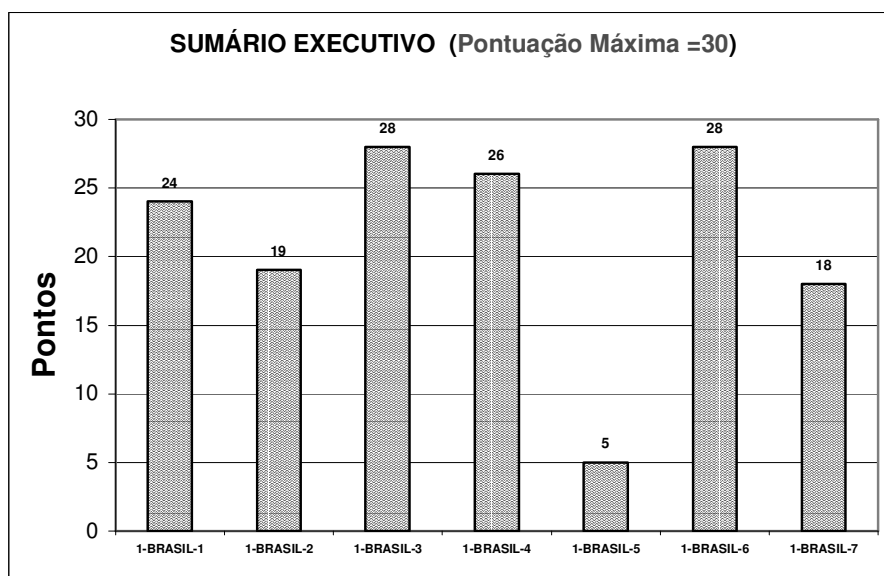


Figura 4.1 – Pontuação do item “Sumários Executivo”, referente aos PADs analisados.

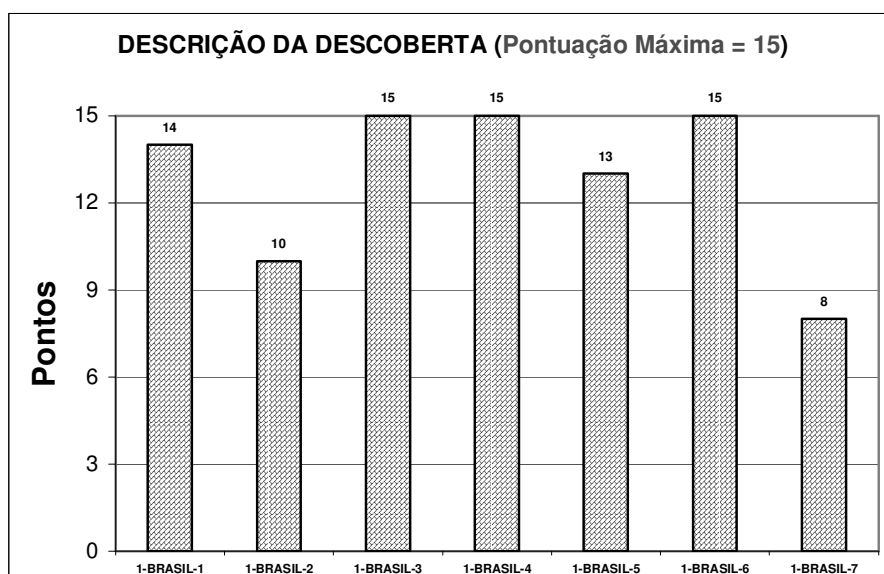


Figura 4.2 – Pontuação do item “Descrição da Descoberta”, referente aos PADs analisados.

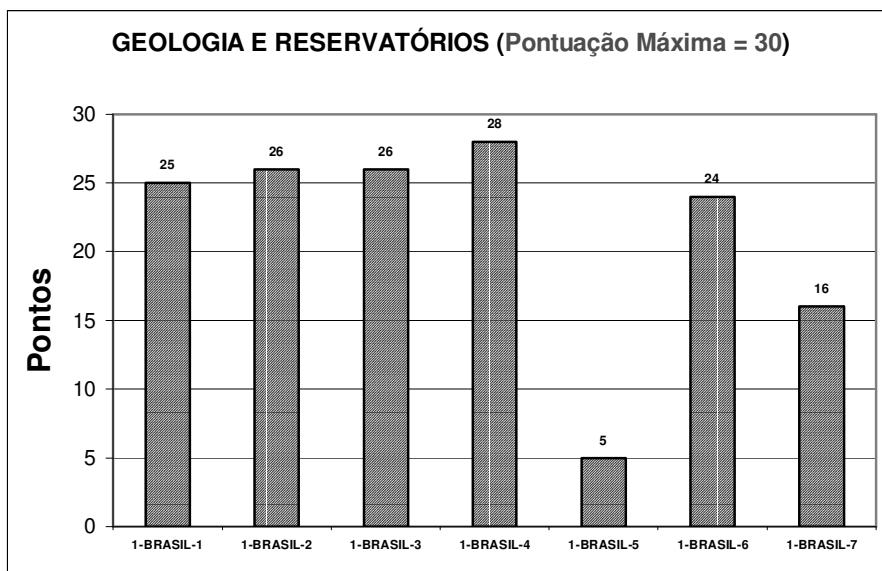


Figura 4.3 – Pontuação do item “Geologia e Reservatórios”, referente aos PADs analisados.

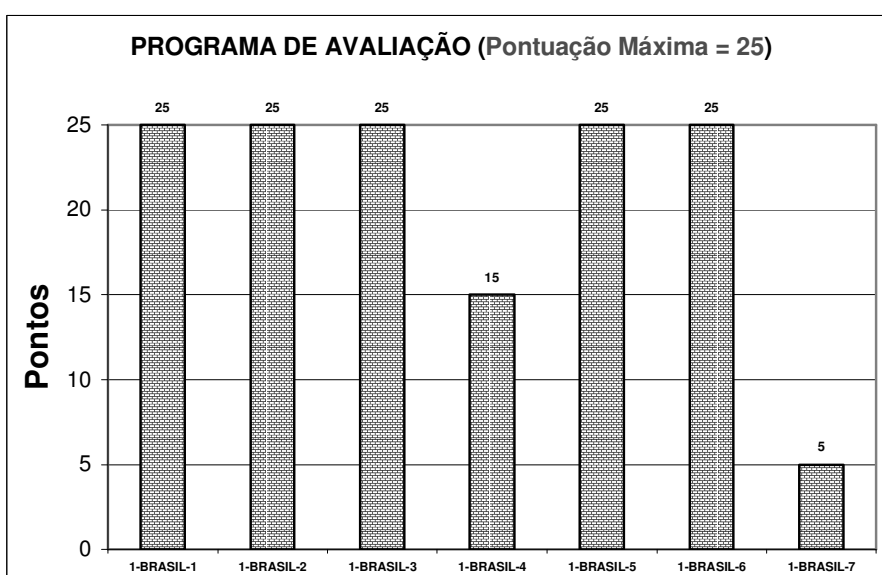


Figura 4.4 – Pontuação do item “Programa de Avaliação”, referente aos PADs analisados.

As Figuras 4.1, 4.2, 4.3 e 4.4 indicam a diferença de intensidade dada pelo concessionário ao conteúdo informativo de cada um dos quatro itens analisados, fato que comprova o caráter insatisfatório do modelo adotado atualmente para a troca de informações entre concessionários e o órgão regulador.

Na Figura 4.5, partiu-se para a integração dos dados dos quatro gráficos apresentados anteriormente, no sentido de se ter uma visão geral dos documentos analisados, em termos de conteúdo informativo. Os números em vermelho indicam a pontuação realizada por cada um dos quatro tópicos analisados em cada documento. Os números em preto, localizados na legenda, indicam o máximo de pontos referente a cada tópico. E os números em preto, localizados nos topos das colunas representam o total de pontos realizados para cada um dos planos analisados.

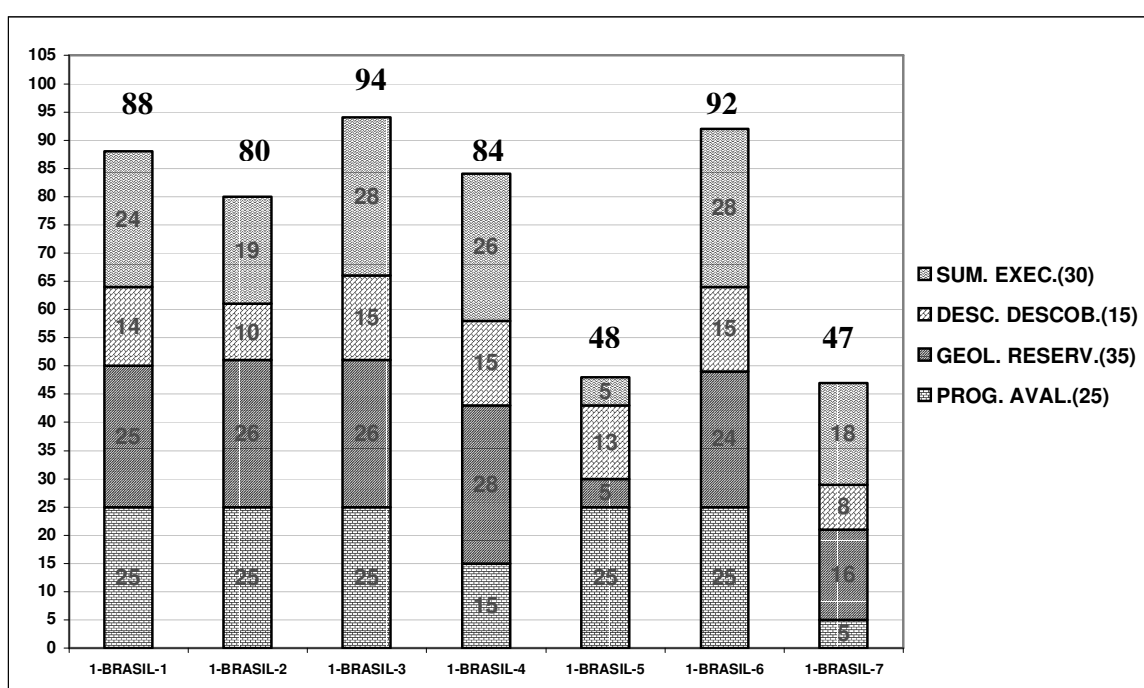


Figura 4.5 – Pontuação dos quatro itens mais importantes (Sumário Executivo, Descrição da Descoberta, Geologia e Reservatórios e Programa de Avaliação), referente aos PADs analisados.

O fato de que nenhum dos sete documentos analisados responde completamente às informações solicitadas pela regulação vigente implica na introdução de diversos obstáculos e restrições na rotina de análise dos PADs pelo órgão regulador. Dentre esses, o mais importante está relacionado à falta de parâmetros no momento da avaliação do PAD no que se refere ao posicionamento e ao conteúdo das informações. Em outras palavras, ao analisar um PAD, o regulador não tem em mente o formato proposto pela Portaria ANP nº 259 de 2000, tornando-se tarefa difícil a detecção de informações posicionadas

incorretamente no documento (fora de ordem), além daquelas que não correspondem ao conteúdo solicitado ou ainda, a ausência de informações numa certa seção do documento, como pôde ser observado na Tabela 4.1, mostrada anteriormente.

4.4 Identificação de Procedimentos Padronizáveis

O estudo realizado sobre o conjunto de PADs mostrados na Tabela 4.1, no início deste capítulo, indicou a inexistência de padronização nos documentos elaborados por concessionários que operam em áreas exploratória no Brasil. Este fato é evidenciado pela heterogeneidade dos documentos analisados, tanto em termos dos seus conteúdos informativos quanto em relação ao posicionamento das informações neles contidas. Por outro lado, observa-se que existe a possibilidade de se estabelecer um modelo de padronização para os PADs, já que o formato e o conteúdo obrigatório desses documentos são estabelecidos através da regulamentação introduzida pela Portaria ANP nº 259 de 2000.

Através das análises e observações realizadas neste estudo até o presente momento, acredita-se que a organização das informações de maneira padronizada e objetiva deverá embutir transparência e agilidade ao processo de confecção e análise dos PADs. Dessa forma, acredita-se que haverá um ganho de qualidade tanto para as empresas concessionárias quanto para o órgão regulador do mercado de petróleo, visto que haverá a garantia de que todas as informações solicitadas pelo órgão regulador serão fornecidas pelos concessionários e conseqüentemente, serão encontradas pelos analistas de PADs nas devidas seções, sugeridas pelo modelo padronizado. Por outro lado, o concessionário passará a concentrar-se apenas no conteúdo informativo compulsório, exigido pela regulação atual, evitando o desperdício de tempo e de recursos na geração de informação desnecessária ao conteúdo dos PADs.

Nesse sentido, acredita-se que a padronização do fluxo de informações, através da introdução de um formato único de geração de documentos e de envio de dados, trará as

soluções para os problemas apontados na análise dos Planos de Avaliação de Descobertas, realizada no início deste capítulo.

Através da análise da Tabela 4.1 foi possível avaliar a qualidade dos PADs em relação aos seus conteúdos informativos. Nesse sentido, observa-se que o documento mais completo e, portanto, o de melhor qualidade, é o referente à descoberta relatada pelo PAD 1-BRASIL-4. Neste documento, caberia ao regulador solicitar apenas o preenchimento de alguns itens ausentes, a retificação dos itens incompletos e o reposicionamento daqueles itens informados fora de ordem. Mas em termos gerais, o documento apresenta de maneira satisfatória o conteúdo e o formato exigidos pela regulação vigente.

Da mesma forma, é possível observar (Tabela 4.1) que o documento que apresenta a mais baixa qualidade em termos de conteúdo informativo é aquele que se refere à descoberta relatada pelo 1-BRASIL-7, onde a maioria das seções do PAD apresentam-se incompletas e posicionadas fora da ordem sugerida pela regulamentação vigente. Neste sentido, cabe ressaltar que esses obstáculos (ausência de informações e posicionamento incorreto das mesmas) observados no PAD referente ao 1-BRASIL-7 seriam evitados com a introdução de um formato padrão de geração de documentos.

Como mencionado anteriormente, um resultado importante, oriundo da padronização, refere-se à garantia de que os documentos gerados estarão completos em termos dos seus conteúdos informativos, segundo o formato sugerido pela Portaria ANP nº 259 de 2000. Porém, cabe ressaltar que a qualidade das informações contidas nos PADs deve ser avaliada por analistas de ambas as partes do processo, já que a padronização garante apenas que os PADs estarão completos em relação ao conteúdo informativo exigido pelo órgão regulador.

Se analisarmos os procedimentos atuais relacionados à troca de informações entre concessionários e órgão regulador, fica fácil entender que as evidências mostradas na Tabela 4.1 dificilmente podem ser percebidas, devido à inexistência de um formato padrão na elaboração dos PADs, sendo necessário analisá-los por diversas vezes, fato que demanda tempo e pessoal disponível para realizar essas rotinas.

Dessa forma, conclui-se que a padronização do fluxo de informações entre concessionários e o órgão regulador atende a uma necessidade do mercado, a qual foi apontada através do estudo conduzido neste capítulo, no sentido de criar uma sintonia entre as partes (mercado e governo) para que se atinja um nível satisfatório de qualidade dos dados gerados nos relatórios sobre Avaliação de Descobertas de Recursos Petrolíferos (PADs).

Capítulo 5

Proposta de Padronização dos PADs

A partir da realização da primeira rodada anual de licitação de blocos exploratórios no Brasil (junho/98) e das descobertas de acumulações de hidrocarbonetos em alguns desses blocos, estabeleceu-se na Agência Nacional do Petróleo (ANP) a entrada de um fluxo crescente de Planos de Avaliação de Descobertas, os quais deveriam ser avaliados e aprovados ou não, segundo cronograma e prazo estabelecidos nos contratos de concessão. Dessa forma, identificou-se no mercado a necessidade de se introduzir medidas as quais venham a contribuir para a agilização do processo de troca de informações existente entre as empresas concessionárias do mercado de exploração de hidrocarbonetos e o órgão regulador, com relação à avaliação de descobertas de acumulações de hidrocarbonetos em território brasileiro.

5.1 Proposta de Padronização Adotada

5.1.1 Detalhamento do Ambiente Regulatório

No sentido de compreender o arcabouço legal que envolve um Plano de Avaliação de Descoberta dentro do escopo regulatório atual, foi traçado, de início, um fluxograma que retrata todas as etapas documentais localizadas anteriormente e posteriormente aos PADs. Este fluxograma pode ser observado através da Figura 5.1.

FLUXOGRAMA DAS PRINCIPAIS ETAPAS DO PROCESSO EXPLORATÓRIO NA ANP

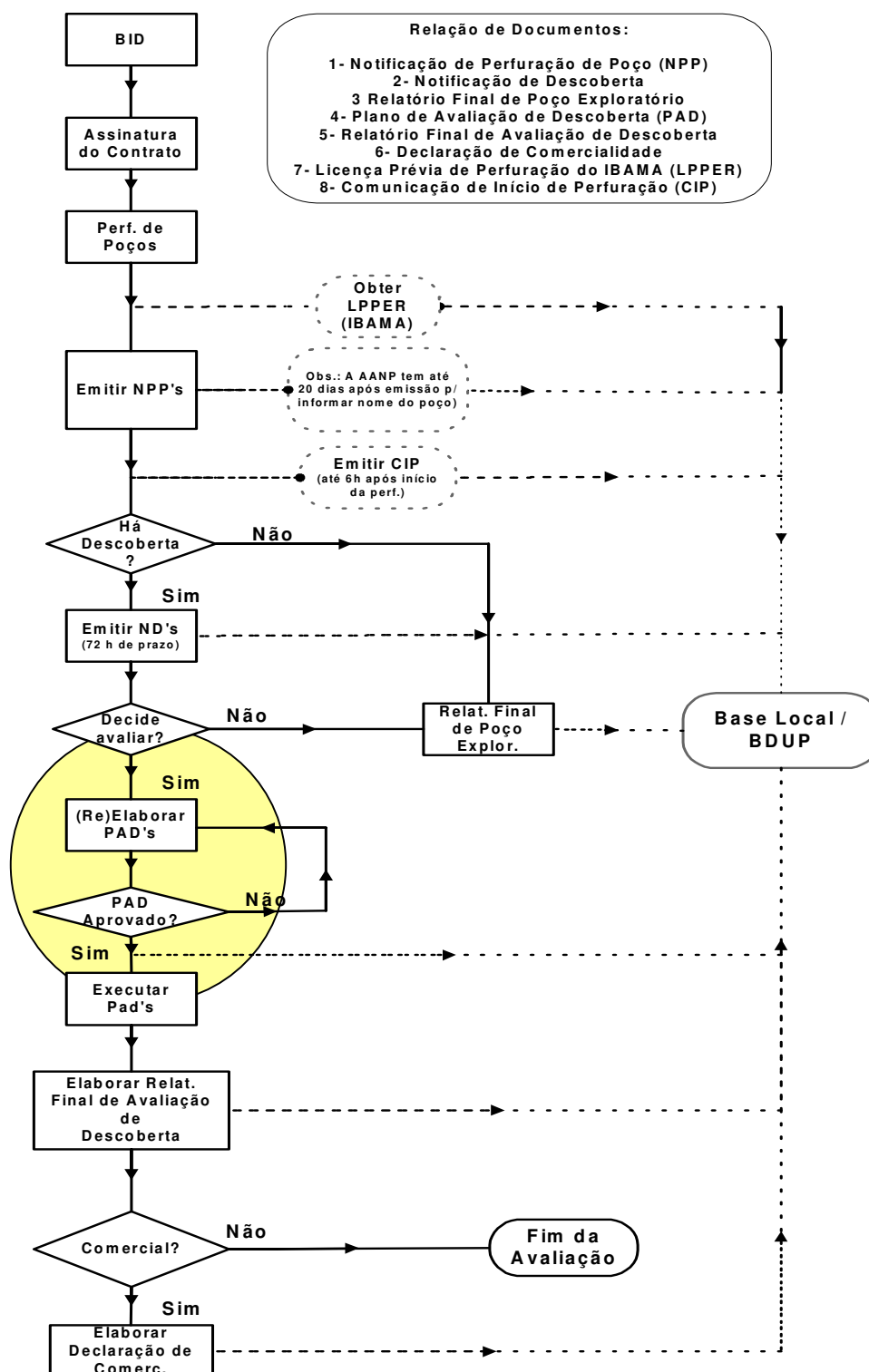


Figura 5.1 - Fluxograma mostrando as principais etapas documentais do processo exploratório na ANP

O círculo amarelo, representado na Figura 5.1, ressalta o trecho do fluxograma que corresponde à etapa de Avaliação da Descoberta, a qual é regulada pela Portaria ANP nº 259 de 2000 e que representa o foco deste estudo. Como mostrado na Figura 5.1, na região do círculo amarelo, ao decidir avaliar a descoberta, o concessionário deverá elaborar um PAD e submetê-lo à aprovação da ANP, a qual terá um prazo de noventa dias para emitir seu parecer sobre este documento. Caso as informações estejam de acordo com a legislação vigente, o PAD é aprovado e o concessionário recebe sinalização para executar sua avaliação. Caso houver alguma inconformidade, o PAD é enviado de volta ao concessionário, o qual terá trinta dias para efetuar as correções solicitadas e remetê-lo de volta ao regulador, o qual terá mais noventa dias para emitir parecer sobre as retificações realizadas. Esse trecho do fluxograma só se encerra quando o PAD é aprovado pelo regulador.

5.1.2 Descrição da Padronização

Este estudo envolve uma análise experimental a qual se constitui do levantamento da base de informações, contida em sete Planos de Avaliação de Descobertas, elaborados pelas empresas concessionárias de áreas exploratórias em território brasileiro e pertencentes ao acervo da Agência Nacional do Petróleo. A pesquisa nesta etapa inclui um levantamento sobre procedimentos regulatórios utilizados por outras agências internacionais. Este assunto foi tratado no Capítulo 2.

A etapa seguinte envolve a observação e a identificação de possíveis procedimentos padronizáveis que podem estar contidos no conjunto de PADs, analisados na pesquisa relatada anteriormente. Atavés dessa análise conclui-se que o fluxo de informação referente aos PADs pode ser padronizado através da introdução de um formato único de geração de documentos e de envio de dados, tendo-se como base o formato e o conteúdo propostos pela Portaria ANP nº 259 de 2000. Esta etapa envolveu também uma análise do tipo de informação gerada no âmbito do item “Programa de Avaliação”, da Portaria ANP nº 259 de 2000, o qual descreve as atividades previstas para a Avaliação da Descoberta, enfocando os programas adicionais de perfuração de poços, de geofísica e de aquisição e interpretação dos dados geológicos (testes de formação, análise de perfis, testemunhos, testes laboratoriais, análise estrutural e estratigráfica, etc.), numa tentativa de definir um padrão passível de ser sistematizado, facilitando desta maneira a análise dos documentos pelo corpo técnico da ANP.

Como decorrência dos processos padronizáveis, identificados na etapa anterior, partiu-se para a proposta de elaboração de um conjunto de planilhas eletrônicas as quais, em primeiro instante, seriam utilizadas para consolidar a padronização dos PADs, baseando-se nas orientações contidas na Portaria ANP nº 259 de 2000. Essas planilhas são apresentadas nos Anexos 1, 2, 3, 4, 5 e 6.

A Figura 5.2 representa a estrutura do modelo de padronização proposto neste estudo.

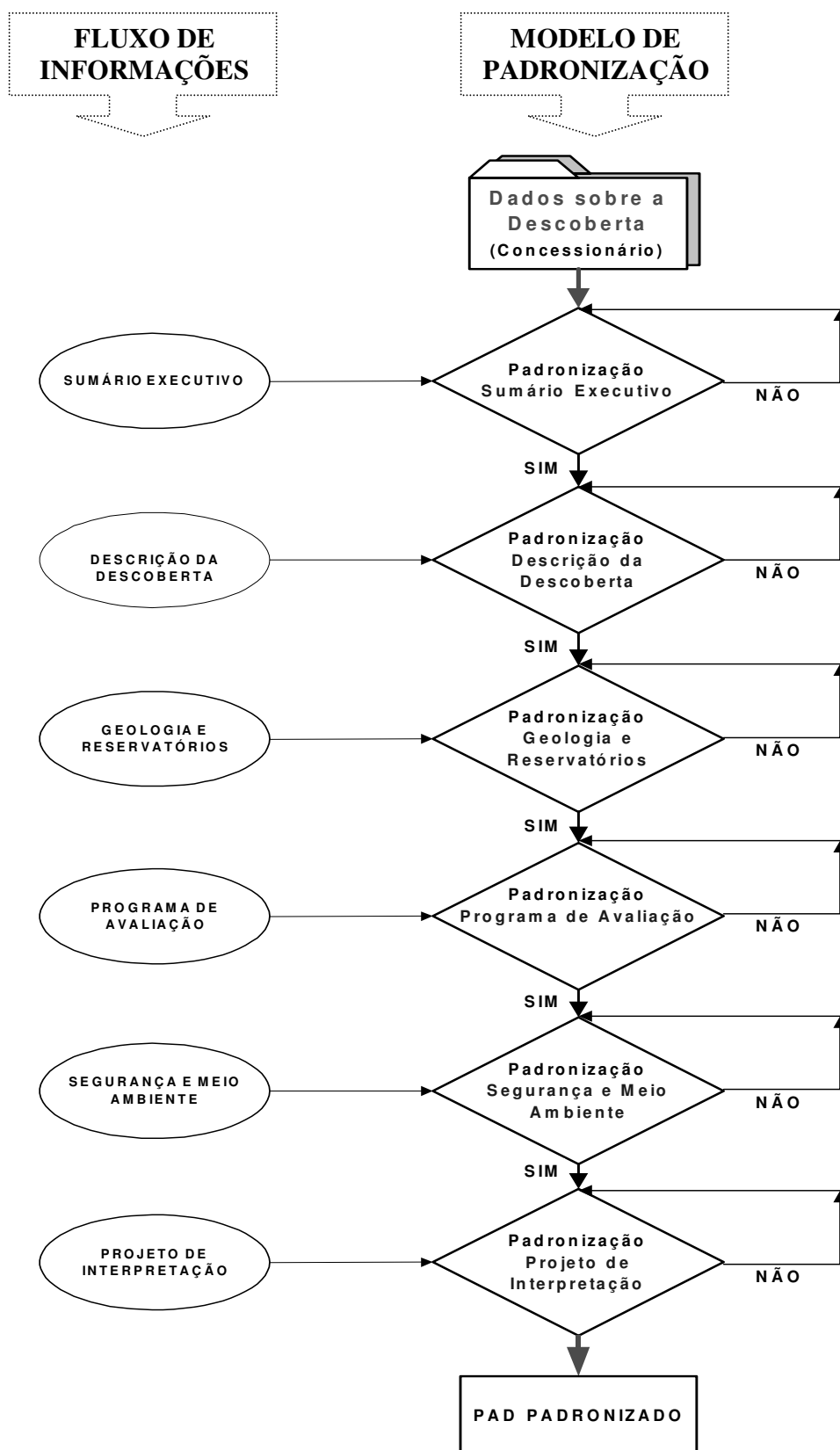


Figura 5.2 - Estrutura do modelo de padronização.

Na Figura 5.2, a região esquerda do desenho representa o fluxo de informações que compõe o PAD, segundo a formatação proposta pela regulação vigente. A região direita representa o fluxograma de padronização proposto neste estudo, o qual sugere a geração de uma rotina computacional, onde o agente concessionário deve preencher os formulários contidos num programa de computador, o qual reproduz todas as exigências estabelecidas pela Portaria ANP nº 259 de 2000, facilitando o manuseio das informações contidas nos PADs.

As planilhas do modelo proposto (Anexos 1 a 6) são auto-explicativas, e induzem o executor do PAD ao preenchimento correto (e de maneira padronizada), com foco nas informações compulsórias, exigidas pela regulação vigente. Ao final do preenchimento, o programa deve percorrer o documento para verificar se alguma informação obrigatória foi omitida e somente quando tudo estiver de acordo com as exigências pré-estabelecidas, o PAD estará padronizado e pronto para ser enviado ao órgão regulador. Ao receber o arquivo referente ao PAD, o regulador deve realizar as observações que se fizerem necessárias durante o processo de avaliação do plano. Caso sejam feitas retificações no PAD analisado, o regulador deve enviá-lo de volta ao concessionário, o qual terá condições de observar a edição realizada e atender as exigências solicitadas.

Tais encaminhamentos entre regulador e regulado deverão ser efetuados quantas vezes for necessário, até que o PAD seja aprovado, encerrando-se esta etapa do processo.

Nesse sentido, acredita-se que o documento gerado através da rotina computacional proposta pelo fluxograma da Figura 5.2 deve proporcionar inúmeras vantagens para ambas as partes envolvidas neste processo. Dentre elas, destaca-se a agilização do tempo de preenchimento (pelo concessionário) e análise (pelo regulador) dos PADs, melhorando a qualidade do fluxo de informações no sentido de gerar documentos padronizados e completos em relação ao conteúdo informativo. Além disso, acredita-se que haverá ganho de qualidade na informação contida nos PADs, visto que o modelo de padronização proposto neste estudo deve induzir o concessionário a focar-se apenas nas informações mais importantes para a avaliação da descoberta. Conseqüentemente, estas ações devem fornecer subsídios para que as empresas atinjam maior eficiência na sistemática de

avaliação de descobertas de hidrocarbonetos, de maneira a embutir organização no histórico das decisões tomadas e racionalidade nas informações geradas nesses eventos exploratórios.

5.2 Programa Computacional

Como decorrência dos processos padronizáveis, identificados na etapa anterior, foi proposta a criação de um programa computacional com o objetivo de consolidar a padronização dos PADs, baseando-se no fluxograma mostrado na Figura 5.2 e nas orientações contidas na Portaria ANP nº 259 de 2000.

Este estudo gerou subsídios para a criação de um *software* para a edição de PADs, elaborado em linguagem Java e compatível com as plataformas Windows, Linux e Solaris. Por motivos de sigilo, o programa de edição de PADs não será apresentado nesta dissertação. Porém, sua estrutura de funcionamento será apresentada a seguir.

O programa para a edição de PADs propõe a geração de uma rotina computacional, a qual estabelece que o agente concessionário deve preencher os formulários contidos no programa, sendo que estes reproduzem todas as exigências estabelecidas pela Portaria ANP nº 259 de 2000, facilitando o manuseio das informações contidas nos PADs.

O programa apresenta duas versões, sendo uma destinada para o concessionário e outra para o órgão regulador. Na versão do concessionário, as planilhas auto-explicativas induzem ao preenchimento correto e de maneira padronizada das informações solicitadas. Ao final do preenchimento o programa corre uma rotina verificadora (*check list*), no sentido de avaliar se alguma informação obrigatória foi omitida. Somente quando tudo estiver de acordo com as exigências pré-estabelecidas, é gerado um arquivo de transmissão de dados, o qual é enviado ao órgão regulador via *internet*. Ao receber o arquivo, o órgão regulador deve abri-lo na versão a ele destinada. Nesta versão, destinada ao regulador, é possível

realizar as observações que se fizerem necessárias durante o processo de avaliação do plano. Caso sejam realizadas retificações no PAD, o órgão regulador deve enviá-lo de volta, via *internet*, ao concessionário, o qual terá condições de observar a edição realizada pelo regulador e atender às suas exigências. Tais encaminhamentos entre regulador e regulado podem ser efetuados quantas vezes for necessário, até que o órgão regulador aprove o PAD, encerrando-se esta etapa do processo.

O esquema geral de funcionamento do programa Editor de PADs pode ser observado na Figura 5.3, abaixo:

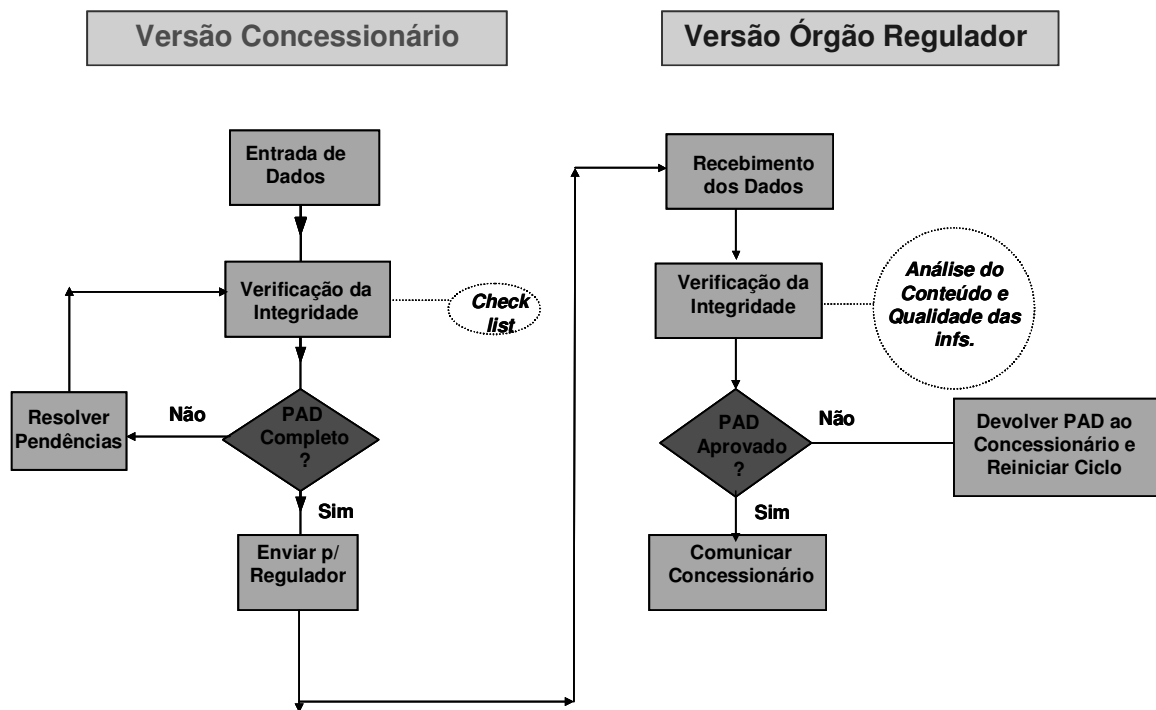


Figura 5.3 - Esquema de funcionamento do Editor de PADs.

Capítulo 6

Conclusões

O estudo realizado sobre uma amostragem de sete Planos de Avaliação de Descobertas de Recursos Petrolíferos (PADs), os quais foram elaborados por empresas que prospectam hidrocarbonetos em subsolo brasileiro, segundo o arcabouço regulatório introduzido pela Lei do Petróleo, levou a concluir que inexistente padronização no atual fluxo de informações entre as empresas concessionárias e o órgão regulador, no tocante às avaliações de descobertas de recursos petrolíferos em subsolo brasileiro.

A falta de padronização, evidenciada na Tabela 4.1, mostrou ser a responsável pela variabilidade no conteúdo informativo e na qualidade dos documentos analisados. Este fato introduz obstáculos na rotina de análise dos PADs, exigindo que cada documento seja tratado de maneira exclusiva, já que todos apresentam-se diferentes no formato e na disposição do conteúdo informativo.

A padronização do fluxo de informações entre concessionários e o órgão regulador atende a uma necessidade de mercado no sentido de criar uma sintonia entre as partes (mercado e governo) para que se atinja um nível satisfatório de qualidade dos dados gerados nos relatórios sobre Avaliação de Descobertas de Recursos Petrolíferos (PADs). Além disso, acredita-se que os procedimentos padronizados apresentados neste estudo subsidiarão as empresas para atingirem maior eficiência na sistemática e na estratégia exploratória.

Por intermédio deste estudo, conclui-se que todo o fluxo de informação pode ser padronizado através da introdução de um formato único de geração de documentos e de

envio de dados, tendo-se como base o formato e o conteúdo propostos pela regulação vigente.

Como decorrência dos processos padronizáveis, identificados neste estudo, partiu-se para a proposta de elaboração de um conjunto de planilhas eletrônicas as quais, em primeiro instante, seriam utilizadas para consolidar a padronização dos PADs, baseando-se nas orientações emanadas do órgão regulador do mercado de petróleo.

O esquema ilustrado pela Figura 5.2 vem propor a geração de uma rotina computacional, a qual estabelece que o agente concessionário deverá preencher os formulários contidos num programa de computador, o qual reproduz todas as exigências da Portaria ANP nº 259 de 2000, facilitando o manuseio das informações contidas nos PADs.

A primeira vista, este processo de padronização pode ser entendido como uma restrição para a atuação do concessionário. Porém, acredita-se que os ganhos surgirão para ambas as partes, no sentido de que a padronização deverá embutir maior racionalidade à estratégia exploratória, permitindo o registro de todos os passos realizados e a revisão das decisões tomadas durante o processo de avaliação das descobertas.

O modelo proposto neste estudo está sujeito a revisões, as quais dependem de uma forte atuação dos concessionários e do órgão regulador, no sentido de testá-lo, operacionalizá-lo e adaptá-lo às necessidades do mercado.

Capítulo 7

Referências Bibliográficas

- ANP – Agência Nacional do Petróleo – Página oficial da Agência Nacional do Petróleo na *internet*; 01 de Fevereiro de 2003 [*on line*]. Disponível em : <http://www.anp.gov.br> .
- Attanasi, E. D., Root, D. H. *The enigma of oil and gas field growth*. AAPG Bulletin, Vol. 78, nº 03, 1994, p.321-332.
- Barwis, John H., Mcpherson, John G., Studlick, Joseph R. J.. (Edit.). *Sanstone petroleum reservoirs*. New York : Springer-Verlag, 1990. 293p.
- Capen, E.C. Dealing with exploration uncertainties, In: Steinmetz,R. , *The business of petroleum exploration: AAPG Treatise of Petroleum Geology – Handbook of Petroleum Geology*, ch5, p.29-61, 1992
- Carragher,P.D. Probability and petroleum system, AAPG Hedberg Conference, Lessening risk in international exploration & production, Snowbird,Utah: 10-13 August, 1993.
- Cozzolino, J.M. Controlling Risk in Capital Budgeting: A Practical Use of Utility Theory for Measurement and Control Petroleum Exploration Risk. In: *The Engineering Economist*. USA: American Society for Engineering Education & American Institute of Industrial Engineers. v.25, no 3, Spring/1980. 26p.
- Cozzolino, J.M. *A new method for risk analysis*. MIT, Sloan Management Review, Vol. 20, nº 03, 1977, p. 53-66.
- Dott, R. H., Reynolds, M. J. *Sourcebook for petroleum geology*. AAPG memoir 5, 1969, 471p.
- DTI – Department of Trade and Industry – Página oficial do DTI na *internet*; 05 de Fevereiro de 2003 [*on line*]. Disponível em: <http://www.dti.org.uk> [Segunda-feira, 12 de Maio de 2003].

- Gehman, H. M., Kyle, J. R., White, D. A. *Prospect risk analysis*. Probability methods in oil exploration. AAPG Research Symposium, Stanford University, Preliminary Report, p. 16 – 20, 1975
- Haldorsen, H. H., *Choosing between rocks, hard places and lot more: the economic interface*. In Doré, A. G. e Sinding-Larsen (eds), Quantification and prediction of petroleum resources, NPF Sp. Publ. 6, 1996, p. 183 - 188.
- Magoon, L. B., Dow, W. G. *The petroleum system – from source to trap*. AAPG memoir 60., 1994.
- MMS – Mineral Management Service – Página oficial do MMS na internet; 05 de Fevereiro de 2003 [on line]. Disponível em: (<http://www.gomr.mms.gov/homepg/regulate/regs/laws>) [07 de Maio de 2003].
- Murta, J. A. *Estimating reserves and success for prospects with geologically dependent layers*. SPE Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium. Dallas, Texas, USA. 26-29 March, 1996 ,p. 73-84.
- Nepomuceno, F. *Tomada de decisão em projetos de risco na exploração de petróleo*. Tese de Doutorado. Campinas, UNICAMP/IG/DARM, 1997, 243 p.
- Nepomuceno, F. Suslick, S. B., Alocação de Recursos Financeiros em Projetos de Risco na Exploração de Petróleo. In RAE-FGV, no. 1, 40:63-76. ,2000, São Paulo.
- Newendorp, P.D. *Decision Analysis for Petroleum Exploration*. PennwellBooks, Pennwell Publishing Company, Tulsa, Oklahoma 1975.
- Otis, R.M.; Schneidermann, N. A process for evaluating exploration prospects. AAPG Bulletin, v.81., n.7, 1997, pp.1087-1109.
- Petrobras S.A., DEPEX. *Manual de subsuperfície: Roteiro básico para acompanhamento de poços*. 2. ed. Rio de Janeiro, IBP 1984. 124p.
- Scuta, M., *Interpretação avançada de perfis*, Petrobras/.CEN-NOR Rio de Janeiro, 1984. 180p.
- Rose, P.R. Chance of success and its use in petroleum exploration. In: Steinmetz, R. ed., *The Business of Petroleum Exploration*. AAPG Treatise of Petroleum Geology – Handbook of Petroleum Exploration, 1993, p.93-120.
- Rose, P.R. *Risk Analysis and Managerial Petroleum Exploration Ventures*, AAPG Methods in Exploration Series, n.012, AAPG, 164p., 2001.

- Rostirolla, S. P. Avaliação de Favorabilidade em Exploração: Um Enfoque Metodológico. Rio Claro, 1996. 164p. Tese (Doutorado em Geologia Regional) – Instituto de Geociências e Ciências Exatas, UNESP, Campus de Rio Claro, 1996.
- Rostirolla, S.P. Análise de Incertezas em Sistemas Petrolíferos. Revista Brasileira de Geociências, v.29,n. 2, 1999, p.261-270.
- Suslick, S. B., Furtado, R. Quantifying the Value of Technological, Environmental, and Financial Gain in Decision Models for Offshore Oil Exploration, Journal of Petrol. Science Eng., 2001, v.32, p.115-125.
- Walls, M.R., Corporate risk tolerance and capital allocation: a practical approach to implementing an exploration risk policy: Jour. of Petroleum Technology, v.47, no.4, 1995, p. 307-311.
- Walls, M. R., Dyer, J.S. Risk propensity and firm performance: a study of the petroleum exploration industry. Management Science, Vol. 42, No 7, 1996, July.
- White, D. A. *Geologic risking guide for prospects and plays*. AAPG Bulletin, V. 77, 1993, p. 2048 – 2061.
- Wood, J.E. et al., The domestic oil and gas recoverable resource base: Supporting analysis for the National Energy Strategy: Energy Information Administr., Office of Oil and Gas, USDOE, 1990.

ANEXO 1

Sumário Executivo

Introdução

SIM X

NÃO

Quando a opção acima for SIM, esta janela deverá abrir.

1) Objetivos da Avaliação e Estratégia da Avaliação:

OK

2) Contexto geológico de Inserção da Descoberta:

Mapa de LocalizaçãoSIM/NÃO

Fig.gif

Caso a resposta acima seja positiva, deverá abrir a janela para importar figura .gif ou .jpg

3) Há Programação de levantamento Geofísico?

SIM X

NÃO

Descrição da Programação:

Esta janela (incluindo a linha 15) deverá abrir-se quando a resposta do item 3 for **SIM**.
Caso a resposta seja **NÃO**, esta janela, a linha 21 e o item 4 deverão se fechar.

4) Apresentar Programas de Levantamento Geofísico:

5) Há Programação de Reprocessamento e Reinterpretação de dados Geofísicos?

SIM X

NÃO

Descrição da Programação:

Abrir esta janela quando a resposta for afirmativa.
Caso a resposta seja NÃO, esta janela e a linha 27 deverão se fechar.

6) Há Previsão de Perfuração ?

SIM X

NÃO

Número de Poços Firmes:

7) Há Poços Contingentes ?

SIM X

NÃO

Número de Poços Contingentes:

Esta janela (incluindo as linhas 38 e 40) deverá abrir-se quando a resposta do item 7 for SIM. Caso a resposta seja NÃO, esta janela e as linhas 38 e 40 deverão se fechar.

8) **Previsão dos invest. necessários para a Avaliação (US\$), discriminando os relativos:**

aos levantamentos:

a) geológico:

b) geofísico

c) geoquímico

ao processamento de dados geofísicos

à perfuração, avaliação e completação de poços

aos estudos complementares

às análises laboratoriais e estudos complementares (petrofís., geoquím., etc.)

à elab. do Relat. Final de Aval. de Descoberta de Petróleo e/ou Gás Natural

Outros

Total

9) **Cronogr.de Atividades(meses), contemplando as atividades Físicas da Aval., discriminando:**

aos levantamentos:

a) geológico:

b) geofísico

c) geoquímico

processamento de dados geofísicos

perfuração, avaliação e completação de poços

estudos complementares

análises laboratoriais e estudos complementares (petrofísica, geoquímica, etc.)

elaboração do Relat. Final de Aval. de Descoberta de Petróleo e/ou Gás Natural

Outros

Total

10) **Comentários Adicionais**

SIM	<input type="checkbox"/>	X	<input type="checkbox"/>
------------	--------------------------	----------	--------------------------

NÃO	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
------------	--------------------------	--------------------------

Esta janela se abre quando a resposta for SIM

ANEXO 2

DESCRIÇÃO DA DESCOBERTA

1) **Introdução**

Texto com possibilidade de incluir figuras

Tabela 1 (Indícios de HC's)

2) **Resultados da Avaliação Preliminar**

Tabela 1 (Indícios de HC's)

Texto com possibilidade de inserir figuras

Tabela 2 (Perfis)

3) **Metodologia Empregada Para Avaliação Quantitativa de Perfis**

Tabela 2 (Perfis)

Texto com possibilidade de incluir figuras

Tabela 3 (TF)

4) **a) Resultados e Interpretações de Testes de Formação**

Tabela 3 (TF)

Texto com possibilidade de incluir figuras

Tabela 4 (TF-Cabo)

b) Resultados e Interpretações de RFT

Tabela 4 (TF-Cabo)

Texto com possibilidade de incluir figuras

ANEXO 3

GEOLOGIA E RESERVATÓRIOS

1) **Interpretação Geológica e Geofísica que deu origem à Locação do Poço Descobridor**

Texto com possibilidade de incluir figuras

2) **Unidds Lito, Bio e Cronoestrat. Constatadas (Poço Descobridor)**

Texto com possibilidade de inserir figuras

Tabela Litoestratigráfica

Tabela Bioestratigráfica

Tabela Cronoestratigráfica

3) **Sistema Petrolífero** **Carta de Eventos** (Figura.gif)

Texto com possibilidade de incluir figuras

4) **Evolução Estrutural da Área**

Texto com possibilidade de incluir figuras

5) **Propriedades Petrofísicas (Dados de Laboratório) dos Reservatórios**

Obs.: Construir tabela com os dados de lab. mais importantes

Tabela de Petrofísica

6) **Informações Adicionais**

SIM ☒

NÃO ☐

Esta janela se abre quando a resposta for SIM

ANEXO 4

PROGRAMA DE AVALIAÇÃO

TABELA DE DADOS DO PLANO DE AVALIAÇÃO

1) Programa Geofísico Adicional

Texto

2) Programa de Perfuração Adicional

Texto

3) Estudos e Atividades Complementares

Texto

4) Programação de Teste de Longa Duração

SIM X

NÃO

Texto

5) Outros Métodos e Técnicas a serem utilizados

SIM X

NÃO

Abrir esta janela quando a resposta for afirmativa.

Caso a resposta seja NÃO, esta janela e a linha 27 deverão se fechar.

ANEXO 5

SEGURANÇA E MEIO AMBIENTE

Apresentar um sumário dos aspectos relevantes do ponto de vista de segurança operacional e preservação ambiental, tais como:

- 1) O tratamento e destino dos fluidos utilizados na perfuração dos poços e para a operação de equipamentos, e também daqueles fluidos que vierem a ser produzidos durante a Avaliação;

Texto/Tabelas

- 2) Os aspectos associados às atividades de avaliação que sejam potencialmente poluidores ou que possam vir a representar risco à vida, à segurança operacional ou ao meio ambiente. Apresentar as ações mitigadoras a serem tomadas no caso de acidentes;

Texto/Tabelas

- 3) Os procedimentos a serem adotados para o gerenciamento de risco das instalações utilizadas e operações empreendidas;

Texto/Tabelas

- 4) Os procedimentos a serem adotados caso seja esperado ou constatado a presença de gás sulfídrico.

Texto/Tabelas

ANEXO 6

PROJETO DE INTERPRETAÇÃO

Juntamente com o Plano de Avaliação de Descobertas de Petróleo e/ou Gás Natural o Concessionário deverá entregar à ANP, em meio magnético apropriado, o Projeto de Interpretação Sísmica e Geológica que possibilite a apreciação do Plano de Avaliação proposto, devendo conter:

- a) o Dado sísmico de amplitude em tempo (Formato SEG-Y), recobrimdo a(s) jazida(s) avaliada(s), com as interpretações apropriadas (horizontes e falhas);

Espaço para Comentários

- b) Os poços existentes, já ajustados(1) ao dado sísmico, que auxiliaram na definição do Plano de Avaliação e do(s) prospecto(s) exploratório(s). Incluir o zoneamento estratigráfico dos poços (topo/base da principais Formações, Zonas Estratigráficas e Biozonas);

Espaço para Comentários

- c) Outros atributos sísmicos(2) (Formato SEG-Y) que auxiliaram na interpretação dos dados e a elaboração do Plano de Avaliação proposto.

Espaço para Comentários

ANEXO 7

PORTARIA Nº 259, DE 5 DE DEZEMBRO DE 2000

O DIRETOR-GERAL da AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO - ANP, em exercício, no uso das atribuições que lhe foram conferidas pela Portaria ANP nº 241, de 18 de outubro de 2000, considerando as disposições da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, e da Resolução de Diretoria nº 717, de 5 de dezembro de 2000, torna público o seguinte ato:

Art. 1º

Fica aprovado o Regulamento Técnico do Plano de Avaliação de Descobertas de Petróleo e/ou Gás Natural, anexo à presente Portaria, que define o objetivo, o conteúdo e determina os procedimentos quanto à forma de apresentação do mesmo, de acordo com o estabelecido no inciso III do art. 44, da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997.

Art. 2º

O Concessionário que decidir avaliar uma Descoberta de Petróleo e/ou Gás Natural numa Área de Concessão, fica obrigado a entregar à ANP, no prazo estabelecido no Contrato de Concessão de Exploração, Desenvolvimento e Produção de Petróleo e Gás Natural, o respectivo Plano de Avaliação de Descobertas de Petróleo e/ou Gás Natural.

Art. 3º

A execução do Plano de Avaliação de Descobertas de Petróleo e/ou Gás Natural, de que trata esta Portaria, somente poderá ser iniciada após sua apresentação à ANP, respeitadas as disposições contratuais.

§ 1º A ANP terá prazo de até 60 (sessenta) dias, contados do recebimento do Plano de Avaliação de Descobertas de Petróleo e/ou Gás Natural, para aprová-lo ou solicitar ao Concessionário modificações justificadas desse plano. Caso a ANP solicite tais modificações, o Concessionário deverá apresentá-las no prazo de 30 (trinta) dias contados da referida solicitação, repetindo-se então o procedimento previsto neste parágrafo. A execução das atividades de Avaliação já iniciadas será interrompida, se justificadamente exigido pela ANP.

§ 2º Alterações significativas no Plano de Avaliação de Descobertas de Petróleo e/ou Gás Natural, que forem sugeridas pelo Concessionário, estarão sujeitas à prévia comunicação por escrito à ANP, aplicando-se quanto a estas alterações, o procedimento previsto no § 1º desse artigo.

§ 3º O Concessionário não poderá iniciar Teste de Poço de Longa Duração sem a autorização prévia pela ANP.

Art. 4º

Cumprido o Plano de Avaliação de Descobertas de Petróleo e Gás Natural proposto pelo Concessionário, segundo o cronograma apresentado para a execução do mesmo, o Concessionário apresentará à ANP o Relatório Final de Avaliação de Descobertas de Petróleo e/o Gás Natural no prazo máximo de 90 dias, ou, quando for o caso, na data da Declaração de Comercialidade, caso esta ocorra antes do término do prazo estipulado neste artigo.

Art. 5º

As operações do Plano de Avaliação de Descobertas só poderão ser iniciadas após a obtenção das licenças exigidas pela legislação vigente, independentemente da apresentação ou aprovação do Plano de Avaliação.

Art. 6º

O não cumprimento das disposições contidas na presente Portaria implicará em aplicação das penalidades previstas na legislação em vigor.

Art. 7º

Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

LUIZ AUGUSTO HORTA NOGUEIRA

ANEXO - REGULAMENTO TÉCNICO DO PLANO DE AVALIAÇÃO DE DESCOBERTAS DE PETRÓLEO E/OU GÁS NATURAL

1. OBJETIVO

1.1 O presente Regulamento define o objetivo, o conteúdo e determina os procedimentos quanto à forma de apresentação do Plano de Avaliação de Descobertas de Petróleo e/ou Gás Natural, de que trata o inciso III do art. 44 da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, e define os critérios de aprovação e revisão do referido Plano.

1.1.1 Este Regulamento aplica-se à avaliação de Descobertas de Petróleo e/ou Gás Natural localizadas nas Áreas de Concessão.

1.2 O Plano de Avaliação de Descobertas de Petróleo e/ou Gás Natural deverá ser preparado de acordo com as instruções contidas neste Regulamento e conter informações suficientes, em abrangência e detalhe, para:

a) permitir a avaliação, por parte da ANP, da adequação do referido Plano aos objetivos propostos;

b) permitir à ANP conhecer e acompanhar a Avaliação da Descoberta de Petróleo e/ou Gás Natural;

c) demonstrar que a Avaliação da Descoberta se fará segundo as Melhores Práticas da Indústria do Petróleo e em obediência às normas e regulamentações da ANP, bem como a legislação em vigor;

1.3 O Plano de Avaliação de Descobertas de Petróleo e/ou Gás Natural deverá atender aos princípios e requisitos adiante enumerados, que são mandatórios para sua aprovação:

a) possibilitar a quantificação dos Volumes In Situ Originais de Petróleo e/ou Gás Natural;

b) possibilitar a classificação adequada da Descoberta em Recursos e/ou Reservas, caso ocorra a Declaração de Comercialidade;

c) possibilitar a compreensão dos mecanismos de produção, e a previsão do comportamento de produção dos poços e reservatórios;

d) possibilitar a caracterização dos fluidos presentes nos reservatórios, bem como das rochas que constituem os reservatórios;

e) possibilitar a compreensão do modelo geológico dos reservatórios, ou seja, seu controle estratigráfico e estrutural, bem como delimitar espacialmente os reservatórios;

f) garantir a segurança operacional;

g) garantir a preservação ambiental.

2. DEFINIÇÕES

2.1 As definições contidas no art. 6º da Lei nº 9.478, de 6 de Agosto de 1997, na cláusula primeira do Contrato de Concessão para Exploração, Desenvolvimento e Produção de Petróleo e Gás Natural, e no Regulamento Técnico de Reservas de Petróleo e Gás Natural (Portaria ANP nº 9, de 21 de janeiro de 2000), ficam incorporadas a este Regulamento e, em consequência, valerão para todos os fins e efeitos do mesmo, sempre que as seguintes palavras e expressões sejam aqui utilizadas, quer no plural ou no singular:

Avaliação

Área de Concessão

Área de Desenvolvimento

Bacia Sedimentar

Bloco

Concessionário

Contrato

Declaração de Comercialidade

Descoberta

Fase de Exploração

Jazida

Melhores Práticas da Indústria do Petróleo

Operações

Operador

Petróleo

Recursos

Reservas

Reservatório

Teste de Longa Duração

Volume In Situ Original

2.2 Também para os fins e efeitos deste Regulamento, valerão adicionalmente as definições contidas neste parágrafo 2.2, sempre que as seguintes palavras e expressões sejam aqui utilizadas, quer no singular ou no plural:

2.2.1 "Relatório Final de Avaliação de Descobertas de Petróleo e/ou Gás Natural" significa documento preparado pelo Concessionário descrevendo o conjunto das Operações empregadas para a Avaliação da Descoberta de Petróleo e/ou Gás Natural, e apresentando os resultados dessa Avaliação.

3. DISPOSIÇÕES GERAIS

3.1 O Plano de Avaliação de Descobertas de Petróleo e/ou Gás Natural deverá ser enviado à ANP através de uma carta de encaminhamento, que deverá conter:

a) nome(s) do(s) Concessionário(s);

- b) nome do Operador;
- c) nome do Bloco;
- d) nome da Bacia sedimentar;
- e) número do Contrato;
- f) nome e cadastro do poço descobridor.

3.2 Um Plano de Avaliação de Descobertas de Petróleo e/ou Gás Natural que compreender somente a realização de Teste de Longa Duração terá sua execução condicionada à autorização prévia de tal teste pela ANP.

3.3 Havendo previsão de utilização de novas tecnologias desenvolvidas pelo próprio Concessionário, ou aplicação de tecnologias novas ou pouco comuns com relação à exploração de Petróleo e Gás Natural, estas deverão ser descritas no Plano de Avaliação de Descobertas de Petróleo e/ou Gás Natural.

3.4 Caso alguma das alterações abaixo relacionadas seja implementada num Plano de Avaliação de Descobertas já submetido ou aprovado, estas alterações deverão ser comunicadas por escrito à ANP, sempre acompanhadas das justificativas técnicas que as motivaram.

- a) modificação na extensão e/ou parâmetros dos levantamentos geofísicos;
- b) alteração no número de poços a serem perfurados, ou no tipo, localização e/ou objetivos dos poços;
- c) alterações nos programas de amostragem (testemunhagens, amostras laterais e PVT's);
- d) alterações no programa de Testes de Formação;
- e) alterações no cronograma proposto; e
- f) outras alterações que afetem os objetivos, a abrangência ou a qualidade do plano de avaliação anterior.

3.5 A ANP poderá a qualquer tempo, e a seu exclusivo critério, solicitar as informações complementares que julgar pertinente, bem como uma exposição oral do Plano de Avaliação.

4. CONTEÚDO DO PLANO DE AVALIAÇÃO

4.1 O Plano de Avaliação de Descobertas de Petróleo e/ou Gás Natural deverá conter, no mínimo, os seguintes tópicos:

4.1.1 Sumário Executivo, que deverá contemplar os seguintes aspectos:

- a) os objetivos e a estratégia de Avaliação;
- b) o contexto geológico no qual se insere a Descoberta de Petróleo e/ou Gás Natural realizada (incluir mapa de localização);
- c) os programas dos levantamentos geofísicos (se houver);
- d) o número e o tipo de poços (caso esteja prevista a perfuração);
- e) a previsão do total dos investimentos necessários para a Avaliação;
- f) a duração da avaliação.

4.1.2 Descrição da Descoberta, ressaltando:

- a) os resultados da sua avaliação preliminar;
- b) a metodologia empregada para a avaliação quantitativa de perfis;
- c) os resultados e as interpretações dos testes de formação.

4.1.3 Geologia e Reservatórios, contendo o modelo geológico depreendido de estudos anteriores e das informações fornecidas pela perfuração do poço descobridor, enfatizando, sempre que disponíveis:

- a) a interpretação geológica e geofísica que deu origem à locação do poço descobridor (apresentar seções geológicas e sísmicas interpretadas, incluir o poço descobridor e os de correlação com as unidades litoestratigráficas constatadas pelos mesmos);
- b) as unidades lito, bio e cronoestratigráficas constatadas (incluir Quadro de Previsões e Constatações Geológicas e a Coluna Estratigráfica apropriada);
- c) o sistema petrolífero ao qual a Descoberta se relaciona;
- d) um resumo da evolução estrutural da área, enfatizando o controle estrutural da acumulação, as possíveis compartimentações e barreiras;
- e) as principais propriedades petrofísicas dos reservatórios;
- f) as informações dos poços de correlação existentes (estratigrafia, indícios, resultados de testes e perfis).

4.1.4 Programa de Avaliação, descrevendo as atividades previstas para a Avaliação da Descoberta, enfocando:

- a) o programa geofísico adicional, quando houver, apresentando os objetivos desejados e os parâmetros de aquisição;
- b) o programa adicional de perfuração, quando houver, apresentando os prospectos dos poços e programas de amostragem de rocha (testemunhagem ou amostragem lateral) e fluido, bem como de perfilagem e testes de formação;
- c) os estudos e atividades complementares (análises geoquímicas, reinterpretações, descrição e análise de testemunhos, análise de fluidos e petrofísicas, e etc.);
- d) a programação, quando for o caso, para a realização de Teste de Longa Duração. Nesse caso, o Plano deverá conter uma programação detalhada do teste;
- e) outros métodos ou técnicas que serão empreendidos durante a Avaliação da Descoberta (por exemplo: tomografia sísmica, perfis de ressonância, análise de AVO, etc.).

4.1.5 Segurança e Meio Ambiente, apresentando um sumário dos aspectos relevantes do ponto de vista de segurança operacional e preservação ambiental, tais como:

- a) o tratamento e destino dos fluidos utilizados na perfuração dos poços e para a operação de equipamentos, e também daqueles fluidos que vierem a ser produzidos durante a Avaliação;
- b) aspectos associados às atividades de avaliação que sejam potencialmente poluidores ou que possam vir a representar risco à vida, à segurança operacional ou ao meio ambiente. Apresentar as ações mitigadoras a serem tomadas no caso de acidentes;
- c) procedimentos a serem adotados para o gerenciamento de risco das instalações utilizadas e operações empreendidas; e
- d) procedimentos a serem adotados caso seja esperado ou constatado a presença de gás sulfídrico.

4.1.6 Cronograma das Atividades contemplando as atividades físicas da avaliação, discriminando:

- a) levantamentos geológico, geofísico e geoquímico;
- b) processamento de dados geofísicos;
- c) perfuração, avaliação e completação de poços;
- d) estudos complementares;
- e) análises laboratoriais e estudos complementares (petrofísica, geoquímica, etc.);
- f) elaboração do Relatório Final de Avaliação de Descoberta de Petróleo e/ou Gás Natural.

4.1.7 Previsão de Investimentos necessários para a execução do Plano de Avaliação proposto, discriminando aqueles relativos:

- a) aos levantamentos geológico, geofísico e geoquímico;
- b) ao processamento de dados geofísicos;
- c) à perfuração, avaliação e completação de poços;
- d) aos estudos complementares;
- e) às análises laboratoriais e estudos complementares (petrofísica e geoquímica, etc.);
- f) à elaboração do Relatório Final de Avaliação de Descoberta de Petróleo e/ou Gás Natural.

5. PROJETO DE INTERPRETAÇÃO

5.1 Juntamente com o Plano de Avaliação de Descobertas de Petróleo e/ou Gás Natural o Concessionário deverá entregar à ANP, em meio magnético apropriado, o Projeto de Interpretação Sísmica e Geológica que possibilite a apreciação do Plano de Avaliação proposto, devendo conter:

- a) o Dado sísmico de amplitude em tempo (Formato SEG-Y), recobrimdo a(s) jazida(s) avaliada(s), com as interpretações apropriadas (horizontes e falhas);
- b) os poços existentes, já ajustados(1) ao dado sísmico, que auxiliaram na definição do Plano de Avaliação e do(s) prospecto(s) exploratório(s). Incluir o zoneamento estratigráfico dos poços (topo/base da principais Formações, Zonas Estratigráficas e Biozonas); e
- c) outros atributos sísmicos(2) (Formato SEG-Y) que auxiliaram na interpretação dos dados e a elaboração do Plano de Avaliação proposto.

6. RELATÓRIO FINAL DE AVALIAÇÃO E DECLAR. DE COMERCIALIDADE

6.1 Após concluída a Avaliação da Descoberta, nos termos do Plano de Avaliação de Descobertas de Petróleo e/ou Gás Natural submetido à ANP, o concessionário deverá encaminhar, nos termos e prazos estabelecidos na legislação pertinente, o Relatório Final de Avaliação de Descoberta de Petróleo e/ou Gás Natural.

6.2 Caso a Declaração da Comercialidade ocorra, a qualquer tempo, após a conclusão da Avaliação, o mapa apresentando os limites da área a ser declarada comercial, ou seja, a Área de Desenvolvimento, deverá ser definido em função dos limites das jazidas efetivamente avaliadas, segundo os critérios definidos neste regulamento.

6.2.1 Para efeito de delimitação da Área de Desenvolvimento serão consideradas efetivamente avaliadas as jazidas que se enquadrarem em alguma das situações enumeradas a seguir:

6.2.1.1 Porções do(s) reservatório(s) perfurado(s), cujos fluidos presentes sejam conhecidos a partir dos dados de rocha, perfis e/ou testes, e cujo potencial para produção comercial tenha sido constatado; e

6.2.1.2 Porções do(s) reservatório(s) não perfurado(s), que sejam lateralmente contíguas àquelas enquadradas no item 3.2.1.1 acima, bem como aquelas entre poços, desde que possam ser consideradas comercialmente produtoras com elevado grau de certeza, com base nos dados geológicos, geofísicos e de teste.

(1) "Amarrados" ao dados sísmico a partir de sismogramas sintéticos, ou VSP, ou Check-shot e etc.

(2) Dados de Impedância, Coerência, AVO e etc.

DOU Nº 234-E, SEÇÃO I, PÁG. 24 A 25, DE 06/12/2000.