AVALIAÇÃO DE DESCOBERTAS DE RECURSOS PETROLÍFEROS: UMA PROPOSTA DE PADRONIZAÇÃO

HENRIQUE ROSA¹ & SAUL B. SUSLICK²

Abstract *ASSESSMENT OF PETROLIFEROUS RESOURCES DISCOVERIES: A PROPOSAL OF STANDARDIZATION* This paper presents the framework of a standardization proposal for the existing information flow 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 framework is oriented towards the Brazilian oil and gas regulatory model which employs a guide called Plan of Discoveries Assessment (PAD) which outlines the main procedures that the oil companies have to comply with. Based on the main aspects of the Brazilian regulatory model and upon a small sample of PADs, a standard procedure routine was developed in order to introduce a significant gain in the quality level of the information content of the PADs. In this sense the proposed framework needs to have a broad view to include the information flow in order to achieve better evaluation efficiencies from the discovery process and the decision process. The approach uses a consistency scheme and an evaluation test in the six information blocks in the PADs: Executive Summary, Discovery Description, Geology and Reservoirs Description, Evaluation Program, Safety and Environment and Interpretation Project. Simulation performed with a small group of PADs allowed detecting the prospects characteristics that deserve improvement in the level of information, provoking a substantial gain in the dealing with the geological data.

Keywords: discovery efficiency, petroleum resources, exploration

Resumo Neste artigo é apresentada uma proposta de padronização do fluxo de informações existente entre a Agência Nacional do Petróleo (ANP) e as companhias concessionárias que executam atividades de exploração de hidrocarbonetos nas bacias sedimentares brasileiras, no caso da descoberta de algum recurso petrolífero potencialmente comercial dentro de suas áreas de concessão. Tendo em vista que a proposta adotada possui componentes vinculadas ao tipo de modelo regulatório vigente no Brasil, procurou-se desenvolver uma abordagem mais extensiva a qual inclui o fluxo das informações necessárias para se obter a melhoria da eficácia das avaliações e do processo decisório referente à continuidade dos trabalhos exploratórios. A proposta é orientada para o caso do modelo regulatório brasileiro de óleo e gás natural, o qual demanda das concessionárias um Plano de Avaliação de Descobertas (PAD). Através da análise de uma pequena amostra desses planos, foi possível elaborar uma rotina padronizada que permite um ganho sensível de agilidade no processo e de qualidade das informações. Esta rotina baseia-se na identificação de padrões nos seis blocos de informações existentes nos PADs: Sumário executivo; Descrição da Descoberta; Geologia e Reservatórios; Programa de Avaliação, Segurança e Meio Ambiente e Projeto de Interpretação. Resultados preliminares com uma pequena amostra de PADs permitiram detectar características que merecem um maior nível de detalhamento e de padronização das informações, com impacto substancial de ganho de qualidade na análise das informações geológicas.

Palavras-chave: eficiência das descobertas, recursos petrolíferos, exploração.

INTRODUÇÃO A partir da edição da Lei 9.478, de seis de agosto de 1996, conhecida como a Lei do Petróleo, o Brasil passou a fazer parte do roteiro de investimentos das empresas petrolíferas, as quais passaram a ter os mesmos direitos da Petrobras, no que se refere às atividades de prospecção de recursos petrolíferos em subsolo brasileiro. Nesse sentido, 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. Como consequência dessas ações, o investidor interessado em prospectar hidrocarbonetos no Brasil a partir da edição da Lei do Petróleo passou a participar de uma rodada pública de licitação promovida anualmente pela ANP.

Através da análise do histórico da exploração no Brasil anterior à instituição da Lei do Petróleo, observa-se que a maior parte dos processos decisórios para análise de risco 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 segmento 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 decisão frente aos projetos até então executados.

Entretanto, a mudança de cenário instituída pela edição da Lei do Petróleo, pela instauração do arcabouço regulatório e a consequente inclusão de novos agentes na cadeia da indústria e pela entrada da competição no setor de petróleo, foi responsável pelo aumento do fluxo de informações e procedimentos existente entre operadores de concessões petrolíferas e o órgão regulador do mercado de óleo e gás no Brasil. Este fato vem reforçar a necessidade de se estabelecer mecanismos mais ágeis de interação entre operadores do mercado de petróleo e governo. Uma outra característica resultante das mudanças mencionadas anteriormente refere-se ao aumento da complexidade dos processos decisórios fren-

1 - Doutorando do Programa de Pós-graduação em Ciências e Engenharia de Petróleo – IG/FEM/UNICAMP, henrique@dep.fem.unicamp.br .

2 - Depto. de Geologia e Recursos Naturais, IG/UNICAMP, Caixa Postal 6152 – 13083-970 Campinas – SP. suslick@ige.unicamp.br

te às possibilidades de investimentos existentes no ramo petrolífero no Brasil.

A partir desse novo cenário, surge a necessidade de implementação de uma linguagem padronizada 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 pacote regulatório oriundo da Lei do Petróleo.

No âmbito das descobertas de hidrocarbonetos, é necessário utilizar métodos mais abrangentes, visando a agilização dos processos decisórios e a melhoria da eficácia das avaliações de prospectos de óleo e/ou gás natural, através da avaliação do impacto das incertezas inerentes ao processo.

Dentro dessa perspectiva, procurou-se, neste trabalho, apresentar um método de padronização do fluxo de informações sobre descobertas de hidrocarbonetos, o qual deve agregar novos aspectos ao processo de análise qualitativa dos Planos de Avaliação de Descobertas dos recursos petrolíferos (PADs). O estudo focaliza-se nos prospectos petrolíferos e na caracterização das informações necessárias para uma melhor eficácia das avaliações e do processo decisório referente à continuidade dos trabalhos exploratórios, tendo como base a legislação introduzida pela Lei do Petróleo.

Para facilitar a compreensão da metodologia e de seus alcances, o texto foi subdividido em três partes: a primeira envolve uma discussão sobre a caracterização das descobertas de recursos petrolíferos e as incertezas associadas ao processo exploratório; a segunda introduz a discussão dessas descobertas no contexto do ambiente regulatório brasileiro, apontando os problemas consequentes da falta de padronização do fluxo de informações através da análise de uma amostra de PADs elaborados no contexto regulatório atual; a terceira apresenta uma proposta de padronização que permite uma melhor avaliação qualitativa desses PADs.

CARACTERIZAÇÃO DAS DESCOBERTAS DE RECURSOS PETROLÍFEROS E AS INCERTEZAS ASSOCIADAS AO PROCESSO EXPLORATÓRIO Um dos aspectos mais críticos na indústria do petróleo refere-se às definições e classificações dos recursos petrolíferos, os quais possuem um impacto direto no ciclo de atividades da exploração e produção. Diversas entidades desse setor vêm desenvolvendo uma série de estudos, com destaque para a *Society of Petroleum Engineers* (SPE), a *World Petroleum Congress* (WPC) e a *American Association of*

Petroleum Geologists (AAPG), buscando sistematizar essas complexas definições com o objetivo de facilitar as transações dos ativos petrolíferos, bem como possibilitar um acompanhamento mais sistemático da evolução da disponibilidade de petróleo.

Segundo a SPE/WPC/AAPG (2000), o termo prospecto refere-se à locação ou à provável locação de uma acumulação petrolífera. Em outras palavras, os prospectos referem-se às acumulações potenciais de hidrocarbonetos, suficientemente bem definidas para representarem viabilidade de perfuração.

De maneira mais ampla, os prospectos podem ser considerados como sendo as unidades operacionais da porção à montante (*upstream*) da cadeia produtiva do petróleo, onde se concentram os trabalhos exploratórios que visam a detecção de ocorrências de hidrocarbonetos líquidos e gasosos e a avaliação de suas quantidades (White 1993).

A partir de uma descoberta, a decisão pela continuidade do projeto pode resultar na perfuração de poços secos, na detecção de uma reserva, ou ainda, na descoberta de um campo gigante. As decisões tomadas sob incerteza envolvem vários resultados possíveis para cada alternativa decisória existente. Cada alternativa apresenta alguma chance de sucesso, mas nenhuma delas representa a absoluta certeza de que este ocorrerá (Newendorp & Schuyler 2000). Dessa forma, observa-se naturalmente uma barreira em se estabelecer valores precisos para os parâmetros relacionados ao sucesso dos prospectos na fase de avaliação das descobertas, tornando o processo decisório bastante complexo.

A figura 1 apresenta um diagrama adaptado dos processos decisórios utilizados no NPD (*Norwegian Petroleum Directorate*), e indica as relações existentes entre a avaliação de um bloco (área), as alternativas envolvidas na seleção do prospecto a perfurar e a avaliação dos resultados do poço. As fontes de dados referentes ao projeto de avaliação de poços pioneiros estão inseridas no círculo pontilhado. As setas indicam a importância de se aplicar o aprendizado obtido nos poços perfurados na reavaliação dos sistemas petrolíferos, dos *plays* e dos prospectos.

Dentro da perspectiva de busca de sistematização das incertezas geológicas, Ofstad *et al.* (2000) realizaram um estudo comparativo de estimativas de descobertas envolvendo prognósticos e utilizando resultados de poços de uma amostra de quinze empresas que participaram das atividades exploratórias na plataforma continental da Noruega, no período compreendido entre 1990 a 1997. A base de dados utilizada foi estabelecida pela observação sistemática de um total de 285 prospectos e a comparação entre as

Figura 1 – Diagrama ilustrando o processo de exploração de petróleo em uma área de concessão (mod. NPD 2000).

previsões para os mesmos e as conseqüentes realizações, como mostrado na figura 2.

Como pode ser observado (Fig. 2), do total de duzentos e oitenta e cinco prospectos, duzentos e vinte e dois foram previstos como possíveis portadores de óleo, trinta e dois como possíveis portadores de gás, vinte e um como possíveis portadores de óleo e gás e dez prospectos sem qualquer prognóstico. O resultado observado culminou em cento e uma descobertas técnicas, sendo cinquenta e uma de óleo, trinta e oito de gás, doze de óleo e gás e um total de cento e oitenta e quatro poços secos.

Segundo este estudo, 9 entre as 101 descobertas técnicas não haviam sido previstas e foram consideradas surpresas. Para 66 dessas descobertas, foram reportadas faixas de possíveis resultados de reservas antes da perfuração e uma estimativa de volumes pós-perfuração. Para o restante das descobertas, não houve previsão sobre faixas de resultados possíveis. Houve apenas o relato sobre os possíveis valores médios que essas reservas poderiam apresentar e para poucas delas, a estimativa de volumes na fase posterior à perfuração não foi relatada.

Das 66 descobertas mencionadas, cujas faixas de possíveis resultados pré e pós-perfuração foram reportadas, 20 se posicionaram na faixa prevista antes da perfuração. Oito se situaram acima do máximo e 38 abaixo do mínimo previsto nas estimativas realizadas em período anterior à perfuração. Estes resultados mostram que 60% dos recursos petrolíferos detectados nas descobertas técnicas ficaram abaixo da quantidade mínima prevista nas estimativas realizadas antes da perfuração dos prospectos. Isso mostra que as companhias petrolíferas que atuaram naquela área superestimaram os recursos petrolíferos nas estimativas realizadas antes da perfuração.

Um dos grandes desafios apontados na pesquisa acima relatada refere-se à dificuldade de se estabelecer uma rotina adequada de bases históricas para a análise do desempenho no que tange à taxa de descoberta e às probabilidades estimadas. Entende-se aqui por taxa de descoberta a relação entre o esforço exploratório e a descoberta de indícios de óleo. Por outro lado, taxa de sucesso (ou descoberta econômica) está relacionada a um projeto (prospecto) com quantidade de óleo suficiente que contemple um retorno mínimo do investimento realizado pela empresa (*full-cycle basis*) e que remunere os custos de exploração e produção (Suslick 2003).

Figura 2 – Avaliação de Poços Pioneiros na Noruega. Previsões versus realizações (mod. de Ofstad et al. 2000).

Dados coletados pelos autores para o período analisado (1990/97) estimaram uma probabilidade de descoberta de 23%, mostrando que as empresas são pessimistas em relação a este indicador.

Em estudo semelhante, Fosvold *et al.* (2000) comparam estimativas de volumes de hidrocarbonetos antes e após a campanha de perfuração de poços na mesma região, com o objetivo de avaliar as incertezas relativas à previsão da dimensão das descobertas de hidrocarbonetos. Fosvold *et al.* (2000) também concluem que as estimativas dos volumes de hidrocarbonetos pré-perfuração dos poços foram sistematicamente superestimadas. Por outro lado, constatam que na plataforma continental da Noruega, cujo histórico de atividades de exploração é relativamente longo, o desempenho da indústria foi em média melhor, apesar das dificuldades para realizar estimativas para prospectos específicos na área. Um dos principais problemas refere-se ao uso de intervalos muito estreitos nas estimativas dos parâmetros de distribuição de probabilidades dos volumes e das variáveis dos reservatórios.

Dados recentes apontam a queda do custo de descoberta de petróleo ao longo da última década, servindo como excelente indicador do avanço tecnológico na indústria (Unicamp 2003). A diminuição do custo de descoberta no período está intimamente ligada ao avanço tecnológico, destacando-se a sísmica 3D e as novas técnicas de perfuração e de suporte a exploração (Aylor 1999). O referido autor coletou dados de 159 levantamentos sísmicos 3D, conduzidos durante entre 1991 a 1994 em diversas regiões do mundo, na qual a utilização da sísmica 3D foi responsável por um aumento das taxas de sucesso em 50% na locação dos prospectos em relação às técnicas tradicionais, gerando redução do custo de descoberta e permitindo diferenciar as locações de alto e baixo risco. Aylor (1999) explica que o valor da sísmica 3D como ferramenta na exploração não se restringe apenas na redução das incertezas, mas também no fato de que permite identificar sistemas petrolíferos e feições de reservatórios não perceptíveis pelas antigas técnicas.

Avanços recentes com o emprego de técnicas estocásticas, redes neurais e métodos *bayesianos* vêm indicando resultados significativos, inclusive em áreas maduras, como observado por Rostirolla *et al.* (1999) e Harris *et al.* (2003).

Do exposto, fica claro que no cenário atual da exploração (e também da produção) de petróleo, as decisões devem ser tomadas levando-se em consideração os riscos inerentes ao processo. E isso deve ser feito mediante a avaliação do impacto das incertezas a estes atreladas, quantificando possíveis perdas e desenvolvimentos sub-ótimos, bem como, identificando oportunidades (Costa 2003). O sucesso geológico depende da formulação dos modelos de acumulação e principalmente, da avaliação das incertezas referentes à ocorrência de fatores diagnósticos, os quais, segundo Rostirolla (1999), são: a geração de hidrocarbonetos, a existência de rocha-reservatório, a alimentação, a existência de trapas geológicas (retenção) e a eficiência (*timing*) das acumulações.

AS DESCOBERTAS DE RECURSOS PETROLÍFEROS NO CONTEXTO DO AMBIENTE REGULATÓRIO BRASILEIRO E OS PROBLEMAS ORIUNDOS DA FALTA DE PADRONIZAÇÃO
Implantação do Marco Regulatório No Brasil, a partir da Lei do Petróleo, o mercado passou a ser regulado segundo um conjunto de procedimentos estabelecidos pela Agência Nacional do Petróleo (ANP). No caso das descobertas de recursos petrolíferos, houve a criação de diferentes normas, portarias e ações (ANP 2000).

Segundo a Portaria ANP nº. 259 de 2000, o concessionário que

decide avaliar uma descoberta em sua área de concessão deve encaminhar à ANP, no prazo estabelecido no Contrato de Concessão, o respectivo Plano de Avaliação de Descobertas de Petróleo e/ou Gás Natural (PAD). Este plano deve conter uma proposta de avaliação da descoberta, cujas atividades (perfuração de poços firmes e contingentes, aquisição e/ou reprocessamento sísmico, testes de formação etc.) devem ser justificadas em detalhe para que o regulador possa avaliar a coerência do plano e aprová-lo, se em conformidade com as melhores práticas da indústria.

A figura 3 representa uma visão esquemática dos principais processos envolvidos na exploração de petróleo que conduzem as descobertas adaptadas ao contexto atual da legislação brasileira. A avaliação das áreas (obtidas nos processos de licitação, parcerias ou aquisições) demanda a avaliação dos sistemas petrolíferos, *plays* e prospectos. Nesse contexto, os hidrocarbonetos somente podem ser descobertos por intermédio da perfuração de poços, os quais, dependendo da localização dos alvos, podem atingir custos bastante elevados.

A mudança de cenário instituída pela Lei do Petróleo com a instauração do arcabouço regulatório implantado pela ANP, possibilitou a inclusão de novos agentes na indústria e a entrada da competição em toda a cadeia do setor de petróleo e foi responsável pelo aumento da complexidade dos processos decisórios frente às possibilidades de investimentos no ramo petrolífero no Brasil. Essa mudança pode ser percebida pela atividade exploratória expressa pelo número de poços perfurados no período entre 1998 a 2003 (Fig. 4).

Do total de 415 poços exploratórios perfurados nesse período, 80% pertencem à Rodada Zero e foram realizados integralmente pela Petrobras. Se incluirmos as demais rodadas, este percentual aumenta de maneira substancial. Da mesma forma, o percentual de participação da Petrobras torna-se ainda maior em relação ao total de 1781 poços exploratórios perfurados no mesmo período, apondo um nível preponderante de participação da empresa.

Uma simples comparação com dados internacionais indica que o número de poços perfurados no período (Fig. 4) é muito inferior ao que vem sendo praticado em regiões com condições semelhantes às do Brasil. Para se ter uma pequena dimensão dessas estatísticas, o total de poços exploratórios perfurados no período de 5 anos no Brasil equivale apenas ao executado em 2003 nas áreas em terra (*onshore*) e em mar (*offshore*) nos EUA (MMS, 2004).

O número total de descobertas comunicadas a ANP no período entre 1998 a 2005 (março) atingiu 400 notificações, sendo aproximadamente 66% das descobertas em mar e 34% em terra. Do total de notificações, 65% correspondem a indicações de óleo e desse total 66% distribuem-se entre as Bacias de Campos, Santos e Espírito Santo, atuais produtoras do país (Tabela 1).

Observa-se que a maior frequência das descobertas somente se acentuou a partir de 2001 (Fig. 5), período que coincide com a maturação de alguns projetos exploratórios da Petrobras, bem

como por razões operacionais e de âmbito regulatório, vinculado aos compromissos de investimentos em exploração das empresas concessionárias

Planos de Avaliação de Descobertas (PADs) A avaliação preliminar das descobertas de hidrocarbonetos, realizada através dos dados extraídos do poço descobridor da ocorrência, pode levantar características as quais, pela quantificação prévia, merecem ser mais bem investigadas. Estas características podem indicar que a descoberta 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 postergado por ser considerado como subcomercial ou até abandonado, por apresentar atributos que o classificam como não comercial.

Na hipótese da indicação de um jazimento comercial, levantar através do conjunto de dados do poço descobridor e de outras informações pré-existentes (por exemplo, dados de poços de correlação, dados geofísicos de áreas adjacentes, entre outros), o concessionário deve optar pela continuidade do projeto e apresentar ao órgão regulador (ANP) um Plano de Avaliação de Descoberta (PAD) referente à descoberta realizada na sua área operacional. O PAD deve apresentar como meta a verificação das informações que não puderam ser levantadas através das operações realizadas no poço descobridor, durante a fase pioneira do projeto. 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.

Conteúdo dos Planos de Avaliação de Descobertas Segundo o arcabouço regulatório atual, os PADs devem ser elaborados baseando-se no modelo sugerido pela Portaria ANP nº 259 de 2000, a qual define um formato e um conteúdo obrigatório para esses planos. Segundo essa portaria, o conteúdo de um PAD constitui-se basicamente dos seguintes tópicos:

SUMÁRIO EXECUTIVO Deve contemplar os aspectos referentes aos objetivos e a estratégia de avaliação, além do contexto geológico no qual esta se insere. Além disso, este deve constar dos programas de levantamento geofísico, do número e do tipo de poços previstos para serem perfurados, da previsão do total de investimentos e da duração da avaliação.

DESCRIÇÃO DA DESCOBERTA Deverá ressaltar os resultados da avaliação preliminar, o método empregado para a avaliação quantitativa de perfis e os resultados das interpretações dos testes de formação.

INFORMAÇÕES SOBRE GEOLOGIA E RESERVATÓRIOS Inclui o modelo geológico depreendido de estudos anteriores e das

Tabela 1 – Distribuição das Descobertas Petrolíferas no Período 1998 a 2005 (março); fonte de dados: ANP(2005).

Bacias	Notificação Descobertas	Terra	Mar	Óleo	Gás	Óleo/Gás	Não Caracterizado
Campos	122	0	122	110	3	6	3
Santos	47	0	47	29	11	6	1
Espírito Santo	94	56	38	54	15	9	16
Outras	137	81	56	67	33	23	14
total	400	137	263	260	62	44	34

informações fornecidas pela perfuração do poço descobridor. Além disso, deve-se enfatizar, sempre que possível, as interpretações geológicas e geofísicas que deram origem à locação do poço descobridor e outras informações de cunho estratigráfico, estrutural, petrográfico e sobre o sistema petrolífero ao qual a descoberta se relaciona.

PROGRAMA DE AVALIAÇÃO O qual deve descrever as atividades previstas para a Avaliação da Descoberta, enfocando programas geofísicos adicionais, o programa adicional de perfuração, os estudos e atividades complementares (análises geoquímicas, reinterpretações, descrição e análise de testemunhos, análise de fluidos e petrofísicas etc.), a programação, quando for o caso, para

Figura 3 – Sequência de Atividades referentes às Etapas de Exploração de Petróleo no Brasil

Figura 4 – Evolução do número de poços perfurados entre 1998-2003 (base de dados: ANP 2004).

a realização de Teste de Longa Duração e outros métodos ou técnicas durante a Avaliação da Descoberta (p.ex. tomografia sísmica, perfis de ressonância, análise de AVO etc.).

SEGURANÇA E MEIO AMBIENTE O qual deve focar-se nos aspectos relevantes do ponto de vista de segurança operacional e preservação ambiental da área de atuação do concessionário.

CRONOGRAMA DAS ATIVIDADES Contendo as informações sobre as atividades físicas da avaliação, discriminando os levantamentos geológicos, geofísicos e geoquímicos, o processamento de dados geofísicos, a perfuração, a avaliação e a completação de poços, as análises laboratoriais e estudos complementares (petrofísica, geoquímica etc.) e a elaboração do Relatório Final de

Figura 5 - A - Evolução do número de notificações e de descobertas petrolíferas em terra e mar, no período de 1998 a 2005(março). B - Evolução do número de notificações e de descobertas petrolíferas por tipo de fluido, no período de 1998 a 2005(março). Fonte de dados: ANP (2005).

Avaliação de Descoberta de Petróleo e/ou Gás Natural.

PREVISÃO DOS INVESTIMENTOS NECESSÁRIOS PARA A EXECUÇÃO DO PLANO DE AVALIAÇÃO Discriminando aqueles relativos aos levantamentos geológicos, geofísicos e geoquímicos, ao processamento de dados geofísicos, à perfuração, avaliação e completação de poços, aos estudos complementares, às análises laboratoriais e estudos complementares (petrofísica e geoquímica etc.) e à elaboração do Relatório Final de Avaliação de Descoberta de Petróleo e/ou Gás Natural.

Para facilitar a visualização, as informações contidas nos PADs podem ser observadas, em detalhe, na figura 6.

Os três primeiros grupos de informações do PAD (Fig. 6) referem-se aos relatos dos resultados das operações mais importantes realizadas no poço descobridor. Estas informações são importantes para que se possa compreender o ambiente geológico no qual foi gerada a locação, além de informar sobre as características ligadas à qualidade do reservatório e ao tipo de hidrocarboneto encontrado.

O item referente ao Programa de Avaliação apresenta o conjunto de atividades previstas para avaliar a descoberta comercialmente. Seu conteúdo está amplamente relacionado ao nível de incertezas remanescentes na descoberta, o qual pode ser percebido através das operações propostas para avaliá-la. Deve-se, portanto, salientar que o item “Programa de Avaliação” dos PADs foca-se no levantamento das informações não obtidas através do

poço descobridor, no sentido de diminuir o nível de incertezas remanescentes na descoberta. As informações levantadas neste processo de avaliação, juntamente com o conjunto de dados pré-existent da área em estudo, geram os subsídios para a avaliação da comercialidade da descoberta em estudo. Conseqüentemente, pode-se concluir que Programas de Avaliação complexos e extensos relacionam-se a descobertas com alto grau de incerteza, enquanto que Programas de Avaliação mais simples indicam descobertas com maior volume de informação a elas associadas e portanto, dotadas de um menor grau de incertezas.

As informações correspondentes aos três últimos grupos (Fig. 6) complementam o PAD nas questões relacionadas à duração da avaliação, aos custos do programa e às medidas de segurança e de proteção ao meio ambiente que serão implementadas durante a execução das atividades de avaliação da descoberta.

Dos itens listados, exceto o Programa de Avaliação, todos trazem informações geológicas, financeiras, logísticas e de meio ambiente, levantadas no poço descobridor de hidrocarbonetos, ou em áreas adjacentes ao local de atuação do concessionário. As informações geológicas resultam da avaliação da descoberta em nível de poço, onde o objetivo é levantar a maior quantidade de dados por meio 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 da descoberta.

Análise das Inconsistências Contidas nos Planos de Avaliação de Descobertas (PADs) e Oriundas da Falta de Padronização A análise experimental descrita nesta seção envolve a observação do conteúdo informativo e do formato de um conjunto de três 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 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 n.º 259 de 2000.

Os itens “Segurança e Meio Ambiente”, “Previsão de Investimentos” e “Cronograma de Atividades” não foram analisados neste estudo, pois seus conteúdos atendem de maneira satisfatória o modelo sugerido pela Portaria ANP n.º 259 de 2000.

Os PADs incluídos nesta análise representam situações reais e foram selecionados do acervo da ANP. Os nomes aqui empregados são fictícios por razões de sigilo solicitadas pela ANP.

Em geral, 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 são incompletas ou ausentes, além de, quase sempre, estarem posicionadas em local incorreto, se comparadas ao formato proposto pela Portaria ANP n.º 259 de 2000. O resultado da análise das informações contidas nos três PADs avaliados nesta seção consta da Tabela 2.

PLANO DE AVALIAÇÃO DE DESCOBERTA DO 1-BRASIL-1 *Sumário Executivo* Praticamente não há informação nesta seção no PAD do poço 1-BRASIL-1. A única informação encontrada

Figura 6 - Descrição dos três tipos de informação contidos em um PAD.

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 encontradas em outras seções do PAD e inseridas neste item.

Descrição da Descoberta Exceto o item “Resultados da Avaliação Preliminar”, onde o nível de informação é insuficiente, os demais (“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”) foram encontrados com maior facilidade e nos locais corretos do PAD, como sugerido pela Portaria ANP nº. 259 de 2000.

Geologia e Reservatórios Considera-se que neste documento não houve informação sobre nenhum dos sub-itens solicitados pela Portaria ANP nº. 259 de 2000.

Programa de Avaliação Este foi bem elaborado no PAD do poço 1-BRASIL-1. Houve certa facilidade para encontrar os dados solicitados nesta seção do PAD. Também se observou certa clareza com relação aos objetivos das intervenções propostas no Programa de Avaliação.

PLANO DE AVALIAÇÃO DE DESCOBERTA DO 1-BRASIL-2
Sumário executivo No item “Programas dos Levantamentos Geofísicos” houve 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 demais 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”, “Previsão Total dos Investimentos Necessários para a Avaliação” e “Duração da Avaliação”) foram abordados de maneira completa e adequada.

Descrição da descoberta Todos os itens puderam ser encontrados com certa facilidade e nos locais corretos do PAD do poço 1-

BRASIL-2, como sugerido pela Portaria ANP nº. 259 de 2000.
Geologia e reservatórios Sobre o sub-item “Interpretação Geológica e Geofísica que Antecedeu a Locação do Poço Descobridor”, 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. Sobre a “Evolução Estrutural da Área”, 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 da evolução estrutural da área. Não houve nenhum tipo de informação em relação às “Informações sobre Poços de Correlação”. Os outros sub-itens referentes a esta seção do PAD foram informados corretamente e de maneira satisfatória.

Programa de avaliação Considera-se que o mesmo foi bem elaborado neste PAD. Houve certa facilidade em encontrar os dados solicitados. Além disso, houve clareza com relação aos objetivos das intervenções propostas no Programa de Avaliação.

PLANO DE AVALIAÇÃO DE DESCOBERTA DO 1-BRASIL-3
Sumário executivo Houve omissão de informação no sub-item referente ao “Contexto Geológico no qual se Insere a Descoberta de Petróleo e/ou Gás Natural”. Com relação aos outros sub-itens (“Objetivos e Estratégia da Avaliação”, “Programas dos Levantamentos Geofísicos”, “Número e o Tipo de Poços”, “Previsão Total

Tabela 2 – Análise das inconsistências detectadas nos três documentos analisados.

Port. ANP-259/2000			
SUMÁRIO EXECUTIVO	1-BRASIL-1	1-BRASIL-2	1-BRASIL-3
item a	INCOMPL.	COMPL.	FO/COMPL.
item b	FO/INCOMPL.	COMPL.	AUSENTE
item c	AUSENTE	INCOMPL.	FO/INCOMPL.
item d	AUSENTE	COMPL.	FO/COMPL.
item e	AUSENTE	COMPL.	FO/COMPL.
item f	AUSENTE	COMPL.	FO/COMPL.
DESCRIÇÃO DA DESCOB.			
item a	INCOMPL.	COMPL.	FO/COMPL.
item b	COMPL.	COMPL.	FO/COMPL.
item c	COMPL.	COMPL.	AUSENTE
GEOL. E RESERVATÓRIO			
item a	AUSENTE	INCOMPL.	FO/INCOMPL.
item b	AUSENTE	INCOMPL.	AUSENTE
item c	COMPL.	COMPL.	COMPL.
item d	AUSENTE	COMPL.	INCOMPL.
item e	AUSENTE	INCOMPL.	INCOMPL.
item f	AUSENTE	COMPL.	AUSENTE
item g	AUSENTE	AUSENTE	INCOMPL.
PROGRAMA DE AVALIAÇÃO			
item a	COMPL.	COMPL.	SATISF.
item b	COMPL.	COMPL.	SATISF.
item c	COMPL.	COMPL.	SATISF.
item d	COMPL.	COMPL.	SATISF.
item e	COMPL.	COMPL.	SATISF.
LEGENDA			
INFORMAÇÕES COMPLETAS E CORRETAMENTE POSICIONADAS			COMPL.
INFORMAÇÕES COMPLETAS MAS POSICIONADAS INCORRETAMENTE			FO/COMPL.
INFORMAÇÕES INCOMPLETAS MAS POSICIONADAS CORRETAMENTE			INCOMPL.
INFORMAÇÕES INCOMPLETAS E POSICIONADAS INCORRETAMENTE			FO/INCOMPL.
NÍVEL SATISFATÓRIO DE INFORMAÇÕES			SATISF.
AUSÊNCIA DE INFORMAÇÕES			AUSENTE

dos Investimentos Necessários para a Avaliação” e “Duração da Avaliação”), considera-se que houve um nível bastante resumido de informações, sendo que as mesmas encontram-se distribuídas de maneira desorganizada dentro deste PAD.

Descrição da descoberta Não houve qualquer informação sobre os “Resultados e Interpretações de Testes de Formação a Cabo”, apesar da menção sobre a ocorrência dessa operação no PAD analisado. Quanto aos demais 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, devido à sua distribuição aleatória no PAD, sem obedecer o padrão sugerido pela Portaria ANP n°. 259 de 2000.

Geologia e reservatórios Houve total omissão de informações nos itens “Unidades Estratigráficas Constatadas” e “Propriedades Petrofísicas dos Reservatórios”. Os demais itens do PAD (“Interpretação Geológica e Geofísica que Antecedeu a Locação do Poço Descobridor”, “Sistema Petrolífero” e “Evolução Estrutural da área”) foram informados satisfatoriamente e no local correto.

Programa de avaliação Considera-se que este item foi elaborado de modo satisfatório no documento analisado, já que houve certa dificuldade em detectar os dados solicitados nesta seção do PAD.

RESULTADOS DA ANÁLISE EXPERIMENTAL A análise dos PAD realizada nesta seção evidenciou a falta de uniformidade no fluxo de informações entre concessionários de áreas exploratórias em território brasileiro e o órgão nacional (ANP) regulador deste mercado. A Tabela 2 mostra graficamente as inconsistências detectadas nos documentos analisados.

Como mostr a Tabela 2, nenhum dos planos analisados está em completa conformidade com o modelo estabelecido pela Portaria ANP n°. 259 de 2000. As principais falhas detectadas nesses documentos referem-se, quase sempre, à omissão das informações solicitadas pela legislação vigente. Nessa análise, foi possível avaliar a qualidade dos PADs em relação aos seus conteúdos informativos. Nesse sentido, observa-se (Tabela 2) que o documento mais completo e, portanto, o de melhor qualidade, é o referente à descoberta relatada pelo PAD do poço 1-BRASIL-2. Neste documento, caberia ao regulador solicitar apenas o preenchimento de alguns itens ausentes, a retificação dos itens incompletos e a realocação de itens posicionados fora de ordem. Mas em termos gerais, o documento apresenta, de modo satisfatório, o conteúdo e o formato exigidos pela regulação vigente. Da mesma forma, é possível observar que o documento que apresenta a mais baixa qualidade informativa é o que se refere à descoberta relatada pelo PAD do 1-BRASIL-1, onde se observa a ausência de informações na maioria das seções do PAD. Esta constatação apresenta convergência com a hipótese levantada anteriormente, a qual associa a diversidade no conteúdo dos três documentos analisados com a falta de padronização no fluxo de informações entre concessionários e o órgão regulador. Por outro lado, observa-se que existe a possibilidade de geração de 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 n°. 259 de 2000. Através de análises e observações realizadas neste estudo, acredita-se que a organização das informações de maneira padronizada e objetiva deve embutir trans-

parência e agilidade ao processo de confecção dos PADs (para os concessionários) e de avaliação desses documentos (para o órgão regulador), proporcionando um ganho de qualidade para ambas as partes. Através da padronização do fluxo de informações haverá a garantia de que todos os dados solicitados pelo órgão regulador serão fornecidos pelos concessionários e conseqüentemente, serão encontrados pelos analistas de PADs nas devidas seções, sugeridas pelo modelo padronizado. Consequentemente, o concessionário passa 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 traz as soluções para os problemas apontados na análise dos PADs realizada no início desta seção.

Um resultado importante, oriundo da padronização, refere-se à garantia de que os documentos gerados estão completos em termos dos seus conteúdos informativos, segundo o formato sugerido pela Portaria ANP n° 259 de 2000. Porém, vale lembrar 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 estejam completos em relação ao conteúdo informativo exigido pelo órgão regulador.

Se analisados os procedimentos atuais relacionados à troca de informações entre concessionários e órgão regulador, é fácil entender que as evidências mostradas na Tabela 2 dificilmente podem ser percebidas, devido a inexistência de um formato padrão na elaboração dos PADs, sendo necessário analisá-los por diversas vezes, fato que demanda tempo e pessoal 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 é apontada através do estudo conduzido nesta seção, 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.

PROPOSTA DE PADRONIZAÇÃO DO FLUXO DE INFORMAÇÕES ASSOCIADAS AOS PLANOS DE AVALIAÇÃO DE DESCOBERTAS Nesta seção será dado foco à identificação de possíveis procedimentos padronizáveis que podem estar contidos no conjunto de PADs, analisados na seção anterior. Na figura 7, 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 n°. 259 de 2000, facilitando o manuseio das informações contidas nos PADs.

As planilhas do modelo proposto seguem o modelo estabelecido pelo órgão regulador 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. Nesse sentido, acredita-se que o documento gerado através da rotina computacional proposta pelo fluxograma da figura 7 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. Consequentemente, 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.

Programa computacional Em decorrência dos processos padronizáveis, identificados na etapa anterior, foi proposta a criação de um programa computacional para consolidar a padronizar os PADs, cujo fluxograma (Fig. 7) se baseia nas orientações contidas na Portaria ANP nº. 259 de 2000. Este subsidiou a criação de um *software* em linguagem Java, compatível com as plataformas Windows, Linux e Solaris, cuja estrutura consta da figura 8.

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

O programa tem duas versões, uma destinada ao concessionário e outra ao órgão regulador. Na versão do concessionário, as planilhas auto-explicativas induzem ao preenchimento correto e padronizado 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 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.

CONCLUSÕES A falta de padronização 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.

O esquema proposto pela rotina computacional contempla diversos aspectos da componente regulatória e das exigências dos planos de descoberta de recursos petrolíferos. Isto facilita ao agente concessionário o preenchimento dos 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.

Um primeiro impacto decorrente deste tipo de abordagem utilizada refere-se à necessidade de se organizar todo o fluxo de informações das descobertas, para que o processo de padronização garanta que os PADs registrem as informações mais importantes sobre as descobertas, coletadas dos operadores do mercado de petróleo e conseqüentemente, proporcione maior racionalidade às decisões relativas ao processo exploratório.

Como consequência desses processos, acredita-se que os procedimentos padronizados, exigidos pelo algoritmo, subsidiarão as empresas a atingirem maior eficiência na sistemática e na estratégia exploratória.

Ademais, conclui-se que a padronização deve proporcionar a organização dos dados fornecidos para os agentes (concessionários, operadores e agentes reguladores), permitindo o registro de todos os passos realizados durante a avaliação das descobertas.

A primeira vista, este processo de padronização pode ser entendido como uma restrição à 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 aperfeiçoá-lo às necessidades do mercado.

Agradecimentos Ao apoio da Agência Nacional de Petróleo (ANP), do CNPq e do Centro de Estudos de Petróleo – CEPETRO/UNICAMP para a realização deste trabalho. As colegas Jonas Q. Castro e ao Prof. Alexandre Vidal pelas sugestões apresentadas e aos revisores da RBG pelas sugestões ao manuscrito.

Referências

- ANP 2000. Portaria ANP 259 sobre Planos de Avaliação de Descobertas de Petróleo e/ou Gás Natural. Página oficial da ANP na internet; [on line]. Disponível em: (<http://www.anp.gov.br>) [Quinta-feira, 5 de Dezembro de 2000].
- ANP 2004. Notificação de descobertas. Página oficial da ANP na internet; [on line]. Disponível em: (<http://www.anp.gov.br>) [Quinta-feira, cinco de Fevereiro de 2004].
- Aylor W.K. 1999. Measuring the impact of 3D seismic on business performance, In: SPE 52970, SPE.
- Costa A.P.A. 2003. Quantificação do impacto de incertezas e análise de risco no desenvolvimento de campos de petróleo. Tese de Doutorado, Fac. Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas, 239p.
- Fosvold L., Thorsen M., Brown M., Kullerud L., Ofstad K., Heggland K. 2000. Volumes before and after exploration drilling: Evaluation of Norwegian Wildcat Wells, In: K. Ofstad et al. (Edits) *Improving the exploration process by learning from the past*. NPF Special Publicatio 9, Elsevier, Amsterdam, Norwegian Petroleum Society: 33-46.
- Harris D.P., Zurcher L., Stanleu M., Marlow J., Guocheng P. 2003. A comparative analysis of favorability mappings by weights of evidence, probabilistic neural networks, discriminant analysis, and logistic regression. *Natural Resources Research*, 12:241-255.

Figura 7 - Representação do modelo de padronização proposto neste estudo.

Figura 8 - Esquema de funcionamento do Editor de PADs.

MMS – Mineral Management Service – Página oficial do MMS na internet; [on line]. Disponível em: (<http://www.gomr.mms.gov/homepg/regulate/regs/laws>) [Sexta-feira, 06 de Fevereiro de 2004].

Newendorp P.D. & Schuyler J.R., 2000. *Decision analysis for petroleum exploration*. 2nd Ed., Planning Press, Colorado, USA.

NPD. 2000. The petroleum resources on the Norwegian continental shelf, Norwegian Petroleum Directorate. Página oficial do NPD na internet; [on line]. Disponível em: (<http://www.npd.no>) [9 de março de 2001].

Ofstad K., Kullerud L., Hlilksen D. 2000. Evaluation of norwegian wildcat

wells. K. Ofstad *et al.* (edits.). *Improving the exploration process by learning from the past*. NPF Special Publication 9, Elsevier, Amsterdam, Norwegian Petroleum Society:23-31.

Otis R.M. & Schneidermann. 1997. A process for evaluating exploration prospects. *AAPG Bulletin*, **81**:1087-1109.

Rosa H. 2003. *Padronização do fluxo de informações sobre avaliação de descobertas de recursos petrolíferos no contexto brasileiro*. Dissertação de Mestrado, Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, UNICAMP, 82 p.

Rose, P.R., 1987. Dealing with risk and uncertainty in exploration: how can we improve?. *AAPG Bulletin*, **71**:1-16.

Rostirolla S.P., 1999. Análise de incertezas em sistemas petrolíferos. *Rev. Bras. Geoc.*, **29**:261-270.

SPE, WPC, AAPG, 2000. Resource and Reserves Definitions. Report from the working group. [on line] disponível em [<http://www.spe.org>].

Suslick S.B. 2003. *Avaliação econômica de projetos de exploração e produção de petróleo*. Notas de Aula (PP-620), Curso de Pós-graduação, IG e FEM/UNICAMP, 200p.

White D.A. 1993. Geologic risking guide for prospects and plays. *AAPG Bulletin*, **77**:2048-2061.

Manuscrito
Recebido em 26 de fevereiro de 2004
Revisão dos autores em 08 de abril de 2005
Revisão aceita em 15 de abril de 2005