

DESCENTRALIZAÇÃO EM UNIDADES DE NEGÓCIO E MEDIDAS DE DESEMPENHO: O CASO DO SEGMENTO DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DA PETROBRÁS

Vicente Antonio de Castro Ferreira

Marcos Gonçalves Avila

Resumo:

Estruturas descentralizadas em unidades de negócio vêm sendo a forma adotada por muitas empresas para aumentar as respectivas capacidades competitivas. Este estudo investiga, através do estudo do caso do segmento de exploração e Produção (E & P) - uma unidade de negócios da PETROBRÁS - o sistema de medidas financeiras e não financeiras que a empresa está adotando para monitorar o desempenho da unidade. Os resultados indicam que a empresa vem adotando um sistema de medidas financeiras que usa o Valor Econômico Agregado (VEA) como medida básica de desempenho. O estudo registra, ainda as dificuldades e soluções que a empresa vêm assumindo no desenho do seu sistema de controle gerencial financeiro. No tocante a medidas não financeiras, a PETROBRÁS usa um conjunto de dimensões de análise - medidas de satisfação de cliente, de satisfação de funcionários, de satisfação da sociedade, e de atendimento ao mercado - bastante abrangente. Este sistema está entretanto em fase de implementação e tem, até o momento, alcance aparentemente limitado.

Palavras-chave:

Área temática: Custos para Competitividade Global

DESCENTRALIZAÇÃO EM UNIDADES DE NEGÓCIO E MEDIDAS DE DESEMPENHO: O CASO DO SEGMENTO DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DA PETROBRÁS

1. OBJETIVO E PERGUNTAS DA PESQUISA

Um modelo de gestão que, no Brasil, tem recebido crescente atenção é a estruturação da empresa em unidades de negócio (Borba, 1992, Bethlem & Romeiro, 1993 e 1996, Pinto & Avila, 1997, além de diversas reportagens da Revista Exame). Uma unidade de negócio (UN) corresponde a um centro de responsabilidade da empresa com a amplitude de um negócio e cujo gestor tem significativa autonomia decisória para atingir resultados. As vantagens dessa estrutura estão associadas principalmente a qualidade e agilidade dos processos decisórios. Ao descentralizar, a expectativa é de que os gerentes locais tomarão decisões de melhor qualidade por conhecerem melhor os mercados sendo servidos. Decisões serão mais rápidas porque não haverá necessidade de esperar por aprovação superior.

A descentralização em unidades de negócio traz consigo entretanto todo um novo conjunto de dificuldades e desafios. Um desafio em particular se refere ao desenvolvimento de um adequado sistema de medidas de desempenho do gerente local. A especificação desse sistema de medidas é considerado por diversos autores como o problema mais difícil no processo de descentralização (Kaplan & Atkinson, 1989).

O objetivo deste estudo é o de investigar o sistema de medidas de desempenho de unidades de negócio através de um estudo de caso, referente ao sistema de controle gerencial do segmento de exploração e produção da PETROBRÁS. O estudo abrange medidas tanto financeiras como não financeiras. Destaca-se a oportunidade temporal da realização do estudo, tendo em vista que a empresa está passando por um momento de mudanças, na tentativa de reestruturar-se para enfrentar a nova realidade competitiva, decorrente da flexibilização do monopólio do qual é executora. O estudo está centrado nas seguintes perguntas:

- Que medidas são adotadas para a mensuração do desempenho das unidades de negócio ?
- Como são determinadas tais medidas ?
- Qual a política de preços de transferência utilizada ?

2. REFERENCIAL TEÓRICO

Diversos estudos nos Estados Unidos tem apontado para a ampla adoção da estrutura divisionalizada de gestão naquele país (Reece & Cool, 1978, Vancil, 1979 e Govindarajan, 1994). No Brasil todavia, o nível de pesquisas nessa área parece ser quase inexistente. Com exceção de poucos estudos (ver, por exemplo, Bethlen & Romeiro, 1993 e 1996, Borba, 1992 e Pinto & Avila, 1996) que apresentam alguns dados iniciais e não conclusivos, pouco se sabe sobre o nível de divisionalização das empresas brasileiras.

Ao descentralizar suas atividades, a alta administração passa a desempenhar um papel de coordenação e controle das atividades dos centros de responsabilidade subordinados (Vancil, 1979); o sistema de controle gerencial se transforma em uma ferramenta básica para o desempenho eficaz desse papel e um conjunto de medidas de desempenho é normalmente desenvolvido. Dois são os tipos de medidas utilizadas: medidas financeiras e medidas não financeiras.

Pesquisas internacionais associadas a controle gerencial indicam que medidas financeiras são amplamente utilizadas pelas empresas no monitoramento do desempenho de suas unidades de negócio (Edwards, 1986, Vancil, 1979 e Govindarajan, 1994). Tais medidas possuem três características básicas: são disciplinadas pela contabilidade, o que lhes confere credibilidade; são abrangentes, dado que são capazes de refletir as atividades de cada uma das menores partes da organização ao mesmo tempo em que podem ser agregadas e/ou decompostas, de modo a facilitar a sua compreensão; e são adaptáveis ao contexto por manipulações que permitem ao gestor conhecer a economia do seu negócio (Vancil, 1979).

Medidas financeiras, como outras medidas quaisquer, apresentam entretanto limitações. Solomons (1976) sugere que, embora o lucro contábil desponte como a medida básica de desempenho, ela falha por não contemplar um custo que é relevante para o acionista, qual seja, o custo do capital empregado.

Deste modo, a mensuração do resultado deve voltar-se para uma medida que contemple a razão entre o lucro gerado em determinado período e o capital empregado pelas atividades que o geraram. Mais uma vez Salomons alerta entretanto que, como ocorre com todas as medidas que resultam de uma divisão, a rentabilidade pode ser aumentada tanto por um acréscimo no numerador - mais lucro - quanto por uma redução no denominador - menos investimento. O argumento aqui é que o investidor deseja maximizar o seu retorno em unidades monetárias e não em percentual, ou seja, o que se deseja é maximizar o ganho que supera o custo do capital e não a rentabilidade em si. Em uma situação em que o gestor da UN não tenha autonomia para alterar o nível de investimentos, maximizar a taxa de retorno coincidirá com maximizar o lucro.

A medida de desempenho apontada na literatura como capaz de contornar as dificuldades acima é o chamado lucro residual - ou lucro econômico ou ainda valor econômico agregado (Anthony et al 1992 e Kaplan & Atkinson, 1989). O lucro residual se constitui na diferença entre o lucro contábil e o custo do capital empregado. A dificuldade na adoção desta medida está na determinação do custo de capital. Kaplan & Atkinson sugerem ainda que esta medida por ser uma medida absoluta, não permite a comparação entre unidades de tamanho diferentes.

A pesquisa de Reece & Cool (1978) constatou que das companhias que utilizavam centros de investimentos, 65% avaliavam com base no ROI, 28% avaliavam em conjunto ROI e lucro residual. Somente 2% utilizavam apenas o lucro residual. Reece & Cool concluíram que as desvantagens do ROI são exageradas, e que os *controlllers* estão cientes das imperfeições da medida, embora não acreditem que essas imperfeições sejam sérias.

Uma dificuldade relevante no desenho dos sistemas de mensuração dos resultados reside na mensuração dos custos que devem ser atribuídos às unidades de negócio. Esta dificuldade tem duas dimensões: mensuração do valor dos insumos e mensuração da quantidade de insumos consumidos. No tocante a valoração dos insumos gerenciados pela unidade de negócios, a dificuldade básica se refere a qualidade da informação contábil. Os sistemas contábeis, montados com frequência para atender as demandas informacionais de agentes externos à organização, prestam informações seguindo critérios contábeis que nem sempre geram a informação adequada às necessidades internas. Por exemplo, sob o argumento de preservar os possíveis investidores, a contabilidade societária segue princípios de valoração ditos ‘conservadores’, que subestimam os ativos e superestimam os passivos e são incompatíveis com o correto reconhecimento do resultado de uma UN - subestimar-se o valor de um ativo fixo implica não só subestimar o custo do capital empregado pela UN, como também subestimar-se a despesa de depreciação associada a sua utilização.

No caso de adoção do lucro residual como medida, é necessário calcular-se o custo do capital. Alguns autores indicam que a taxa de captação da unidade de negócios é um bom referencial prático para a atribuição do custo de capital, uma vez que pode se supor que os credores, em suas operações de financiamento, consideram o risco da atividade financiada na fixação da taxa de juros. Uma outra visão da questão sugere que a taxa de remuneração do capital deve estar relacionada ao custo de oportunidade do acionista.

Os materiais de consumo, em situações onde a rotatividade de estoque seja baixa, podem também gerar problemas quanto a sua valoração. A contabilidade societária reconhece como valor dos materiais em estoque o menor entre seu custo e o seu valor de mercado.

Quanto aos insumos gerenciados por outros centros de responsabilidade, mas consumidos pela unidade de negócios da qual se esteja medindo o resultado, sua valoração, idealmente, para fins de medição dos resultados, tanto do fornecedor quanto do cliente interno, deve se dar por valores tão próximos do mercado quanto possível (Anthony et al, 1992).

No tocante a quantificação dos insumos consumidos, um problema que tem merecido significativa atenção se refere a depreciação. Em função do método de depreciação adotado, esta despesa, em relação a um mesmo bem utilizado nas mesmas condições, pode distribuir-se de modo diferente durante a vida útil do bem. A contabilidade societária adota, usualmente, como fato gerador da despesa de depreciação o simples passar do tempo. Apesar de se reconhecer que, em muitos casos, esta seja uma aproximação razoável da realidade, em outros casos isto não se verifica. Em especial, em atividades onde o volume de capital empregado seja significativo, os erros induzidos pelo reconhecimento incorreto da depreciação podem ser significativos. Não existe, aparentemente, uma forma que possa ser descrita como a mais precisa para reconhecer-se o consumo de ativos; cada realidade operacional requer uma análise específica (Solomons, 1976).

Outro tipo de insumo cuja quantificação do consumo é de difícil mensuração é o dos serviços administrativos corporativos. Fremgen & Liao (1981) constataram que os serviços corporativos prestados à unidades de negócios podem ser divididos em dois tipos: serviços em relação aos quais

há uma medida clara quanto ao montante do serviço prestado (ex., processamento de dados, manutenção) e serviços para os quais tal medida é de difícil obtenção (assessoria jurídica, propaganda institucional). Os autores argumentam que para os serviços em que medidas de consumo são difíceis de obter, a alocação dos custos às unidades de negócio não é recomendável. Primeiro porque como não existe uma medida de consumo, a alocação será necessariamente arbitrária e a medida de desempenho da unidade se torna arbitrária; segundo, porque por não se tratar de um ítem controlável pelo gerente local, tem um efeito motivacional negativo. Os executivos pesquisados por Fremgen & Liao manifestaram opinião de que os serviços do primeiro tipo podem e devem ser cobrados. Quanto aos demais, tal consenso não existiu. Vancil (1979) obteve resultados similares aos de Fremgen & Liao. Pesquisas no Brasil indicam que é uma prática comum a alocação de custos corporativos às unidades de negócio (Borba, 1992 e Pinto & Avila, 1997).

Os critérios de alocação são, na maioria dos casos analisados bastante arbitrários.

Finalmente, cabe registrar a dificuldade de valoração do montante do capital empregado. Para fins gerenciais, o procedimento mais correto será, provavelmente, o de utilizar-se o valor presente do fluxo de seus benefícios futuros. Esta quantificação dependerá entretanto de avaliações subjetivas. No tocante a ativos financeiros, uma questão que se coloca é em relação a se a unidade de negócios terá o controle da gestão dos mesmos. Com frequência, as empresas centralizam a gestão desses recursos em um “banco interno” (Borba, 1992 e Pinto & Avila, 1997)

Uma diversidade de abordagens tem sido oferecida para equacionar o problema de preços de transferência (preços relativos a bens e serviços transacionados entre centros de lucro de uma mesma empresa). Tais abordagens incluem modelos econômicos clássicos, técnicas de programação matemática, teorias organizacionais e métodos *ad-hoc*. A proposta geral é de que em existindo um preço de mercado para o bem sendo transferido, que esse seja o preço adotado (Anthony et al, 1992). Eccles (1991) sugere que o sistema de preços de transferência mais adequado a cada empresa será aquele que apresentar maior consistência com a estratégia da empresa. Por exemplo, uma empresa integrada verticalmente dificilmente pode dar total liberdade aos gerentes locais no tocante a transacionar ou não produtos entre as respectivas unidades de negócio.

Abordagens *ad-hoc* ao problema do preço de transferência incluem uma diversidade de proposições. A maioria dos modelos recomendados se constituem em variações do modelo proposto por Benke & Edwards (1980) pelo qual a regra é estabelecer um preço igual ao custo variável mais o custo de oportunidade que a unidade vendedora tem ao vender internamente o bem ou serviço. Essa proposta assume que o objetivo principal ao se estabelecer preços de transferência é o de maximização de lucros (Benke, 1989).

Em termos de evidência empírica, a *survey* de Govindarajan (1994), com dados de 470 empresas, reporta que 31% das empresas usam preço de mercado, 53% usam custo pleno, 16% deixam a política a ser decidida por negociação entre os gerentes locais e 6% usam métodos baseados em custo variável. As pesquisas de Vancil (1979), Tang (1979 e 1980) com dados do Canadá e Japão não reportam dados significativamente diferentes.

Reconhecidas por Vancil (1979) como importantes mas destinadas aos níveis hierarquicamente mais baixos e por Catelli & Guerreiro (1994) como já refletidas dentro do resultado econômico, as medidas não financeiras de desempenho têm chamado a atenção das organizações e dos pesquisadores da área de controle gerencial, principalmente nas últimas duas décadas. Eccles (1991) se posiciona a favor da adoção de medidas não financeiras argumentando que as medidas financeiras tradicionais são bons indicadores do resultado passado mas não do resultado futuro.

Em termos gerais, tem-se observado um movimento sistemático no sentido de sistematizar-se a adoção de medidas não financeiras de desempenho. Kaplan & Norton (1992) por exemplo discutem as falhas geradas pelas formas tradicionais de mensuração de desempenho, essencialmente financeiras, abordando uma questão que ganhou mais relevância a partir da década de 80: a necessidade de estímulo à inovação e à melhoria contínua da posição competitiva de cada empresa. Eles sugerem que medidas financeiras não são suficientes para estimular um comportamento inovador. Os autores sugerem uma abordagem que privilegia quatro dimensões de avaliação de desempenho: satisfação dos consumidores, resultados financeiros, qualidade dos processos internos e inovação e aprendizado.

Uma barreira à construção de um sistema de medidas de desempenho não-financeiras está em assegurar-se que as medidas escolhidas sejam representativas do desempenho da organização na dimensão pretendida. Esta é uma questão mais complexa no caso de medidas não financeiras do que no caso de medidas financeiras (ver, por exemplo, Landy, 1995, para uma discussão quanto a dificuldade de se medir satisfação de empregados).

3. O CASO DO SEGMENTO DE EXPLORAÇÃO & PRODUÇÃO DA PETROBRÁS

3.1 A empresa e o segmento de exploração e produção (E & P)

Em 1996 a Petróleo Brasileiro S.A. PETROBRAS obteve um faturamento bruto de US\$23,7 bilhões e um lucro líquido de US\$639 milhões. Realizou investimentos superiores a US\$ 3,0 bilhões e seu patrimônio líquido era de US\$ 19,25 bilhões. Com uma redução superior a 27% em relação ao ano de 1989, seu número de empregados em dezembro de 1995 era superior a 43 mil. Durante seus mais de 40 anos de história a PETROBRAS realizou investimentos de mais de US\$80 bilhões.

Durante a crise internacional do petróleo, a companhia viveu uma fase de intenso desenvolvimento de suas operações. Os altos preços do petróleo no mercado internacional e a escassez de divisas nacionais, levaram a empresa a empreender um grande esforço no sentido de localizar novas jazidas de óleo e gás. Tal movimento coincidiu com a descoberta das primeiras jazidas na província petrolífera de Campos, no estado do Rio de Janeiro que, anos mais tarde, viria tornar-se na grande responsável pelo incremento da produção nacional respondendo, em 1995, por mais de 50% da produção nacional de petróleo. Durante este período, quando os altos preços internacionais justificavam qualquer esforço para o aumento da produção nacional, as análises econômicas dos projetos para aumento da produção nacional apontavam altas taxas de retorno.

O desenvolvimento da empresa foi contido pelas restrições aos investimentos, feitas pelo Governo Federal, em função das necessidades da sua política macroeconômica. Sob este aspecto, convém ressaltar que o principal instrumento de controle formal do Governo Federal sobre a PETROBRAS eram os seus orçamentos anuais e plurianuais que autorizavam, por atividade, os dispêndios que poderiam ser incorridos. Quanto à cobrança de metas específicas, somente em 1994, foi firmado o primeiro “Contrato de Gestão” entre a PETROBRAS e seu controlador.

Os anos noventa apontaram para um processo de desregulamentação da economia e enxugamento das atividades do Estado, por meio de um processo de provatização. Neste contexto, a alta administração da PETROBRAS iniciou uma ampla revisão de sua estrutura organizacional, cujo objetivo era preparar a organização para o novo ambiente competitivo que se vislumbrava com a desregulamentação do setor petróleo. A primeira mudança de vulto ocorrida neste sentido foi a fusão dos três departamentos responsáveis pelas atividades do segmento de “*upstream*” - Departamento de Exploração (DEPEX), Departamento de Perfuração (DEPER) e Departamento de Produção (DEPRO) - em um único órgão que foi denominado Segmento de Exploração e Produção (E&P).

O Funcionamento da Estrutura Antiga: O Departamento de Exploração era o responsável por realizar os estudos que levariam a localização das jazidas de petróleo. Seu corpo técnico era formado eminentemente por geólogos e geofísicos, boa parte deles com mestrado ou doutorado em suas áreas de atuação. Uma vez aprovada uma locação, ou seja, escolhido o ponto que deveria ser perfurado, sua execução era transferida para o Departamento de Perfuração, pelo qual era então programada, em razão da sua potencialidade, e da disponibilidade de recursos físicos e financeiros.

O DEPER era um órgão típico de prestação de serviços para o DEPEX e para o Departamento de Produção (DEPRO). Lidando com custos extremamente sensíveis e com uma tecnologia em rápida evolução, o DEPER administrava as sondas de perfuração próprias da PETROBRAS e mais uma série de outras contratadas no mercado internacional. Sua conotação tecnológica pode ser exemplificada pelos sucessivos recordes de perfuração em lâmina d’água¹ profunda que a PETROBRAS obteve na última década.

Uma vez descoberta uma jazida, eram iniciados os estudos quanto ao seu melhor aproveitamento econômico, em função dos investimentos necessários e dos custos operacionais para sua exploração². Coordenado pelo DEPRO, este era o ponto de principal interface entre os três departamentos. Definido e aprovado o projeto, a coordenação de sua execução, bem como, sua operação quando concluída a obra, estariam ao encargo daquele departamento de produção. O DEPRO apresentava dimensões bastante superiores aos outros dois departamentos que viriam a formar o E&P. Sob sua responsabilidade estavam as grandes plataformas de produção, muitas das quais, representavam investimentos de centenas de milhões de dólares. Os três departamentos atuavam em todas as províncias petrolíferas do país. Normalmente, as instalações físicas das sedes regionais eram compartilhadas. Apesar do inter-relacionamento técnico existente entre eles, administrativamente eram bastante independentes.

¹ Lâmina d’água é a distância entre a superfície e o fundo do mar.

² Exploração é a exploração econômica de uma jazida.

A Nova Estrutura de Unidades de Negócio: Uma vez consolidada a fusão dos três departamentos no E&P, este foi estruturado como uma unidade de negócios, com sede no Rio de Janeiro, responsável pelos resultados relativos às atividades de exploração e produção em todo o território nacional, e subdividida em sete unidades de negócio regionais, denominadas unidades operativas³ regionais. As atividades desenvolvidas no órgão de sede são relativas à coordenação e definição quanto à alocação dos recursos orçamentários, de modo que o conjunto dos resultados, ou seja, o resultado total do E&P, seja otimizado. À sede também cabe a gestão estratégica do segmento de E&P, materializada nas questões referentes à tecnologia e na definição dos projetos de prospecção e produção em áreas de lâmina d'água profunda.

Para desempenhar suas tarefas e cumprir com os objetivos estabelecidos quando do orçamento, os órgãos regionais contam com estruturas similares às da Sede do E&P, tendo por executivo chefe um gerente geral o qual dispõe, normalmente, de quatro gerentes funcionais responsáveis pelas áreas de exploração, produção, gestão de reservatórios e logística, além de órgãos de *staff* como: planejamento, recursos humanos, contabilidade e finanças, qualidade, comunicação, meio ambiente, etc.

Segundo o entendimento dos principais executivos envolvidos com o processo de reestruturação, no centro da mudança organizacional que deu origem ao E&P estava a busca por um modelo de gestão que aumentasse a eficácia empresarial. Tal modelo deveria permitir uma maior delegação de autoridade aos gerentes dos órgãos regionais, aumentando a velocidade do processo de tomada de decisão e, para tanto, precisava estar calcado na responsabilidade pelos resultados obtidos e em uma maior valorização da visão econômico-financeira. O objetivo final era aumentar a competitividade do segmento, de modo a capacitá-lo a concorrer em igualdade de condições com quaisquer que fossem os novos atores do mercado a partir da quebra do monopólio.

A necessidade de priorizar-se a visão econômico-financeira levou à decisão de construir-se um sistema que mensurasse os resultados econômicos do E&P como um todo, e de cada um de seus órgãos regionais. Este sistema deveria ser capaz de direcionar as ações dos gestores do E&P, no sentido de maximizar seus resultados, tanto no curto, quanto no médio e no longo prazo.

3.2 O sistema de medidas econômico-financeiras

Os três departamentos que deram origem ao E&P, faziam a avaliação de desempenho com base em indicadores físicos de produção, tais como: produção em barris diários (para o departamento de produção), metros perfurados (para o de perfuração) e quilômetros de levantamentos sísmicos realizados (para o de exploração). Medidas relativas ao desempenho econômico eram menos frequentes e, quando ocorriam, eram normalmente indicadores de custo, não de resultado.

³ Neste estudo, os termos unidade(s) operativa(s), órgão(s) regional(is) de E&P, e unidade(s) de negócios regional(is) são usados, indistintamente, para designar unidade(s) operativa(s) do segmento de E&P.

Com a nova estrutura e a ênfase nos resultados, o novo desafio passou a ser encontrar uma medida de desempenho associada à eficácia empresarial do segmento em relação ao aspecto econômico-financeiro. Essa medida de eficácia buscada deveria (segundo os executivos da empresa) atender a três requisitos básicos, quais fossem: a) estar positivamente correlacionada com o resultado da companhia, b) ser completa o suficiente para não permitir o surgimento de comportamentos disfuncionais e c) ser desmembrável em fatores passíveis de controle gerencial.

O primeiro requisito era decorrente da visão de que a companhia deveria ser mantida integrada, apesar de o E&P poder ser visto como um segmento de negócio independente.. Deste modo, da mesma forma que a sede do E&P coordenaria as unidades regionais, a sede da companhia coordenaria as atividades de todos os segmentos de negócio, buscando maximizar não resultados isolados, mas sim, o resultado final da empresa. Por isso, qualquer medida de desempenho para o E&P e suas unidades operativas deveria ser perfeitamente correlacionada (representativa) com o desempenho global da corporação. “*Não se admite a possibilidade de um resultado ser bom para o E&P e ser ruim para a companhia...*” - declarou um dos executivos do E&P.

A preocupação portanto era a de não fomentar nos gestores, comportamentos inconsistentes com os objetivos da organização. Por exemplo, medir-se somente o lucro poderia induzir os gerentes a realizar todos os projetos cuja taxa de retorno fosse positiva, ou seja, a longo prazo, a rentabilidade das operações tenderia a zero; por outro lado, medir-se a rentabilidade levaria os gestores a concentrar suas atividades somente em projetos de alta rentabilidade levando, no caso extremo, a que o gerente preferisse reduzir o nível de atividade de sua unidade a realizar um projeto cuja rentabilidade fosse menor que a rentabilidade média das suas operações.

A terceira exigência - possibilidade de desmembramento da medida - derivava da necessidade de identificar o quanto cada etapa da cadeia produtiva contribuía para a geração do resultado final do órgão, de tal forma que possibilitasse aos gestores atuar sobre aquelas que não estivessem apresentando desempenho satisfatório.

Com o entendimento de que era objetivo da organização maximizar a riqueza de seu acionista, a discussão sobre qual seria aquela medida de eficácia, rapidamente evoluiu na direção do *lucro econômico*, ou *valor econômico agregado*, ou ainda, *lucro residual*. Além disto, esperava-se evitar os comportamentos disfuncionais, normalmente associados a outras medidas de desempenho financeiro como lucro e rentabilidade e identificar para cada etapa do processo produtivo sua contribuição para o resultado global. Valor Econômico Agregado (VEA) foi definido como sendo o acréscimo real de riqueza para o acionista, gerado pelas operações do E&P consolidado e de cada uma de suas Unidades Operativas, em um determinado período. Como riqueza do acionista entendeu-se o Patrimônio Líquido que, por sua vez, seria obtido por diferença entre o valor dos ativos e do capital de terceiros do órgão.

Sendo o VEA equivalente ao lucro econômico, seu cálculo era feito abatendo-se do resultado do período (lucro ou prejuízo) o valor relativo ao custo de oportunidade do capital disponibilizado pelo acionista que, por seu turno, era o produto do saldo da conta capital pela taxa de remuneração do

acionista. Por sua vez, a taxa de remuneração do acionista deveria estar vinculada ao custo médio de captação da companhia.

Analicamente: $VEA = RESULTADO - (CAPITAL * TAXA M\acute{E}DIA DE CAPTA\c{C}\tilde{A}O)$. Como se pode concluir, uma correta mensuração do VEA dependeria de uma correta mensuração dos ativos e dos passivos atribuíveis ao E&P e a cada unidade operativa, bem como, do correto reconhecimento do resultado das operações a cada período. Esta preocupação fez com que não fosse utilizado o sistema contábil adotado pela contabilidade societária da companhia, como instrumento para mensuração do resultado do E&P e das unidades operativas. As principais razões que levaram a esta decisão foram assim listadas:

- a) o critério segundo a qual eram valorados os ativos operacionais (custo histórico) distorceria a mensuração do patrimônio da unidade de negócio e, conseqüentemente, o valor econômico agregado;
- b) o critério de valoração de estoques (custo médio) tendia a subestimar o valor dos recursos imobilizados e, por conseguinte, o patrimônio do órgão e o valor da remuneração do capital que deveria ser abatido de seu resultado;
- c) aquele sistema não permitia o estabelecimento de preços de transferências a valores de mercado para os serviços trocados entre as unidades operativas, aceitando somente transferências de custos, o que dificultaria a correta identificação de onde o resultado fora gerado;
- d) só reconhecia o custo de produção como valor atribuível ao óleo produzido, o que impedia uma justa mensuração das receitas das unidades de negócio e,
- e) a depreciação dos ativos na contabilidade societária, normalmente, não correspondia a real perda de valor sofrida por eles.

Nas palavras de um dos membros da equipe: *“Caso nós utilizássemos os mesmos conceitos da contabilidade societária para medir os resultados gerados pelas ações de nossos gestores estaríamos cometendo um erro. Vejamos, por exemplo, o caso da valoração dos ativos: na contabilidade societária prevalece a norma de ‘o custo ou mercado dos dois o menor’, isto leva a uma subavaliação dos bens da companhia e, possivelmente, a uma avaliação incorreta das conseqüências associadas a uma decisão sobre vender ou não determinado ativo.”*

Por isso, resolveu-se que se deveria partir para o desenvolvimento de um sistema “paralelo” de contabilidade, que fosse capaz de mensurar corretamente o resultado econômico do E&P e de suas unidades operativas. Inspirado em uma experiência já implantada na Companhia Vale do Rio Doce, iniciou-se o desenvolvimento do Sistema de Resultados Econômico-Financeiros do E&P (SIREF)⁴.

Foi estabelecido que, como o modelo de gestão do E&P apregoava uma maior autonomia das unidades operativas (UO) e a responsabilização dos gestores por seus resultados, o sistema de mensuração dos resultados econômicos deveria calcular o VEA de cada unidade operativa isoladamente, como se fora uma unidade independente. O VEA do E&P seria dado pela soma dos

⁴ Para o desenvolvimento deste sistema foi destacada uma equipe de executivos de diversos órgãos da companhia. Para apoiar esta equipe foi destacada também uma equipe de técnicos - denominada de Grupo Conceitual - que deveria levantar soluções para os problemas identificados, as quais seriam julgadas pela equipe de executivos e ratificadas pelos superintendentes. Além dos técnicos da PETROBRAS, foi contratada uma equipe de consultores externos.

VEA's das unidades operativas abatida dos custos da sede. Acreditava-se que esta decomposição do VEA do E&P nos VEA's das unidades operativas teria efeito positivo na motivação dos gestores daquelas unidades, por transmitir-lhes a sensação de gerenciarem um negócio autônomo.

A busca por mensurar-se o resultado gerado em cada unidade de negócios (unidade operativa) da forma mais realista possível, como se foram empresas independentes, levou à definição de uma série de parâmetros para o sistema, cujos principais são destacados a seguir.

Conforme já indicado, o VEA foi definido como sendo o resultado do período abatido do custo de remuneração do capital empregado. Em relação ao resultado, todas as transações envolvendo as unidades de negócios e órgãos internos à PETROBRAS que fossem julgadas relevantes, deveriam ser valorados por preços de transferência, cuja base de cálculo não poderia ser o custo. As transações cujo valor não fosse considerado como relevante, ou seja, capaz de influenciar significativamente o resultado do fornecedor, ou ainda, para aquelas em que não se pudesse precisar o consumo atribuível ao cliente, não seriam valoradas. Tal medida buscava evitar a transferência de eficiências ou ineficiências entre clientes e fornecedores internos. Uma última condição foi colocada quanto a valoração das transações internas: só seriam objeto de mensuração os serviços que fossem solicitados pelo cliente, ou seja, caso fossem realizadas auditorias pelos técnicos da sede nas unidades operativas, a menos que tal auditoria se desse a pedido do gerente geral daquela unidade, seus custos deveriam ser assumidos pela sede da E&P. Esta última condição reforçava a mensagem de que os órgãos regionais (unidades operativas) eram vistos com o grau de autonomia de um negócio independente na condução de suas operações.

A empresa resolveu também que deveriam ser atribuídos preços de transferência para os principais serviços e produtos transacionados, dentro e fora do E&P. A identificação de quais seriam esses serviços ficou ao encargo das gerências funcionais da sede, que foram orientadas a somente incluir os serviços cuja não mensuração pudesse distorcer, significativamente, o resultado das unidades operativas. Seguindo esta orientação, um número relativamente pequeno de serviços foram cadastrados no sistema sendo, basicamente, aqueles que, por decisão anterior, se havia eleito um dos órgãos operacionais para fornecê-los aos demais.

Uma vez que não se pretendia dar autonomia aos órgãos regionais, para buscar em fornecedores externos serviços que pudessem ser prestados internamente, os integrantes da equipe julgavam que o mecanismo de preços de transferência devia evitar o repasse de eficiências ou ineficiências do fornecedor para o cliente, por isso, não se desejava que se utilizassem os custos como base de valor.

Uma dificuldade mostrada, na prática, pelo processo de fixação de preços de transferência adotado, foi o reconhecimento de valores de mercado para alguns serviços para os quais não havia mercado desenvolvido. Nesses casos, o preço adotado para o serviço era resultado de uma expectativa, dos órgãos funcionais da sede, de quanto seria o valor “justo” para o serviço objeto de transação.

O fato de a atividade de E&P empregar intensivamente capital implicava em que a despesa de depreciação era relevante o resultado das unidades de negócio de E&P. Decidiu-se, por isto, que

tal despesa deveria representar, o mais fielmente possível, o real consumo de valor de um determinado ativo operacional decorrente de sua utilização. Para tal, era necessário uma medida de utilização dos ativos que melhor exprimisse sua realidade operacional. Estabeleceu-se que, devido às características operacionais da extração de petróleo, onde os equipamentos são muitas vezes colocados em um poço e utilizados até o fim da vida útil comercial do poço ou da jazida e depois abandonados, para os bens relevantes que possuíssem esta característica, a depreciação de seu valor se daria na proporção da depleção da jazida a que estivessem associados. Para os bens relevantes que não estivessem vinculados a determinada jazida, deveriam ser estabelecidas vidas úteis gerenciais que exprimissem sua real expectativa de utilização. Por fim, para os bens não relevantes, optou-se por utilizar o mesmo valor de depreciação calculado para a contabilidade societária.

Em relação ao custo de remuneração do capital empregado foi estabelecido, como já indicado, que a taxa cobrada seria equivalente à taxa média de captação da companhia. Quanto ao capital, seu montante seria dado pela diferença entre o valor dos ativos totais do órgão e o capital de terceiros. A valoração dos ativos deveria buscar refletir o valor dos bens e direitos, segundo critérios que são detalhados a seguir:

No tocante ao critério de valoração dos ativos imobilizado, de acordo com a equipe do projeto, a forma mais correta de valoração de um ativo seria o valor presente do fluxo de benefícios trazidos pela sua correta utilização. Tal valor, para fins de tomada de decisão, se prestaria a ser confrontado com o seu valor de mercado para poder-se mensurar a eficácia da utilização daquele ativo pelo E&P. A utilização deste critério dependia, contudo, de encontrar-se uma alternativa viável economicamente para a substituição do ativo objeto de valoração o que, devido às características operacionais do E&P, nem sempre era possível. Resolveu-se, então, que os ativos imobilizados seriam classificados entre relevantes e não relevantes em relação ao seu valor e, somente para os relevantes, a valoração seria feita tendo por base seu valor de reposição no estado sendo, para os demais, utilizado o mesmo valor apontado pela contabilidade societária da companhia.

Para fins de valoração dos estoques de materiais, aos estoques de material de consumo foi atribuído o valor de sua última compra. Esta informação já era disponível no sistema de controle de materiais e, por isto, a sua adoção foi tida como sendo a solução de melhor relação custo/benefício. Quanto a valoração dos estoques de produtos - funcionando como colchão entre a produção e o refino havia um pequeno estoque de produtos sob a responsabilidade do E&P -, considerando-se que os produtos do E&P eram verdadeiras *commodities* de mercado assegurado, decidiu-se que sua valoração se daria pelo seu valor de transferência. Segundo declaração de um dos membros da equipe, *“valorar nosso produto em estoque com base em seu custo de produção seria dizer que o E&P só contribui para a riqueza da companhia quando transfere o óleo para o abastecimento e não quando o retira da jazida... Existe, é claro, uma diferença do valor do óleo em nossos tanques e nos tanques da refinaria, que é o valor agregado pelo transporte, mas isto não é a diferença entre seus custos de produção e o valor de mercado”*.

Habituada a um ambiente de altas taxas de inflação, a empresa avaliou que as informações teriam muito maior utilidade caso fossem apresentadas expressas em uma moeda não sensível aos efeitos

inflacionários. Além disto, os investimentos do E&P possuíam tempo de maturação relativamente longo e, neste contexto era fundamental que os valores mantivessem sua comparabilidade. Por isto, resolveu-se que seria adotado o mesmo indexador utilizado pela área de planejamento da companhia para fins de acompanhamento orçamentário, qual seja, o Índice Geral de Preços - Disponibilidade Interna (IGP-DI) calculado pela Fundação Getúlio Vargas. A empresa decidiu adotar ainda a filosofia do *Banco Interno*, representado pelo Serviço Financeiro, que funcionaria como supridor de recursos financeiros para as atividades do E&P. As eventuais sobras ou faltas de caixa seriam remuneradas ou oneradas por este Banco Interno, de acordo com as taxas a que a companhia estivesse sujeita em suas operações.

Note-se que os recursos registrados na “conta corrente gerencial” de cada órgão não necessariamente existiam de fato, dado que, a quase totalidade deles era decorrente do reconhecimento da receita pela transferência de produtos para outros órgãos da companhia e, portanto, não passavam de uma “receita potencial” para os produtos do E&P.

3.2 O sistema de medidas não financeiras

Nas palavras de um executivo: *“Sabemos que é importante ter lucro hoje, mas isto não garante que teremos lucro amanhã...Precisamos que nossos gestores se preocupem também com uma série de outras coisas que são estratégicas para a nossa sobrevivência ...”*.

Foi estabelecido que o E&P monitoraria seu desempenho empresarial em cinco dimensões: satisfação do cliente, satisfação dos empregados, satisfação da sociedade, grau de atendimento ao mercado e satisfação do acionista. Para cada uma dessas dimensões foram escolhidos alguns indicadores que seriam monitorados e para os quais seriam estabelecidas metas a serem alcançadas pelos órgãos regionais de E&P.

Para indicadores da satisfação dos clientes resolveu-se adotar a relação entre o número de conceitos “satisfeito” e “muito satisfeito” e o total de conceitos colhidos em pesquisa que seria realizada anualmente entre os clientes identificados do E&P. Percebeu-se uma forte preocupação dos executivos do E&P com o fato de os relatórios de avaliação pelos critérios do Prêmio Nacional de Qualidade (PNQ) atribuírem uma baixa pontuação ao segmento na dimensão relacionada com os clientes. No entender da administração do E&P, isto era conseqüência do fato de o E&P transferir internamente à empresa toda a sua produção e, devido às evidentes vantagens para a corporação de produzir-se internamente o petróleo necessário ao parque de refino, não haver uma cultura desenvolvida de preocupar-se com a satisfação dos clientes com os produtos recebidos.

Para avaliar a satisfação dos empregados, seriam medidos a taxa de frequência de acidentes com afastamento (número de acidentados por milhão de horas-homem de exposição ao risco), o índice de desenvolvimento de recursos humanos (número de horas homem de treinamento realizado por cem horas homem disponíveis para o trabalho), o percentual de tempo perdido em licenças médicas (relação entre o número de dias de afastamento por licença médica após o décimo quinto dia e o número de homens dia disponíveis para o trabalho) e o absenteísmo (relação percentual entre o número de faltas, exceto por licença médica e o número de homens dia disponíveis para o trabalho).

A alta capacitação técnica da mão-de-obra do E&P era entendida como fonte principal de sua vantagem competitiva frente aos novos entrantes no mercado brasileiro de *upstream*. Porém, a relativamente pequena autonomia da companhia, frente ao governo federal, para ajustar o nível de remuneração de seus empregados, era vista como séria ameaça à capacidade de retenção de sua mão-de-obra qualificada e de atração de novos talentos - nos últimos sete anos a companhia não havia realizado nenhum processo seletivo relevante para a renovação de seus quadros - o que preocupava aos executivos do segmento. Neste quadro, medir a satisfação de seus empregados representava para o E&P monitorar sua capacidade de sustentar sua vantagem competitiva frente aos novos concorrentes.

Para indicar o grau de satisfação da sociedade foram eleitos o índice de meio ambiente, medido pela relação entre o volume de óleo e água derramados ou descartados fora da especificação para cada 100 mil volumes de água e óleo movimentados, o número de reclamações recebidas nos telefones de contato com os consumidores, o número de ações judiciais de caráter comunitário contra a companhia e a realização orçamentária em projetos de responsabilidade social. A visão de que as comunidades onde o E&P mantinha seus órgãos regionais percebiam a companhia como fator promotor do seu desenvolvimento, desde há algum tempo, não se sustentava mais. A crescente preocupação com que o impacto das operações do E&P no meio ambiente denegrisse sua imagem frente à sociedade local e ainda prejudicasse o desempenho da atividade de distribuição de combustíveis (pois para o público em geral não havia distinção entre o E&P - um segmento de negócios interno a *holding* - e a Petrobras Distribuidora - uma subsidiária), levou a definição de que a satisfação da sociedade nos locais em que o segmento mantinha suas operações era o fator crítico para o seu sucesso a longo prazo e, por isso, deveria ser monitorado.

O grau de atendimento ao mercado seria medido através do “*market share*” no Brasil e na América Latina, relativo ao mercado de petróleo, ou seja, pretendia-se medir a que parcela do volume total de petróleo consumido nesses dois mercados equivalia a produção total do E&P. Como não se esperava, no curto e médio prazo, que a produção do E&P fosse colocada para refinadores fora deste continente, não se quis partir para uma medida em relação ao mercado mundial. Esperava-se com esta medida de atendimento ao mercado, avaliar-se a relevância da produção do E&P para seus clientes. Acreditava-se ser esta relevância positivamente correlacionada com o poder de barganha do E&P frente a seus clientes.

Por fim, o grau de satisfação do acionista seria expresso pelo Valor Econômico Agregado.

4. CONCLUSÃO

Em relação a pergunta básica de pesquisa, relativa ao conjunto de medidas de desempenho da empresa - destaca-se a identificação do Valor Econômico Agregado como a medida principal de desempenho da unidade de negócio E & P. O uso desta medida está bastante consistente com sugestões da literatura de controle gerencial. A medida engloba não só os valores relativos a lucro e capital empregado como evita os comportamentos disfuncionais com frequência associados a medidas de retorno de investimento. A eficácia da medida depende entretanto das decisões quanto a métodos de cálculo e valoração e quantificação de insumos. De modo geral, os insumos são reconhecidos por valores econômicos adequados; quanto ao custo de capital, a empresa decidiu usar a taxa média de captação como referência em função de dois critérios: simplificação do processo de cálculo e impossibilidade de obter-se uma taxa específica para o E & P. Considerando-se o alto volume de capital empregado, caso o risco do negócio de E & P seja significativamente maior que o risco associado a empresa como um todo, este desvio poderá superestimar a agregação de valor gerada pelo segmento.

No tocante a valoração dos insumos, a política de preços de transferência segue as recomendações teóricas de buscar valores de mercado como pontos de referência. Destaca-se ainda que a não alocação por qualquer critério de custos administrativos corporativos diverge da prática dominante nas empresas investigadas por Fremgen & Liao (1981). O entendimento dos executivos da PETROBRÁS é de que a alocação destes custos seria arbitrária e impediria a correta mensuração dos resultados da unidade de negócios

No que se refere a medidas de desempenho não financeiras, ressalta-se que por ocasião deste estudo, a empresa ainda não tinha implantado um sistema de forma consolidada. Logo, a análise das decisões tomadas nesse sentido fica com alcance limitado. Percebe-se entretanto que a empresa caminha para um sistema abrangente de medidas

5. BIBLIOGRAFIA

ANTHONY, R.; DEARDEN, J.; GOVINDARAJAN, V., **Management Control Systems**, 7a.ed. Irwin, 1992.

BENKE, R., EDWARDS, J., **Transfer Pricing: Techniques and Uses**. National Association of Accountants, (NAA), 1980.

BENKE, R., Applying an Opportunity Cost General Rule for Transfer Pricing. **The Journal of Applied Business Research**, vol. 95, no. 1, 1989.

BETHLEN, A.S.; ROMEIRO, E., **Estratégia e Estrutura das Empresas Brasileiras**, Relatório de Pesquisa n.285, 1993 e Relatório de Pesquisa n.285, 1996 - COPPEAD/UFRJ, Rio de Janeiro.

BORBA, J.A., **A Avaliação de Desempenho Financeiro em Empresas Divisionalizadas: Um Levantamento Preliminar**. Tese de mestrado, Rio de Janeiro: Fundação Getúlio Vargas, 1992.

ECCLES, R., The Performance Measures Manifesto. **Harvard Business Review**, jan/fev., 1991.

CATELLI, A. , GUERREIRO, R., GECON - **Gestão Econômica: Administração por Resultados Econômicos para Otimização da Eficácia Empresarial**. São Paulo, FEA/USP, 1994.

EDITORA ABRIL. **Revista Exame**, ed.412, nº 21, p.87, 19/10/88; ed. 439, nº 22, p.62-68, 13/11/91; ed. 478, nº 9, p.51, 01/05/91; ed. 481, nº 12, p.52-55, 12/06/91; ed. 492, nº 23, p.76-80, 13/11/91; ed. 494, nº 25, p.86-87, 11/12/91; ed. 497, nº 2, p.71, 22/01/92; ed. 499, nº 4, p.64-68, 19/02/92; ed. 506, nº 11, p.44-50, 27/05/92; ed. 507, nº 12, p.50-51, 10/06/92; ed. 513, nº 18, p.74-75, 02/07/92; ed. 518, nº 23, p.64, 11/11/92; ed. 525, nº 4, p.54-55, 17/02/93 e ed. 536, nº 15, p.57, 21/07/93.

EDWARDS, J. B., **The Use of Performance Measures**. NAA, 1986.

FREMGEN, J.M.; LIAO, S.S., **The Allocation of Corporate Indirect Costs**, NAA, New York, N.Y., 1981.

GOVINDARAJAN, V., **Profit Center Measurement: An Empirical Study**. Working Paper, Dartmouth College, 1994.

KAPLAN, R.S. , ATKINSON, A.A., **Advanced Management Accounting**, 2a.ed., Prentice-Hall, 1989.

KAPLAN,R., NORTON, D., The Balanced Scorecard: Measures That Drive Performance. **HBR**, jan/fev., 1992.

LANDY, F., **Psychology of Work Behavior**, 3a. edição, The Dorsey Press, 1985.

PINTO, J.R., AVILA, M., Medidas de Desempenho e Percepção de Autonomia em Empresas Organizadas em Unidades de Negócio: Um Estudo de Cinco Casos. **Congresso da Anpad**, 1997.

REECE,J., COOL,W., "Measuring Investment Center Performance", **HBR**, mai/jun, 1978.

SOLOMONS, D., **Divisional Performance: Measurement and Control**, Irwin, Homewood, 10a. ed. , 1976.

TANG, Y.W., WALTER, C.K., RAYMOND R.H., Transfer Pricing - Japanese vs. American Style. **Management Accounting**, n.60(7), jan/1979.

TANG, R., Canadian Transfer Pricing Practices. **CA Magazine**, 1980.

VANCIL, R.F., **Decentralization: Managerial Ambiguity by Design**, Dow Jones-Irwin, Homewood, 1979.