

A indústria do petróleo como uma organização complexa: modelagem de negócios e processo decisório

ANGELO MILANI JÚNIOR
PETROBRAS

HELDER QUEIROZ PINTO JÚNIOR
JOSÉ VITOR BOMTEMPO
IE/UFRJ

Resumo

Este texto propõe a formulação de modelos de negócios para apoiar o processo decisório em organizações complexas. O processo decisório é estudado, explorando-se os temas da racionalidade limitada, da estruturação de problemas, dos modelos mentais, dos mundos virtuais e da modelagem como apoio à decisão. A dinâmica de sistemas é introduzida como um instrumento para a construção de modelos, a identificação de regras de decisão e sua comunicação. É desenvolvido um modelo de negócios para as atividades do segmento exploração e produção de petróleo. Conclui-se o texto com simulações para uma empresa típica desse segmento.

Palavras-chave

Organizações complexas, processo decisório, dinâmica de sistemas, modelagem, indústria do petróleo.

Complex organizations' business modeling

Abstract

This paper proposes the formulation of business models to support the decision-making process in complex organizations. The decision-making process is studied, being explored the themes of the bounded rationality, of the problems' structuring, of the mental models, of the virtual worlds and of the modeling as support to the decision. The system dynamics is introduced as an instrument for models' construction, the identification of decision's rules and its communication. A businesses model is developed for the activities of exploration and production of the petroleum segment. The paper is concluded with simulations to a typical company of that segment.

Key words

Complex organizations, decision-making process, system dynamics, modeling, petroleum industry.

INTRODUÇÃO

As organizações complexas, objeto deste texto, são organizações de grande porte que têm estruturas com alto grau de especialização. A tomada de decisão nessas organizações é uma tarefa difícil e imperfeita devido às limitações da mente humana para formular e resolver problemas complexos. Embora a abordagem clássica para o processo decisório preconize a escolha racional, em que os fins estão claramente relacionados aos meios e tudo é conhecido, na prática as pessoas decidem com base em modelos mentais tácitos e simplificados da realidade. Uma abordagem alternativa à escolha racional é, portanto, a construção de modelos mentais ou mundos virtuais. Os mundos virtuais são sistemas compostos por variáveis inter-relacionadas cujo comportamento é regulado por regras de decisão para a explicitação, o compartilhamento e o aperfeiçoamento dos modelos mentais de um grupo de pessoas.

A inquietude com esses temas motivou os autores a desenvolverem uma pesquisa aqui resumida em quatro seções. A primeira Seção apresenta alguns conceitos necessários para o entendimento do modelo de negócios proposto. Ela inicia-se com a apresentação de alguns temas relacionados ao Processo Decisório, prossegue com noções sobre Dinâmica de Sistemas, adotada como instrumento de análise e modelagem, e conclui com a descrição dos principais processos da Indústria do Petróleo. Na segunda Seção desenvolve-se um Modelo de Negócios para o segmento exploração e produção dessa indústria. Na terceira Seção apresentam-se Simulações para uma empresa típica desse segmento. A quarta Seção resume as conclusões da pesquisa.

CONCEITOS BÁSICOS

Esta Seção apresenta conceitos relativos ao processo decisório, à dinâmica de sistemas e à indústria do petróleo.

Processo Decisório

Grande parte do tempo dos gerentes e executivos é dedicada a decidir. Em conseqüência, grande parte da pesquisa acadêmica em administração é dedicada ao estudo do processo decisório. A abordagem clássica preconiza a escolha racional, em que os fins estão claramente relacionados aos meios e tudo é conhecido.

Os fundamentos da abordagem clássica de escolha racional não resistem aos fatos. Em muitas situações complexas, existem incerteza e risco consideráveis sobre as conseqüências de escolhas que deveriam ser feitas. É, também, pouco provável que o responsável pela decisão tenha informações completas sobre todas as opções possíveis. Por fim, a complexidade de muitos problemas de decisão significa que o tomador de decisão é incapaz de calcular o melhor curso de ação, mesmo se todas as opções forem conhecidas. Insatis-

feito com a abordagem clássica de escolha racional, Herbert Simon propôs o conceito de racionalidade limitada:

A capacidade da mente humana de formular e resolver problemas complexos é muito pequena comparada com o tamanho do problema cuja solução é requerida para um comportamento racional objetivo no mundo real ou, até, para uma aproximação razoável a tal racionalidade objetiva. (SIMON, 1957, p. 198).

As questões que são objeto de decisão ocorrem em ambientes complexos que necessitam ser corretamente compreendidos. Esse entendimento se dá através da estruturação de problemas. De acordo com Pidd (1998, p. 88), "... a estruturação de problemas é uma forma de exploração na qual o analista desenvolve um mapa daquilo que está ocorrendo e do que poderia ser feito sobre ele".

Ackoff (1974 e 1979) afirma que embora os fatos sejam claros e objetivos, a interpretação desses fatos varia de pessoa para pessoa. Goffman (1974) denomina esse esquema pessoal de interpretação de enquadramento. Vennix (1990), Doyle e Ford (1998) e Serman (2000) descrevem fenômeno semelhante sob a denominação de modelos mentais.

O "mapa" resultante da estruturação de problemas é um modelo:

Um modelo é uma representação externa e explícita de parte da realidade vista pela pessoa que deseja usar aquele modelo para entender, mudar, gerenciar e controlar parte daquela realidade. (PIDD, 1998, p. 25).

Os modelos são também chamados de mundos virtuais (SCHÖN, 1983) e de micromundos (PAPERT, 1980). Os mundos virtuais permitem simular a realidade e antecipar as conseqüências das decisões.

Dinâmica de Sistemas

A Dinâmica de Sistemas é uma evolução da "dinâmica industrial", concebida inicialmente para uso no setor industrial. Foi desenvolvida por Jay Wright Forrester, do *Massachusetts Institute of Technology*, a partir das idéias de Arnold Tustin (1953) sobre as similaridades entre os sistemas econômicos e os servomecanismos eletromecânicos. Nas palavras de Forrester, a dinâmica industrial era assim definida:

Dinâmica industrial é uma forma de estudar o comportamento dos sistemas industriais para mostrar como diretrizes, decisões, estruturas e retardos se inter-relacionam para influenciar o crescimento e a estabilidade. (FORRESTER, 1961, p.vii).

Em muitos sistemas humanos, o controle é exercido por

processos de retroalimentação que usam informações como base para a ação. Esta informação é freqüentemente atrasada e pode estar distorcida, e estes fatores precisam ser levados em consideração ao se analisar como os sistemas humanos são gerenciados. Modelar sistemas dinâmicos é identificar e representar os processos de retroalimentação que determinam a dinâmica de um sistema, juntamente com estruturas de estoque e fluxo, retardos de tempo e não linearidades. Toda a dinâmica origina-se da interação de apenas dois tipos de anéis de retroalimentação, anel positivo (ou auto-reforço) e anel negativo (ou autocorreção). Os anéis positivos tendem a reforçar ou amplificar o que está acontecendo no sistema. Os anéis negativos se opõem à mudança.

Denomina-se diagrama de anel causal à representação da estrutura de retroalimentação de um sistema através de variáveis conectadas por flechas denotando as influências causais entre essas variáveis e explicitando os anéis de retroalimentação que interagem no sistema. Todos os sistemas, independentemente da complexidade, consistem de malhas (*networks*) de retroalimentações (*feedbacks*) positivas e negativas, e toda a dinâmica se origina da interação desses anéis (*loops*) entre si. (STERMAN, 2000, p. 12).

Diagramas de anel causal são extremamente úteis em muitas situações, mas sofrem de uma série de limitações. Uma das mais importantes é a incapacidade de capturar a estrutura de estoque e fluxo do sistema. Estoques são acumulações. Eles caracterizam o estado do sistema e geram a informação na qual as decisões e ações são baseadas. Devido ao desacoplamento das taxas de fluxo, os estoques são a fonte da dinâmica do desequilíbrio nos sistemas.

Na prática as pessoas decidem com base em modelos mentais tácitos e simplificados da realidade.

A dinâmica de sistemas tem uma abordagem peculiar para o processo decisório, pelo qual a informação é convertida em ação. Em sua obra seminal, Forrester (1961, p. 95) define ponto de decisão como um ponto de controle da taxa de fluxo do diagrama de estoques e fluxos de um sistema. Uma decisão é baseada no estado do sistema, o qual é representado pela condição de vários níveis de estoques.

A palavra política (*policy*) é utilizada em dinâmica de sistemas de forma ampla para descrever como o processo decisório converte informação em ação. Segundo Forrester (1994, p. 58), “Uma política é uma declaração formal que define a relação entre as entradas de informação e os fluxos de decisão resultantes”. Políticas são freqüentemente referidas na literatura como regras de decisão.

Indústria do Petróleo

A Indústria do Petróleo pode ser descrita por um grande processo, composto de seis atividades, que vão “do poço ao posto”: exploração, desenvolvimento, produção, refino, transporte e distribuição. Em uma abordagem mais ampla, podem ser acrescentados o processamento, o condicionamento, o transporte e a distribuição do gás natural e seus derivados, a geração de energia termelétrica a partir do gás natural ou de derivados do óleo, a petroquímica, a gasquímica, os serviços de sondagem e o apoio logístico. Este grande processo pode ser segmentado de diversas formas. Uma forma bastante comum é dividi-lo em *upstream* (exploração, desenvolvimento e produção) e *downstream* (refino, transporte e distribuição).

O petróleo é uma emulsão composta por óleo cru, gás natural, condensado, água, sais, gases inertes, contaminantes e sedimentos. A qualificação “cru” indica que o óleo não sofreu nenhum tipo de tratamento. Condensado é um hidrocarboneto que se apresenta na forma gasosa nas condições iniciais de temperatura e pressão do reservatório e que se condensa em forma de líquido nas condições atmosféricas padrão (standard). A palavra petróleo é geralmente utilizada para referir-se aos hidrocarbonetos líquidos e também ao gás natural. Hidrocarbonetos são compostos químicos constituídos exclusivamente pelos elementos carbono e hidrogênio. Essa definição pode variar em função da classificação dos compostos orgânicos adotada. Reservatórios são rochas porosas e permeáveis que contêm hidrocarbonetos e água. Reservas são volumes estimados de óleo cru, condensado, gás natural, líquidos de gás natural e substâncias associadas, consideradas como comercialmente recuperáveis, de acumulações conhecidas, de uma determinada data em diante (date forward), sob condições econômicas existentes, práticas operacionais estabelecidas e regulamentação governamental corrente. (CONAWAY, 1999, p. 91). Elas são classificadas em provadas, prováveis e possíveis, de acordo com a probabilidade de os volumes estimados serem economicamente produzidos. O líquido do gás natural - LGN é um líquido extraído do gás natural produzido, por meio do processamento desse gás em plantas industriais denominadas unidades de processamento de gás natural - UPGN.

A atividade de exploração envolve a descoberta e a delimitação de reservatórios de petróleo por meio da perfuração de poços exploratórios e da utilização de outras técnicas como geologia e geofísica. A atividade de desenvolvimento envolve a perfuração de poços de desenvolvimento e a instalação de equipamentos para a produção, processamento, injeção, estocagem e transporte de óleo, gás e água. Esses equipamentos são agrupados em estações de produção (em terra) ou em plataformas (no mar). A atividade de produção

ocupa-se da extração do petróleo e da operação das estações de produção e plataformas.

MODELO DE NEGÓCIOS

Um Modelo de Negócios é um instrumento para apoio à tomada de decisão. Como todo modelo, é uma simplificação da realidade. Não é necessário, nem viável, nem útil, detalhar todos os aspectos do sistema em análise. Deve-se, portanto, ter um objetivo claro que permita excluir o que não é relevante. “Sempre modele um problema. Nunca modele um sistema.” (STERMAN, 2000, p. 90).

Adota-se um processo de quatro etapas para o desenvolvimento do modelo. A primeira etapa trata do mapeamento da estrutura do sistema. Por meio de um Diagrama de Subsistemas, identificam-se as principais variáveis envolvidas e definem-se os limites do sistema a ser modelado. Em seguida, classificam-se as variáveis como estoques, fluxos e variáveis auxiliares. Por fim, elabora-se um Mapa de Estoques e Fluxos, identificando-se as principais relações de causa e efeito entre as variáveis.

A segunda etapa trata do entendimento da dinâmica do sistema. Sobre o Mapa de Estoques e Fluxos, identificam-se os anéis de retroalimentação positiva e negativa mais relevantes.

A terceira etapa trata da identificação das regras de decisão, explícitas ou tácitas, utilizadas para a tomada de decisão. Com base em Diagramas de Estrutura das Regras de Decisão, descrevem-se as relações de causa e efeito utilizadas por aqueles que decidem para regular as taxas de fluxo do sistema.

A quarta etapa é a quantificação do modelo. Com base em dados históricos sobre o comportamento das variáveis do sistema em análise, identificam-se relações entre essas variáveis, que são explicitadas por equações matemáticas. Em seguida, testa-se a validade das equações pela comparação dos números gerados pelo modelo com os dados históricos. Após eventuais ajustes, o modelo estará em condições de gerar projeções sobre o comportamento futuro dos estoques, dos fluxos e das regras de decisão.

Subsistemas, Estoques e Fluxos

O objetivo deste modelo de negócios é fornecer elementos para a tomada de decisão aos responsáveis pelas atividades desenvolvidas no Segmento de Exploração e Produção de uma empresa da indústria do petróleo, seja ela integrada ou restrita a esse segmento apenas. A Figura 1 apresenta as variáveis relevantes para a modelagem do sistema e estabelece os limites para esse sistema.

As variáveis externas aos limites do sistema são denominadas exógenas, as variáveis internas são denominadas endógenas. O critério adotado para a classificação de uma variável como endógena ou exógena é a capacidade dos gestores de influenciar de forma significativa no seu comportamento: os gestores do segmento de exploração e produção não têm influência relevante sobre as variáveis exógenas.

Barney (1996, p. 143-144) classifica os recursos em quatro categorias: capital financeiro, capital físico, capital humano e capital organizacional. Os recursos tangíveis e intangíveis de que uma empresa necessita para desenvolver suas atividades podem ser considerados, à luz da dinâmica de sistemas, como estoques.

Em muitos sistemas humanos, o controle é exercido por processos de retroalimentação que usam informações como base para a ação.

Nesta modelagem, o capital físico do segmento de exploração e produção de petróleo é representado pelo volume de Reservas sobre o qual a empresa possui direitos de exploração ou de produção e suas variáveis relacionadas: produção e vendas, com seus estoques intermediários. O capital financeiro é representado pelo Caixa disponível para investimentos em exploração e desenvolvimento da produção, e para cobrir os gastos com custos e despesas das operações de produção. Suas variáveis relacionadas são: receitas, gastos (custos e despesas) e investimentos. O capital humano é representado pelo Pessoal capacitado para desenvolver as atividades técnicas e de negociação dos processos considerados críticos. Os recursos organizacionais, como as tecnologias de perfuração e produção, vinculam-se às outras três categorias de recursos e, por isso, são modelados como variáveis relacionadas a essas categorias. O Mapa de Estoques e Fluxos será construído com base nesses três estoques: Reservas, Caixa e Pessoal. Os Diagramas de Estrutura das Regras de Decisão são mais detalhados e vão considerar outros estoques e fluxos com base em variáveis relacionadas, como a produção.

Os estoques são regulados por influxo e escoamento. No caso das Reservas, o influxo é denominado incorporações e o escoamento é denominado desincorporações, ambos medidos em barris de óleo equivalente por mês (boe/mês). As incorporações de reservas resultam de aquisições, descobertas, desenvolvimento, reavaliações, recuperação secundária e recuperação especial. As desincorporações resultam de vendas, reavaliações e produção.

O influxo para o estoque de Caixa é denominado ingressos e o escoamento é denominado pagamentos, ambos medidos em dólares norte-americanos por mês (USD/mês).

Os ingressos resultam de vendas de produtos e serviços, aluguéis de instalações e equipamentos, rendimentos de aplicações financeiras, empréstimos contraídos, aportes de capitais recebidos de investidores, dividendos pela participação em ativos, desmobilizações, ganhos cambiais, correção monetária e outros recebimentos eventuais. Os pagamentos resultam da compra de produtos e matérias-primas, salários e encargos pagos a empregados, taxas pagas por serviços prestados, tributos pagos ao governo, aluguéis de instalações e equipamentos, juros, correção e amortizações pagos sobre dívidas, aportes para aquisição de ativos, dividendos pagos a sócios minoritários, investimentos, perdas cambiais, correção monetária e outros pagamentos eventuais.

O influxo para o estoque de Pessoal capacitado é denominado capacitação e o escoamento é denominado incapacitação, ambos medidos pela quantidade de pessoas certificadas por mês (certificações/mês). A capacitação resulta da admissão de pessoas certificadas ou da certificação de pessoas que já faziam parte da equipe. A incapacitação resulta da perda de algum colaborador (por transferência, aposentadoria, demissão ou falecimento), ou pela mudança no nível de ca-

pacitação requerido (exigência de uma nova certificação ou perda da validade de alguma certificação existente).

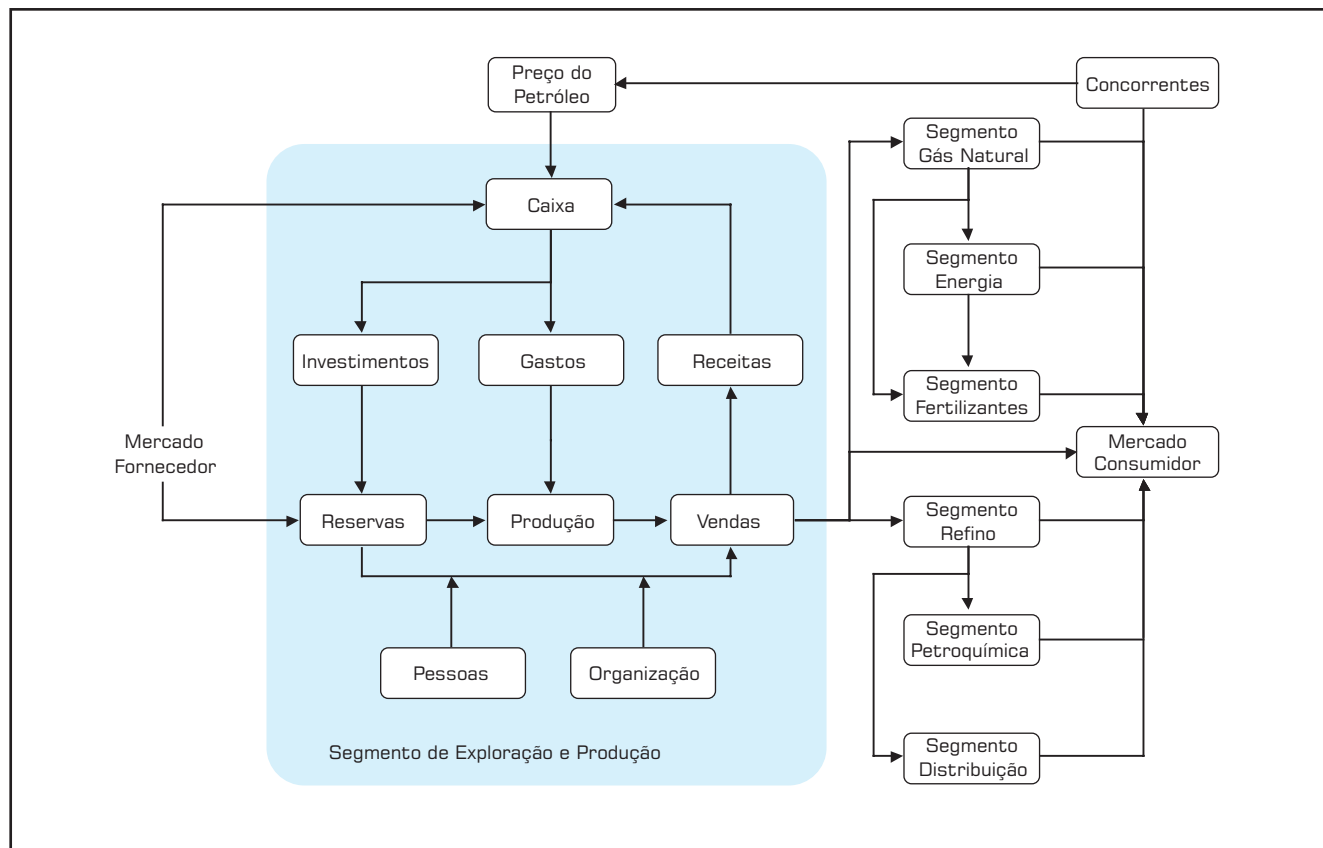
Estrutura e Dinâmica do Sistema

De forma simplificada, a estrutura do sistema está representada no Mapa de Estoques e Fluxos da Figura 2, pelas principais relações de causa e efeito entre os três estoques, seus fluxos e demais variáveis auxiliares.

A estrutura do sistema é uma visão estática. Para se entender a dinâmica do sistema, é necessário identificar os anéis de retroalimentação relevantes que atuam nesse sistema, representados pelas letras “R” e “E” na Figura 2.

O anel de reforço “R1”, representado em detalhe na Figura 3, indica que, se o volume de Reservas aumenta, o volume de vendas de reservas e de produção tende a aumentar. Se o volume de vendas aumenta, os ingressos tendem a aumentar. Se os ingressos aumentam, o Caixa tende a aumentar. Se o Caixa aumenta, o volume de investimentos tende a aumentar. Se o volume de investimentos aumenta, as incorporações tendem a aumentar. Se as incorporações aumentam, o volume de Reservas tende a aumentar, gerando um crescimento exponencial no sistema.

Figura1: Diagrama de Subsistemas do Segmento de E&P.



Fonte: elaboração própria

Esse ciclo virtuoso, porém, tem limites. O anel de equilíbrio “E1” indica que, se o volume de vendas aumenta, as desincorporações tendem a aumentar. Se as desincorporações aumentam, o volume de Reservas tende a diminuir. Se o volume de Reservas diminui, o volume de vendas de reservas e de produção tende a diminuir, contrabalançando o crescimento provocado pelo anel de reforço “R1”. Um segundo anel de equilíbrio “E2” se opõe ao crescimento provocado pelo anel de reforço “R1”, da mesma forma que o anel de equilíbrio “E1”. Fenômeno semelhante ocorre entre o anel de reforço “R2” e o anel de equilíbrio “E3” (Figura 2).

Diagramas de Estrutura das Regras de Decisão

Os estoques e os fluxos de recursos comportam-se de acordo com critérios tácitos ou explícitos denominados regras de decisão. A tomada de decisão pelos gestores dá-se por meio da intervenção sobre as taxas de fluxo de entrada e saída dos estoques. Observa-se que algumas regras de decisão são quantificáveis e podem ser automatizadas no processo decisório; para a finalidade deste texto convencionou-se chamá-las de políticas. Outras regras de decisão são qualitativas e demandam decisão caso a caso; para a finalidade deste texto, convencionou-se chamá-las de estratégias.

Há, também, variáveis exógenas que interferem nas taxas de fluxo e devem ser levadas em consideração no processo decisório; para a finalidade deste texto convencionou-se chamá-las de condicionantes.

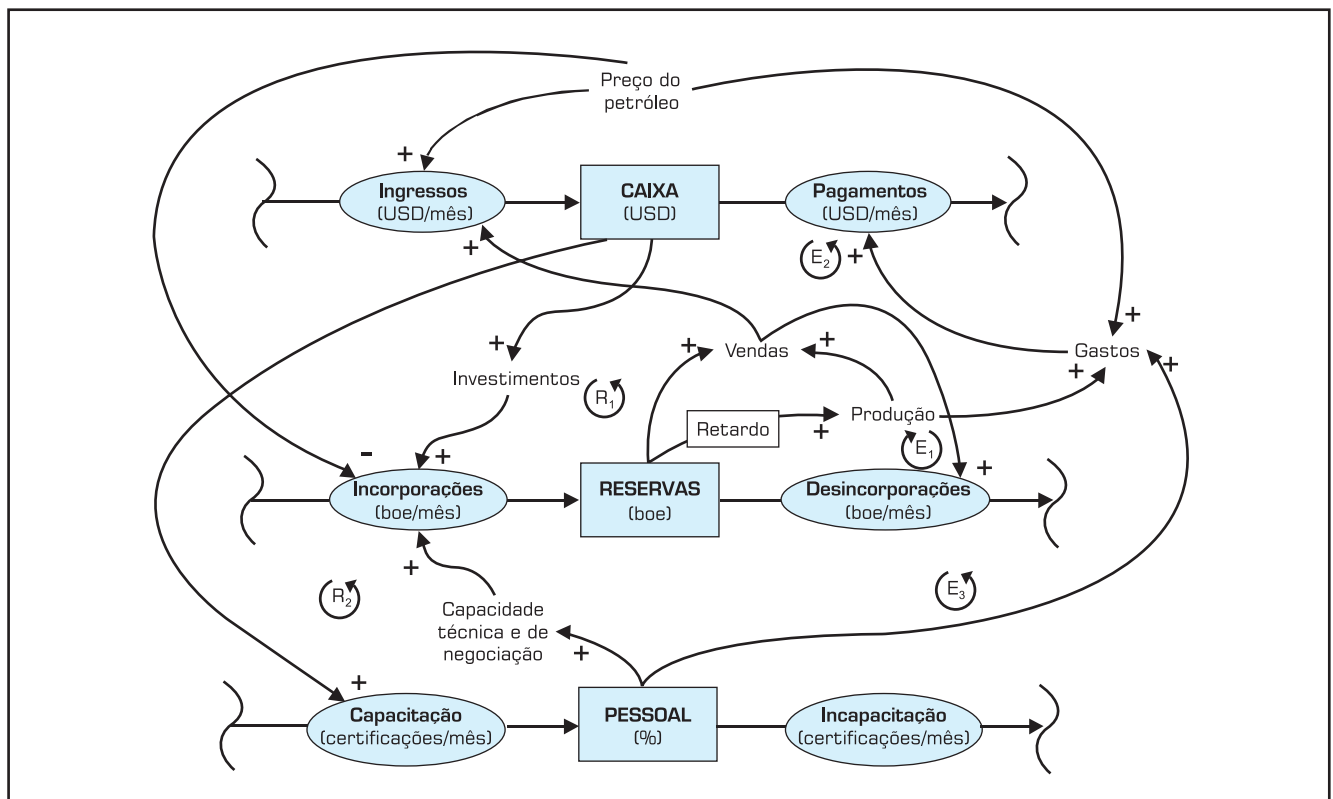
O Mapa de Estoques e Fluxos utilizado até aqui é muito agregado para viabilizar a identificação de regras de decisão. Utilizam-se, então, Diagramas de Estrutura das Regras de Decisão que são desagregações de partes relevantes do Mapa de Estoques e Fluxos. Nesses diagramas é possível identificar estratégias, políticas e condicionantes que atuam sobre as taxas de fluxo do sistema.

Os Diagramas de Estrutura das Regras de Decisão, apresentados a seguir foram desenhados com o auxílio do pacote de modelagem para simulação *Powersim*. Trata-se de um *software* desenvolvido especialmente para a modelagem e simulação de sistemas dinâmicos.

Modelagem das Reservas

O principal recurso físico para o segmento de exploração e produção de petróleo é o volume de reservas de hidrocarbonetos sobre o qual a empresa possui direitos de exploração ou de produção. As reservas têm características de estoques e são modeladas como tal.

Figura 2: Mapa de Estoques e Fluxos.



Fonte: elaboração própria

Conforme definido no item Subsistemas, Estques e Fluxos, no caso das reservas, o influxo é denominado “incorporações” e o escoamento é denominado “desincorporações”. O primeiro passo para incorporar reservas é o processo de seleção de regiões, dentre todas as oportunidades disponíveis ou que venham a se tornar disponíveis, nas diversas regiões do mundo com potencial petrolífero. Em seguida, define-se o volume potencial de óleo equivalente nas Áreas de Interesse exploratório e explotatório. Para converter as Áreas de Interesse em Reservas Provadas Desenvolvidas há três possibilidades relevantes: participação em licitações, aquisição de reservas não desenvolvidas ou aquisição de reservas desenvolvidas.

Por meio de processos de licitação, adquirem-se direitos de exploração ou produção sobre volumes de Reservas Potenciais. Com atividades exploratórias, ocorrem descobertas que transformam essas reservas potenciais em Reservas não Desenvolvidas. A fase de exploração (transformação de reservas potenciais em reservas não desenvolvidas) demanda em média três anos. Por fim, por meio das atividades de desenvolvimento da produção, convertem-se esses volumes em Reservas Provadas Desenvolvidas. A fase de desenvolvimento engloba recuperação secundária e recuperação especial e demanda em média dois anos.

A segunda possibilidade é a aquisição de Reservas não Desenvolvidas já licitadas por terceiros, que serão posteriormente desenvolvidas. A terceira possibilidade é a aquisição de Reservas Desenvolvidas por terceiros, prontas para produzir.

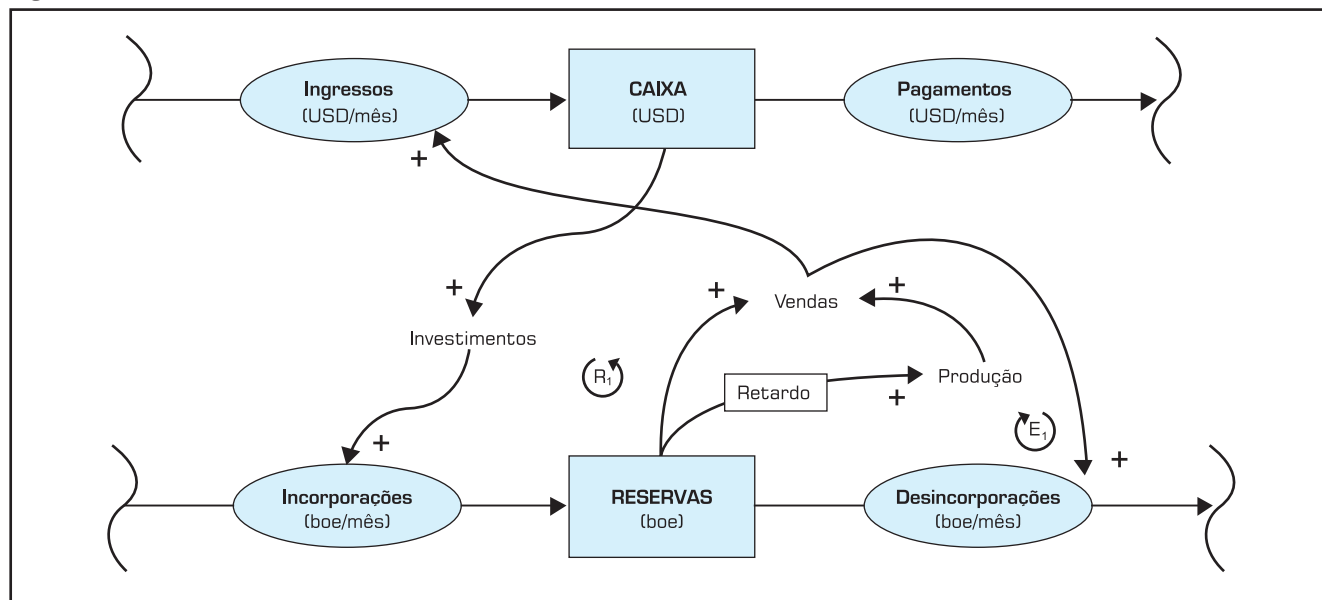
Outras formas de incorporar reservas são as reavaliações, que podem ser positivas (acréscimo de reservas) ou negativas (redução de reservas). As reavaliações são função de uma série de variáveis físicas e econômicas e não são consideradas nesta modelagem, pois aumentariam a complexidade do sistema sem um incremento significativo no grau de precisão dos resultados.

As desincorporações podem se dar por reavaliações, por vendas de reservas ou pela produção. As vendas de reservas, por simplificação, não são modeladas, pois podem ser simuladas por meio de “aquisições negativas”. A Figura 4 apresenta o Diagrama de Estrutura das Regras de Decisão com a modelagem das Reservas.

Do ponto de vista da operação de produção, as reservas provadas desenvolvidas podem ser classificadas em dois grupos: reservas de óleo com gás associado e reservas de gás com óleo associado. Os reservatórios cuja reserva de óleo tem maior valor comercial do que a reserva de gás são considerados “reservatórios de óleo”. Por isso, as reservas de gás são consideradas “associadas ao óleo”. Os reservatórios cuja reserva de gás tem maior valor comercial do que a reserva de óleo são considerados “reservatórios de gás”. Por isso, as reservas de óleo são consideradas “associadas ao gás”.

As Reservas Provadas Desenvolvidas de Óleo contêm o estoque de hidrocarbonetos líquidos (óleo + condensado) dos reservatórios cuja reserva de óleo tem maior valor comercial do que a reserva de gás. As Reservas Provadas Desenvolvidas de Gás Associado contêm o estoque de gás

Figura 3: Dinâmica do Sistema.



Fonte: elaboração própria

natural associado (gás dissolvido no óleo mais capa de gás) dos reservatórios cuja reserva de óleo tem maior valor comercial do que a reserva de gás.

As Reservas Provasdas Desenvolvidas de Óleo Associado contêm o estoque de óleo associado ao gás dos reservatórios cuja reserva de gás tem maior valor comercial do que a reserva de óleo. As Reservas Provasdas Desenvolvidas de Gás contêm o estoque de gás natural dos reservatórios cuja reserva de gás tem maior valor comercial do que a reserva de óleo. A modelagem da produção (item Modelagem da Produção) parte desses quatro tipos de reservas.

Conforme mencionado acima, neste modelo as incorporações de reservas resultam de aquisição de reservas potenciais, aquisição de reservas não desenvolvidas ou aquisição de reservas desenvolvidas.

A aquisição de reservas potenciais é a compra do direito de explorar, desenvolver ou produzir óleo e gás natural pela participação em licitações de blocos ou por meio do mercado secundário de blocos previamente licitados. A Figura 5 apresenta um mapa detalhado dos estoques e fluxos dessa atividade.

Identificam-se as seguintes estratégias, políticas e condicionantes:

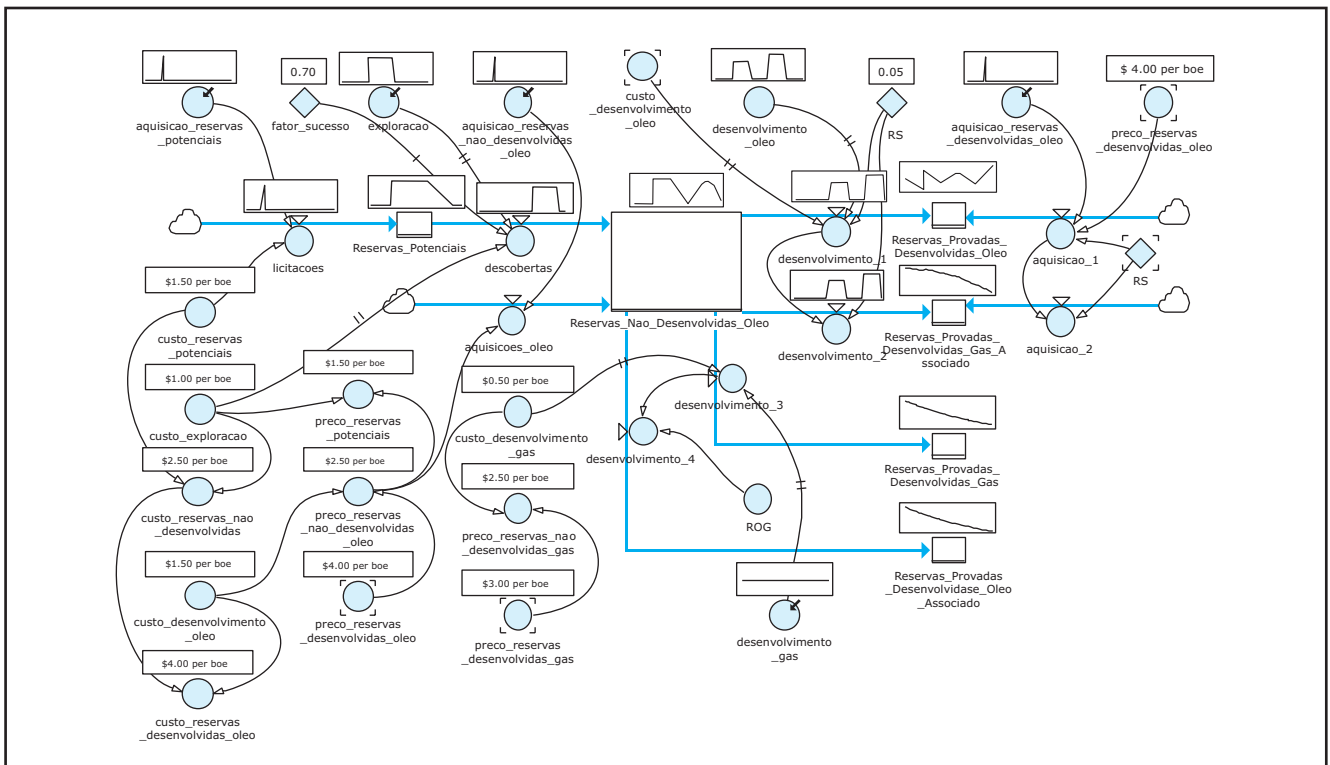
- Estratégia Exploratória: escolha das regiões de interesse;

- Política de Investimentos: caixa alocado para investimentos em aquisições;
- Política de Incorporações: relação reserva–produção – R/P mínima desejada (piso) e custo de apropriação de reservas – CAR – máximo aceitável (teto);
- Política de Pessoal: pessoal alocado para selecionar as regiões de interesse e para negociar as aquisições;
- Condicionante: disponibilidade de reservas nas regiões de interesse.

Onde:

- Relação reserva–produção é o volume de reservas provadas desenvolvidas ao final de um determinado ano, dividido pelo volume produzido durante aquele ano. Fornece uma estimativa do número de anos que restam de produção;
- Custo de apropriação de reservas é o investimento associado à aquisição de novas reservas, exploração e desenvolvimento incorrido num período de cinco anos, dividido pelo volume de óleo equivalente apropriado como reservas provadas desenvolvidas no mesmo período. Adota-se um período de cinco anos com base no tempo médio das fases exploratórias dos contratos (três anos) adicionado ao tempo médio das fases de avaliação

Figura 4: Modelagem das Reservas.



Fonte: elaboração própria

(*appraisal*) e dos programas de desenvolvimento necessários para provar as reservas (dois anos);

- Potencial mundial de reservas é a variável exógena que representa o volume de reservas potencialmente disponível no mundo;
- Disponibilidade de reservas é a variável exógena que representa o volume de reservas disponível no mercado das regiões de interesse;
- Reservas totais da empresa são as reservas provadas desenvolvidas e não desenvolvidas – P1, mais as reservas prováveis – P2, mais as reservas possíveis – P3.

Da mesma forma que para a aquisição de reservas potenciais, por meio de mapas detalhados de estoques e fluxos pode-se identificar estratégias, políticas e condicionantes para as descobertas comerciais e para a atividade de desenvolvimento. Esses mapas e suas correspondentes estratégias, políticas e condicionantes estão disponíveis em Milani Júnior (2005).

Modelagem da Produção

Nos “reservatórios de óleo” a produção é gerenciada com base nos fluxos de óleo, pois se considera que todo o óleo produzido é absorvido pelo mercado. A vazão de óleo obedece aos parâmetros técnicos de eficiência que levam ao maior fator de recuperação com os menores custos. A Figura

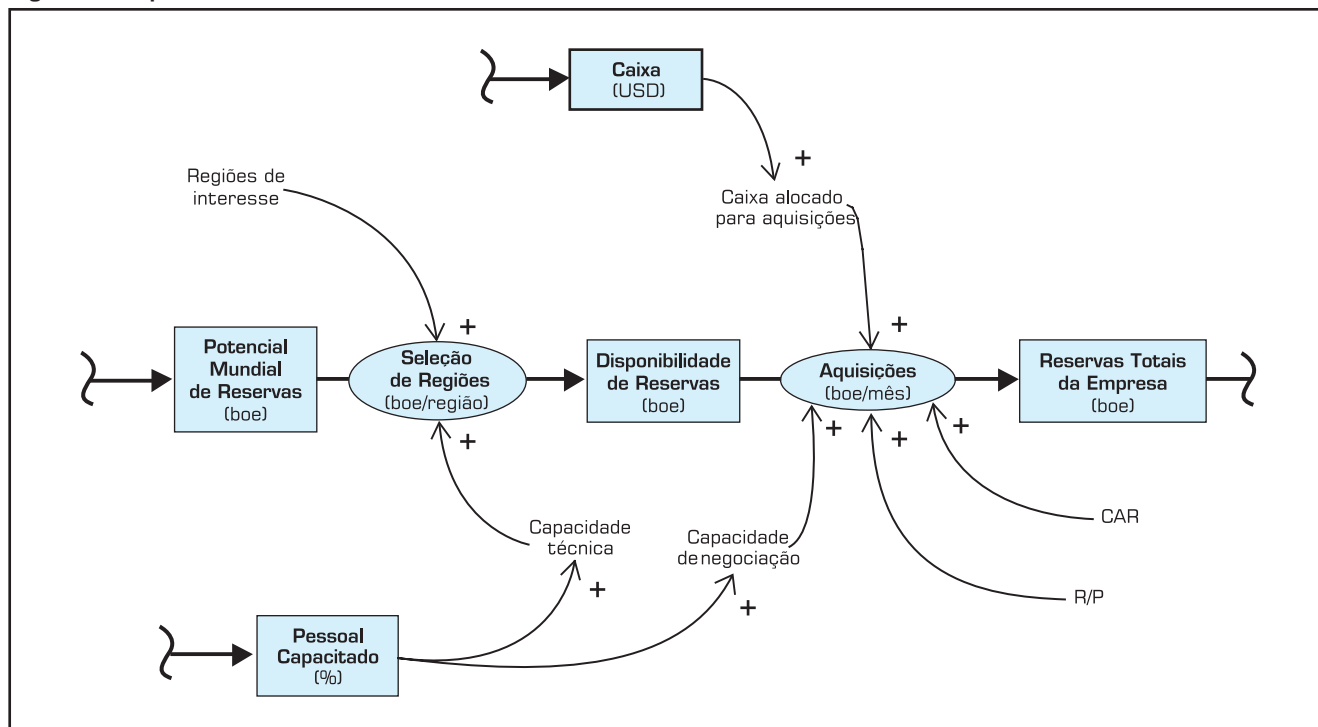
6 apresenta o Diagrama de Estrutura das Regras de Decisão com a modelagem da Produção.

A produção de óleo é calculada pelo produto do volume de “Reservas Provadas Desenvolvidas de Óleo” pela “depleção do óleo”. A produção de gás associado é calculada pelo produto da “produção de óleo” pela “razão gás-óleo” – RGO. Embora a RGO seja tecnicamente definida na unidade scf/stb (CONAWAY, 1999, p. 70), para facilitar a modelagem ela é aqui expressa como uma fração adimensional.

Nos “reservatórios de gás” a produção é gerenciada com base nos fluxos de gás. A produção de gás obedece às vazões máxima e mínima definidas nos contratos de venda, além de observar os parâmetros técnicos de eficiência que levam ao maior fator de recuperação com os menores custos. O limite máximo de produção de gás é o valor mínimo entre o limite técnico (dado por uma taxa de depleção conveniente) e o máximo de contrato somado ao consumo interno e deduzido do volume de gás produzido pelos reservatórios de gás associado. A produção de óleo associado é calculada pelo produto da “produção de gás” pela “razão óleo-gás” – ROG. A ROG é expressa como uma fração adimensional.

Todo o óleo produzido é acumulado em um Estoque de Óleo. A drenagem deste estoque é efetuada por meio das vendas de óleo. Quando o óleo não é transportado em fluxo contínuo através de oleodutos, pode-se ter restrições

Figura 5: Aquisição de Reservas Potenciais.



Fonte: elaboração própria

relativas ao volume mínimo para embarque. Todo o volume vendido é acumulado no estoque Volume de Vendas de Óleo de forma a permitir o cálculo dos recebimentos de Caixa.

Todo o gás produzido é acumulado em um Estoque de Gás. A drenagem desse estoque é efetuada por meio das vendas de gás. A garantia de fornecimento do “mínimo de contrato” é dada pelas compras de gás de terceiros. Todo o volume vendido é acumulado no estoque Volume de Vendas de Gás de forma a permitir o cálculo dos recebimentos de Caixa.

A produção de LGN é calculada pelo produto do Estoque de Gás pela “razão líquido-gás” – RLG. Embora a RLG seja tecnicamente definida na unidade galões por mil pés cúbicos – gal/Mcf (GRAY, 1995, p. 223), para facilitar a modelagem ela é expressa como uma fração adimensional. Todo o LGN produzido é acumulado em um Estoque de LGN. A drenagem desse estoque é efetuada por meio das vendas de LGN.

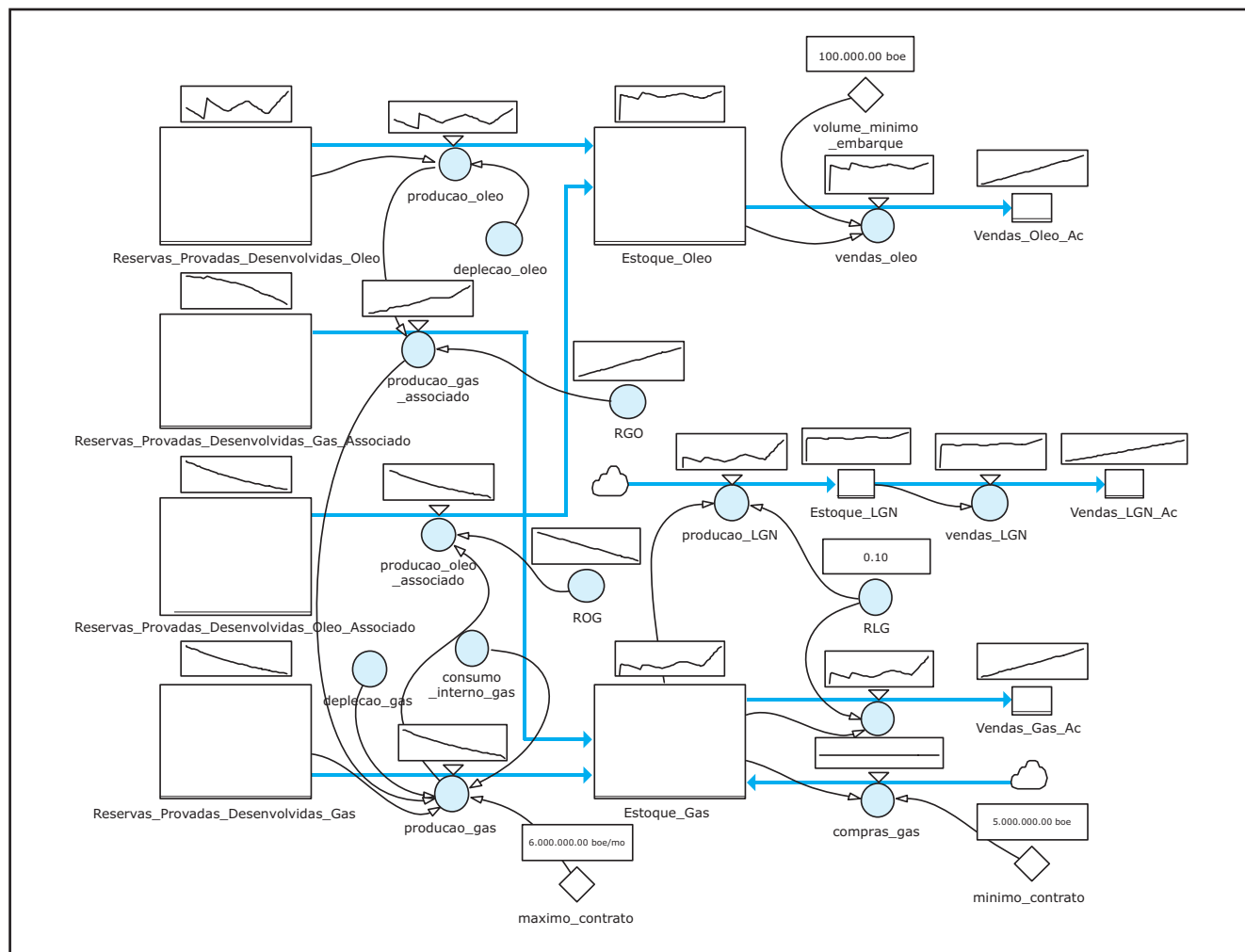
Todo o volume vendido é acumulado no estoque Volume de Vendas de LGN de forma a permitir o cálculo dos recebimentos de Caixa.

Mapas detalhados de estoques e fluxos e suas correspondentes estratégias, políticas e condicionantes para as atividades de produção de óleo e condensado, gás natural e líquido de gás natural estão disponíveis em Milani Júnior (2005).

Modelagem das Finanças e da Capacitação de Pessoal

Segundo Helfert (2000, p. 17), qualquer negócio, grande ou pequeno, pode ser descrito como um sistema de relações financeiras e de movimentos de caixa acionado por decisões administrativas. Apesar da grande variedade de assuntos enfrentada diariamente por gerentes de negócios distintos, suas tarefas são, em princípio, suficientemente semelhantes para que todas as decisões gerenciais sejam agrupadas em três áreas básicas:

Figura 6: Modelagem da Produção.



Fonte: elaboração própria

- **Investimento:** o investimento de recursos.
- **Operações:** a operação empresarial usando esses recursos.
- **Financiamento:** a combinação apropriada de financiamentos que geram esses recursos.

As Figuras 7, 8 e 9 ilustram a modelagem das Receitas, Custos e Despesas. A modelagem da Capacitação de Pessoal adota o “Modelo de Fundo de Habilidades” de Hafeez e Abdelmeguid (2003) ilustrado na Figura 10. Maiores detalhes estão disponíveis em Milani Júnior (2005).

SIMULAÇÕES

As simulações descritas a seguir não estão envolvendo variáveis relacionadas à capacitação de pessoal e aos recursos organizacionais citados no item Modelo de Negócios, tais como recrutamento, capacitação e habilidades, tecnologias de perfuração e produção, sondas de perfuração e produção, instalações de tratamento, processamento e transporte. Todas as demais variáveis foram incluídas no modelo construído em Powersim. A influência tangível dessas variáveis é captada indiretamente por meio de variáveis relacionadas a Custos, Despesas e Investimentos.

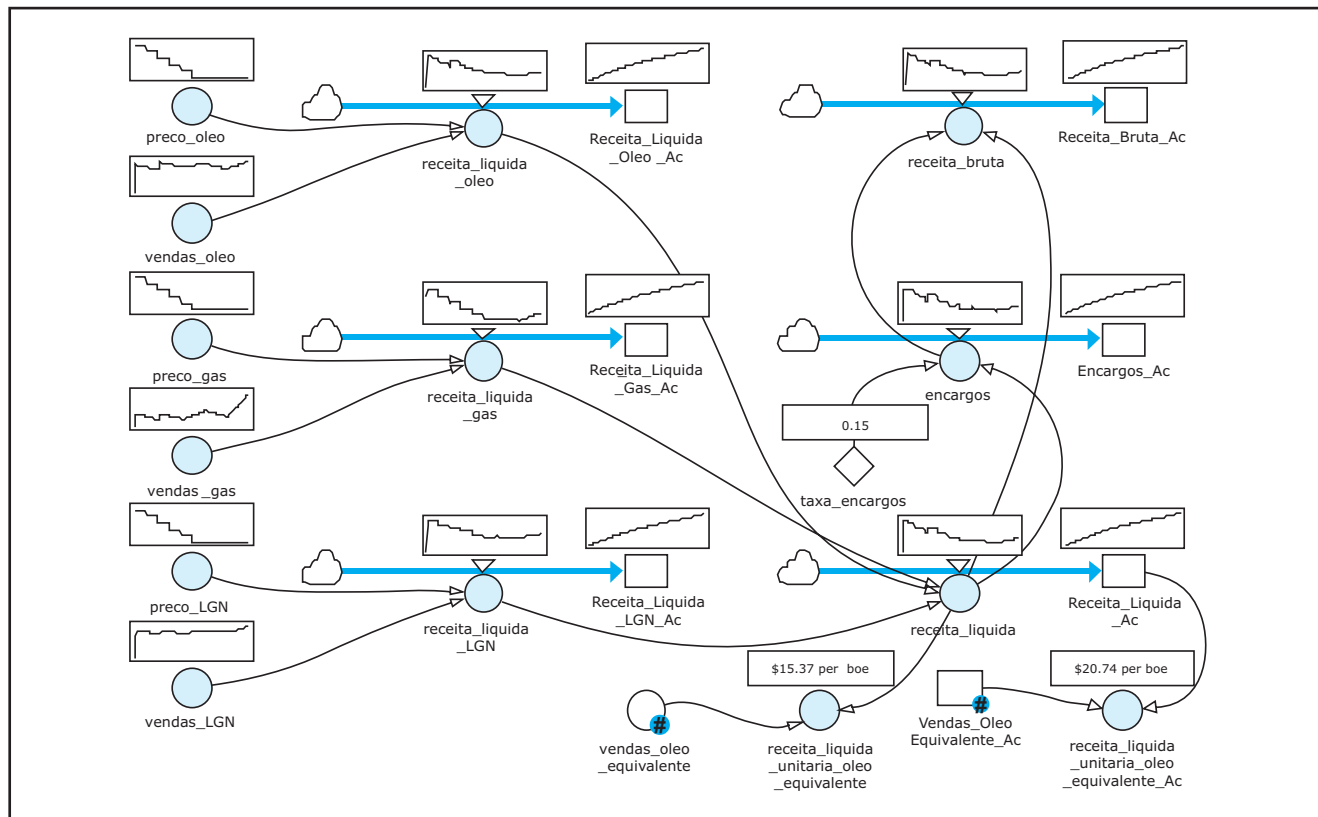
Desenvolvem-se, a seguir, simulações para uma empresa

típica do segmento exploração e produção de petróleo, de porte médio, partindo de um “Cenário Base”. Adota-se como menor unidade de tempo o mês. O período total de simulação é de 120 meses (10 anos).

O Cenário Base é uma simulação que utiliza parâmetros médios da indústria do petróleo. Tem como referência o período de estabilidade anterior à recente alta mundial do petróleo, quando o preço de referência era mantido em torno de USD 25,00 por barril. A Tabela 1 apresenta indicadores anuais de preços, volumes, custos, despesas, resultado e margens referentes aos meses de janeiro dos dez anos desta simulação. Alguns indicadores sofrem grandes variações no início de 2005, de modo que os valores de janeiro não são representativos deste ano.

A simulação inicia-se com Reservas Provasdas Desenvolvidas de Óleo de 1 bilhão de barris *standard* (stb) e Reservas Provasdas Desenvolvidas de Gás Natural de 900 milhões de barris de óleo equivalente (boe). A produção de Óleo e Condensado dá-se a uma taxa de depleção de 10% ao ano, aplicada mensalmente sobre o volume de reservas existente no início do mês (0,7974% ao mês). Ou seja, a cada mês produz-se a fração “depleção” das Reservas Provasdas Desenvolvidas de Óleo existentes no início do mês. O mesmo

Figura 7: Modelagem das Receitas.



Fonte: elaboração própria

critério é adotado para a produção de Gás Natural. Essa taxa pode ser variável ao longo do tempo, tornando a simulação mais sofisticada. O LGN é extraído a uma taxa volumétrica de 1 stb para cada 10 boe de gás (0,1).

Toda a produção de óleo e condensado é vendida em embarques mínimos de 100 mil stb. A venda de gás natural é regulada por contrato a um mínimo de 5 milhões boe por mês e a um máximo de 6 milhões boe por mês. Caso, por qualquer motivo, não se produza o mínimo contratado, compra-se a diferença de terceiros. Toda a produção de LGN é vendida.

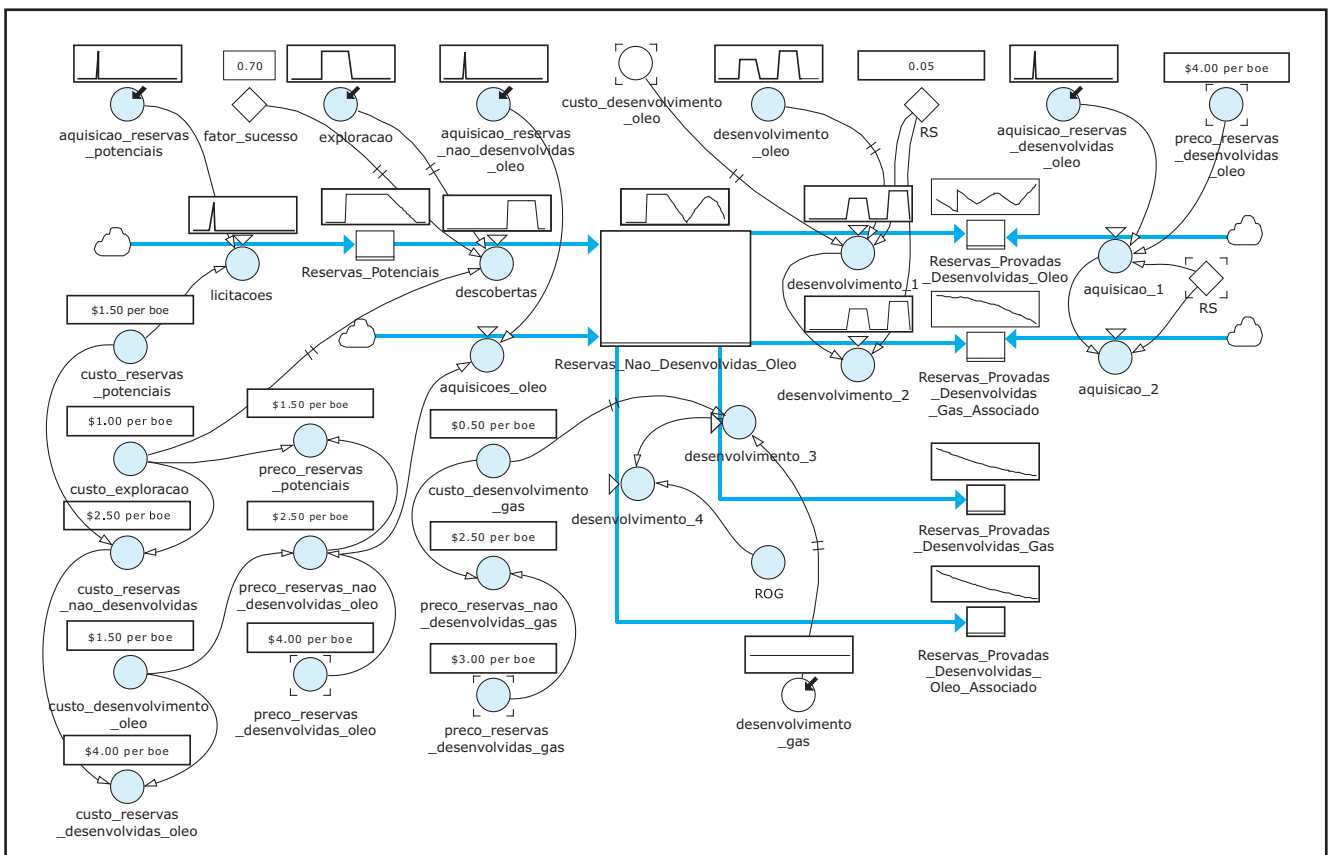
Essa atividade gera uma Margem Líquida máxima de 40,3%, em março de 2005. Trata-se de um resultado excepcional, consequência dos altos preços do petróleo: o petróleo de referência Brent é cotado inicialmente a USD 50 por barril. Com a queda do Brent para USD 25 por barril e com a redução das reservas para cerca de 40% e da produção para cerca de 48% dos seus volumes originais, as Despesas sofrem um aumento relativo de USD 0,57 por boe em fevereiro de 2005 para USD 0,83 por boe em janeiro de 2015.

A margem operacional, que no primeiro ano mantém-se em torno de 60%, cai para o valor negativo de -6% ao final do período de simulação. A margem líquida cai para 5,6% e só se mantém positiva devido ao rendimento financeiro das aplicações em títulos dos excedentes de caixa acumulados, que normalmente seriam investidos em atividades operacionais (USD 9 bilhões em 2015).

Para melhorar as margens no período de baixos preços de venda, é necessário diluir as despesas (gastos fixos) em um volume maior de produção e reduzir os custos (gastos variáveis) por meio de melhorias na eficiência. O aumento da produção também contribui para melhorar o resultado líquido absoluto, mesmo que a margem não aumente.

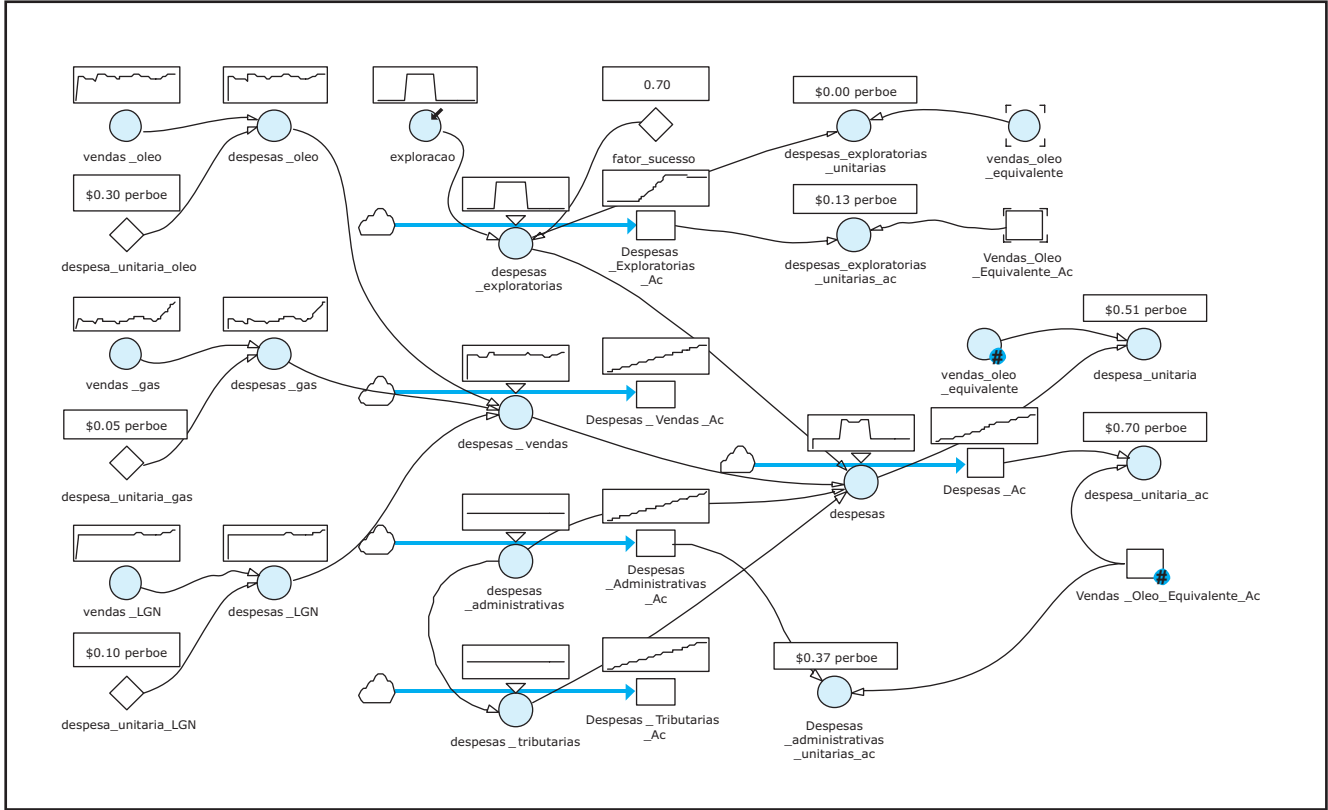
À exceção do capital inicial de USD 14,45 bilhões em ações ordinárias, correspondente ao valor das reservas e ao caixa mínimo iniciais, durante todo o período da simulação do Cenário Base não é realizado qualquer tipo de investimento. Para aumentar a produção, é necessário investir no aumento de reservas. Os próximos itens descrevem a simulação de um programa de investimentos para o aumento das reservas.

Figura 8: Modelagem dos Custos.



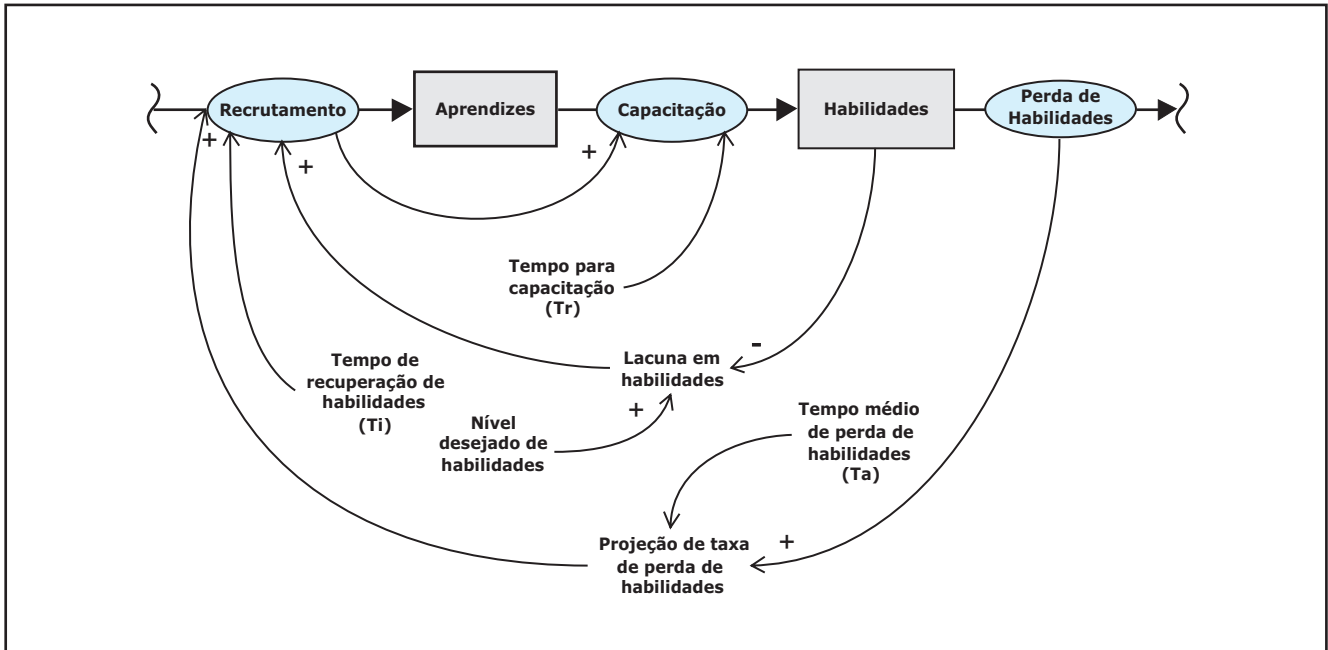
Fonte: elaboração própria

Figura 9: Modelagem das Despesas.



Fonte: elaboração própria

Figura 10: Diagrama de Influência do Modelo de Fundo de Habilidades.



Fonte: adaptado de fig. 3 (HAFEEZ; ABDELMEGUID, 2003, p. 157)

Investimentos para Aumento das Reservas

O aumento de reservas a partir da aquisição de reservas potenciais, por meio de licitações, e a posterior exploração e desenvolvimento é, na média, de menor custo do que a aquisição de reservas já desenvolvidas, embora apresente maior risco.

Considera-se que os preços das reservas potenciais, das reservas não desenvolvidas e das reservas desenvolvidas variam em função das oscilações do preço do óleo de referência Brent. A regra utilizada para o cálculo do preço das reservas desenvolvidas de óleo é de 20% do preço do óleo produzido. O preço do óleo produzido relaciona-se com o preço do Brent por uma equação linear ($ax+b$) onde

“x” é o preço do Brent, “a” é 1 e “b” é um diferencial negativo de USD 5,00 por barril. Os demais preços para óleo são calculados com base nos custos de exploração e desenvolvimento.

A regra utilizada para o cálculo do preço das reservas desenvolvidas de gás é de 40% do preço do gás produzido. O preço do gás produzido relaciona-se com o preço do Brent por uma equação linear ($ax+b$) onde “x” é o preço do Brent, “a” é 0,3 e “b” é zero. Os demais preços para gás são calculados com base nos custos de exploração e desenvolvimento. As conversões entre gás natural e óleo equivalente utilizam a relação de 6.000 scf para cada boe. Para os custos unitários o efeito das oscilações do óleo

Tabela 1: Indicadores do Cenário Base.

TEMPO	2005	2006	2007	2008	2009	2010
preco_Brent	\$50,00	\$45,00	\$40,00	\$35,00	\$30,00	\$25,00
preco_oleo (boe ⁻¹)	\$45,00	\$40,00	\$35,00	\$30,00	\$25,00	\$20,00
preco_gas (boe ⁻¹)	\$15,00	\$13,50	\$12,00	\$10,50	\$9,00	\$7,50
receita_liquida_unitaria_oleo_ equivalente (boe ⁻¹)	\$15,00	\$30,03	\$26,07	\$22,22	\$18,44	\$14,71
reservas_oleo (boe)	1.000.000.000,00	905.582.551,75	819.863.906,95	742.042.659,82	671.391.234,31	607.249.082,73
reservas_gas (boe)	900.000.000,00	839.020.208,21	780.125.195,33	723.444.702,14	669.067.206,81	617.046.395,81
reservas_oleo_equivalente (boe)	1.900.000.000,00	1.744.602.759,96	1.599.989.102,28	1.465.487.361,95	1.340.458.441,12	1.224.295.478,54
preco_reservas_desenvolvidas_ oleo (boe ⁻¹)	\$9,00	\$8,00	\$7,00	\$6,00	\$5,00	\$4,00
preco_reservas_desenvolvidas_gas (boe ⁻¹)	\$6,00	\$5,40	\$4,80	\$4,20	\$3,60	\$3,00
preco_reservas_desenvolvidas_ oleo_equivalente (boe ⁻¹)	\$7,58	\$6,75	\$5,93	\$5,11	\$4,30	\$3,50
valor_reservas_oleo	\$9.000.000.000,00	\$7.244.660.413,97	\$5.739.047.348,62	\$4.452.255.958,89	\$3.356.956.171,53	\$2.428.996.330,93
valor_reservas_gas	\$5.400.000.000,00	\$4.530.709.124,36	\$3.744.600.937,60	\$3.038.467.748,98	\$2.408.641.944,52	\$1.851.139.187,42
valor_reservas_oleo_equivalente	\$14.400.000.000,00	\$11.775.369.538,33	\$9.483.648.286,22	\$7.490.723.707,87	\$5.765.598.116,06	\$4.280.135.518,35
producao_oleo (boe/mo)	7.455.821,30	6.772.849,25	6.152.439,17	5.588.860,21	5.076.906,51	4.611.849,06
producao_gas (boe/mo)	4.784.484,26	4.346.213,42	3.948.089,31	3.586.434,36	3.257.907,92	2.959.475,33
producao_oleo_equivalente (boe/mo)	13.378.614,10	12.453.531,29	11.585.668,07	10.772.303,91	10.010.736,57	9.298.301,57
custo_unitario_oleo_equivalente (boe ⁻¹)	\$4,55	\$13,50	\$13,71	\$13,91	\$14,15	\$14,43
custo_operacional_unitario (boe ⁻¹)	\$3,00	\$3,20	\$3,40	\$3,60	\$3,80	\$4,00
DDA_unitario (boe ⁻¹)	\$0,00	\$7,67	\$7,67	\$7,67	\$7,66	\$7,66
royalty_unitario (boe ⁻¹)	\$1,51	\$2,50	\$2,50	\$2,50	\$2,50	\$2,50
abandono_unitario (boe ⁻¹)	\$0,00	\$0,08	\$0,09	\$0,10	\$0,11	\$0,12
despesa_unitaria (boe ⁻¹)	\$1,17	\$0,58	\$0,61	\$0,63	\$0,66	\$0,69
despesas_exploratorias_unitarias (boe ⁻¹)	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00
resultado_liquido_unitario (boe ⁻¹)	\$0,20	\$11,12	\$8,44	\$5,83	\$3,29	\$0,84
margem bruta (%)	9,80	57,22	50,06	40,60	27,50	8,53
margem operacional (%)	1,98	55,29	47,73	37,75	23,91	3,86
margem liquida (%)	1,31	37,02	32,38	26,25	17,83	5,74

Fonte: elaboração própria

de referência Brent é menor. Por simplificação, consideram-se estes custos constantes. Cabe observar que, para o preço do Brent a USD 25,00 por barril, preços e custos unitários convergem. Isso deve-se ao fato de que os parâmetros médios da indústria para o Cenário Base têm como referência esse valor, conforme explicado no início desta Seção. A Tabela 2 mostra o comportamento dos preços e custos unitários de exploração e desenvolvimento.

Sabendo-se que a fase de exploração (transformação de reservas potenciais em reservas não desenvolvidas) demanda em média três anos e que a fase de desenvolvimento demanda em média dois anos, faz-se necessário um plano de investimentos de longo prazo.

Qualquer projeto exploratório iniciado em 2005 só entrará em produção em 2010. Entre 2005 e 2010, a redução das reservas é de 675.704.522 boe, 35,6% do volume inicial. A redução é maior para o óleo (39,3%) do que para o gás (31,4%). Caso se deseje manter o nível de produção nesse período, tem-se que adquirir reservas, desenvolvidas ou a desenvolver, a um custo médio mais elevado do que aquelas oriundas de programas próprios de exploração e desenvolvimento. No período entre 2005 e 2015, a redução total das reservas é de 1.142.595.102 boe, 60,1% do volume inicial. A redução também é maior para o óleo (63,5%) do que para o gás (51,9%).

Apresentam-se, a seguir, os resultados da simulação de

Tabela 1: Indicadores do Cenário Base (continuação).

TEMPO	2010	2011	2012	2013	2014	2015
preco_Brent	\$25,00	\$25,00	\$25,00	\$25,00	\$25,00	\$25,00
preco_oleo (boe ⁻¹)	\$20,00	\$20,00	\$20,00	\$20,00	\$20,00	\$20,00
preco_gas (boe ⁻¹)	\$7,50	\$7,50	\$7,50	\$7,50	\$7,50	\$7,50
receita_liquida_unitaria_oleo_equivalente (boe ⁻¹)	\$14,71	14,51	14,31	14,11	\$13,91	\$13,71
reservas_oleo (boe)	607.249.082,73	549.016.510,95	469.149.072,33	448.152.478,21	404.577.977,16	365.018.159,89
reservas_gas (boe)	617.046395,81	567.406.795,44	520.148.663,69	475.252.230,49	432.681.364,78	392.386.737,83
reservas_oleo_equivalente	1.224.295.478,54	1.116.423.306,39	1.016.297.736,02	923.404.708,70	837.259.341,93	757.404.897,72
preco_reservas_desenvolvidas_oleo (boe ⁻¹)	\$4,00	\$4,00	\$4,00	\$4,00	\$4,00	\$4,00
preco_reservas_desenvolvidas_gas (boe ⁻¹)	\$3,00	\$3,00	\$3,00	\$3,00	\$3,00	\$3,00
preco_reservas_desenvolvidas_oleo_equivalente (boe ⁻¹)	\$3,50	\$3,49	\$3,49	\$3,49	\$3,48	\$3,48
valor_reservas_oleo	\$2.428.996.330,93	\$2.196.066.043,78	\$1.984.596.289,30	\$1.792.609.912,83	\$1.618.311.908,62	\$1.460.072.639,57
valor_reservas_gas	\$1.851.139.187,42	\$1.702.220.386,32	\$1.560.445.991,08	\$1.425.756.691,47	\$1.298.044.094,33	\$1.177.160.213,48
valor_reservas_oleo_equivalente	\$4.280.135.518,35	\$3.898.286.430,10	\$3.545.042.280,38	\$3.218.366.604,30	\$2.916.356.002,95	\$2.637.232.853,04
producao_oleo (boe/mo)	4.611849,06	4.189.392,05	3.805.633,16	3.457.027,56	3.140.355,11	2.852.690,66
producao_gas (boe/mo)	2.959.475,33	2.688.379,92	2.442.117,54	2.218.413,41	2.015.201,14	1.830.603,63
producao_oleo_equivalente	9.298.301,57	8.632.387,94	8.010.450,79	7.430.021,11	6.888.713,20	6.384.230,16
custo_unitario_oleo_equivalente (boe ⁻¹)	\$14,43	\$14,74	\$15,06	\$15,39	\$15,74	\$16,11
custo_operacional_unitario (boe ⁻¹)	\$4,00	\$4,20	\$4,40	\$4,60	\$4,80	\$5,00
DDA_unitario (boe ⁻¹)	\$7,66	\$7,66	\$7,65	\$7,65	\$7,64	\$7,64
royalty_unitario (boe ⁻¹)	\$2,50	\$2,50	\$2,50	\$2,50	\$2,50	\$2,50
abandono_unitario (boe ⁻¹)	\$0,12	\$0,13	\$0,14	\$0,16	\$0,17	\$0,19
despesa_unitaria (boe ⁻¹)	\$0,69	\$0,71	\$0,74	\$0,77	\$0,80	\$0,83
despesas_exploratorias_unitarias (boe ⁻¹)	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00	\$0,00
resultado_liquido_unitario (boe ⁻¹)	\$0,84	\$0,75	\$0,71	\$0,70	\$0,72	\$0,77
margem bruta (%)	8,53	6,70	4,93	3,22	1,58	0,02
margem operacional (%)	3,86	1,78	-0,25	-2,24	-4,17	-6,04
margem liquida (%)	5,74	5,15	4,94	4,94	5,15	5,60

Fonte: elaboração própria

um programa de financiamento de longo prazo para um plano de investimentos que combina aquisição de reservas desenvolvidas, não desenvolvidas e potenciais com programas de exploração e desenvolvimento, de modo a recuperar o nível de produção inicial da simulação, em torno de 13 milhões de barris de óleo equivalente por mês, por meio da incorporação de reservas de óleo e de gás associado (nesse plano não se investe em reservas de gás e de óleo associado ao gás).

Como fontes de financiamento, têm-se a geração própria de caixa, empréstimos de longo prazo e lançamento de ações preferenciais, conforme detalhado abaixo:

- Em 2007, investe-se USD 2,1 bilhões oriundos do saldo das aplicações em títulos dos excedentes de caixa acumulados na aquisição de 300 milhões boe em reservas de-

desenvolvidas, de modo a compensar a redução de reservas do Cenário Base no período 2005 a 2006.

- Também em 2007 contrai-se um financiamento de USD 2,45 bilhões para aquisição de 350 milhões de boe em reservas não desenvolvidas (USD 1,93 bilhão) e desenvolvimento delas em 2008 e 2009 (USD 525 milhões), de modo a compensar a redução de reservas do Cenário Base no período 2007 a 2010.
- Ainda em 2007, é feito um lançamento de US\$ 500 milhões em Ações Preferenciais e contrai-se um financiamento de USD 1,7 bilhão (totalizando USD 2,2 bilhões) para aquisição de 500 milhões boe em reservas potenciais (USD 750 milhões), exploração das mesmas entre 2008 e 2010 (USD 500 milhões mais USD 214 milhões devido ao fator de sucesso exploratório) e seu

Tabela 2: Preços e Custos Unitários de Exploração e Desenvolvimento.

TEMPO	2005	2006	2007	2008	2009	2010
preco_Brent	\$50,00	\$45,00	\$40,00	\$35,00	\$30,00	\$25,00
custo_reservas_potenciais (boe ⁻¹)	\$1,50	\$1,50	\$1,50	\$1,50	\$1,50	\$1,50
custo_exploracao (boe ⁻¹)	\$1,00	\$1,00	\$1,00	\$1,00	\$1,00	\$1,00
custo_reservas_nao_desenvolvidas (boe ⁻¹)	\$2,50	\$2,50	\$2,50	\$2,50	\$2,50	\$2,50
preco_reservas_nao_desenvolvidas_oleo (boe ⁻¹)	\$7,50	\$6,50	\$5,50	\$4,50	\$3,50	\$2,50
preco_reservas_nao_desenvolvidas_gas (boe ⁻¹)	\$5,50	\$4,90	\$4,30	\$3,70	\$3,10	\$2,50
custo_desenvolvimento_oleo (boe ⁻¹)	\$1,50	\$1,50	\$1,50	\$1,50	\$1,50	\$1,50
custo_desenvolvimento_gas (boe ⁻¹)	\$0,50	\$0,50	\$0,50	\$0,50	\$0,50	\$0,50
custo_reservas_desenvolvidas_oleo (boe ⁻¹)	\$4,00	\$4,00	\$4,00	\$4,00	\$4,00	\$4,00
custo_reservas_desenvolvidas_gas (boe ⁻¹)	\$3,00	\$3,00	\$3,00	\$3,00	\$3,00	\$3,00
preco_reservas_desenvolvidas_oleo (boe ⁻¹)	\$9,00	\$8,00	\$7,00	\$6,00	\$5,00	\$4,00
preco_reservas_desenvolvidas_gas (boe ⁻¹)	\$6,00	\$5,40	\$4,80	\$4,20	\$3,60	\$3,00
preco_reservas_desenvolvidas_oleo_equivalente (boe ⁻¹)	\$7,58	\$6,75	\$5,93	\$5,11	\$4,30	\$3,50
TEMPO	2010	2011	2012	2013	2014	2015
preco_Brent	\$25,00	\$25,00	\$25,00	\$25,00	\$25,00	\$25,00
custo_reservas_potenciais (boe ⁻¹)	\$1,50	\$1,50	\$1,50	\$1,50	\$1,50	\$1,50
custo_exploracao (boe ⁻¹)	\$1,00	\$1,00	\$1,00	\$1,00	\$1,00	\$1,00
custo_reservas_nao_desenvolvidas (boe ⁻¹)	\$2,50	\$2,50	\$2,50	\$2,50	\$2,50	\$2,50
preco_reservas_nao_desenvolvidas_oleo (boe ⁻¹)	\$2,50	\$2,50	\$2,50	\$2,50	\$2,50	\$2,50
preco_reservas_nao_desenvolvidas_gas (boe ⁻¹)	\$2,50	\$2,50	\$2,50	\$2,50	\$2,50	\$2,50
custo_desenvolvimento_oleo (boe ⁻¹)	\$1,50	\$1,50	\$1,50	\$1,50	\$1,50	\$1,50
custo_desenvolvimento_gas (boe ⁻¹)	\$0,50	\$0,50	\$0,50	\$0,50	\$0,50	\$0,50
custo_reservas_desenvolvidas_oleo (boe ⁻¹)	\$4,00	\$4,00	\$4,00	\$4,00	\$4,00	\$4,00
custo_reservas_desenvolvidas_gas (boe ⁻¹)	\$3,00	\$3,00	\$3,00	\$3,00	\$3,00	\$3,00
preco_reservas_desenvolvidas_oleo (boe ⁻¹)	\$4,00	\$4,00	\$4,00	\$4,00	\$4,00	\$4,00
preco_reservas_desenvolvidas_gas (boe ⁻¹)	\$3,00	\$3,00	\$3,00	\$3,00	\$3,00	\$3,00
preco_reservas_desenvolvidas_oleo_equivalente (boe ⁻¹)	\$3,50	\$3,49	\$3,49	\$3,49	\$3,48	\$3,48

Nota: de 2010 a 2015 o Preço das reservas de Óleo Equivalente diminui por se tratar de uma média ponderada em relação aos volumes de reservas de óleo e de gás natural.

Fonte: elaboração própria

desenvolvimento em 2011 e 2012 (USD 750 milhões), de modo a compensar a redução de reservas do Cenário Base no período 2011 a 2015.

Aquisição de Reservas Desenvolvidas

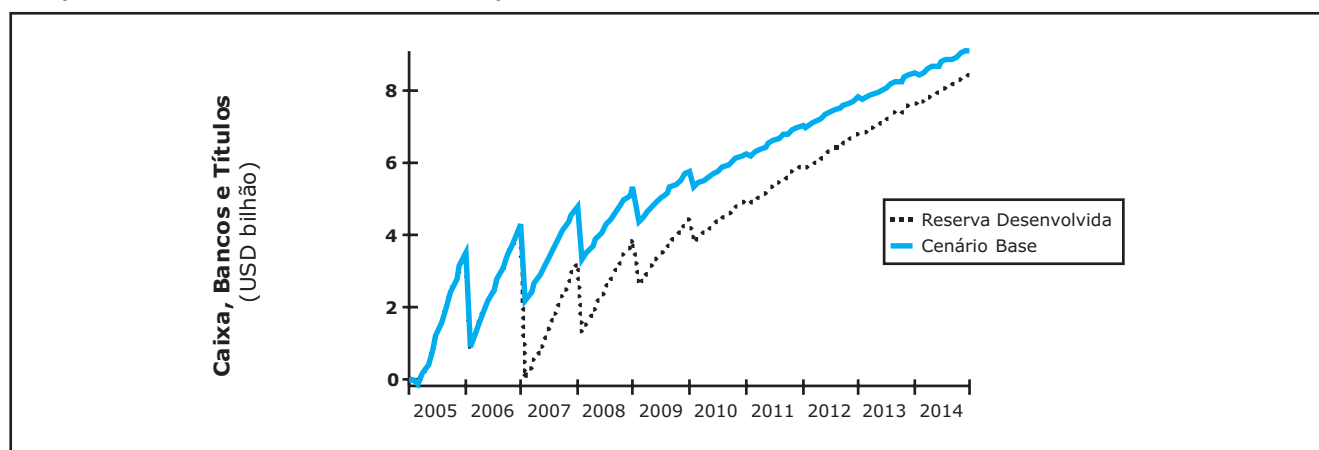
A forma mais rápida de aumentar reservas é a compra de reservas já desenvolvidas. Em fevereiro de 2007, o saldo das aplicações em títulos dos excedentes de caixa acumulados é de USD 2,16 bilhões, conforme indica a linha sólida do Gráfico 1. Nessa época, as reservas desenvolvidas de óleo custam USD 7,00 por boe. Adquirem-se, então, 300 milhões de boe de reservas desenvolvidas de

óleo por USD 2,1 bilhões, o que compensa a redução das reservas até esta data. A linha tracejada indica o comportamento do saldo das aplicações de caixa após esta operação.

Os Gráficos 2 a 4 apresentam os efeitos do investimento sobre o comportamento das reservas, da produção e do resultado líquido.

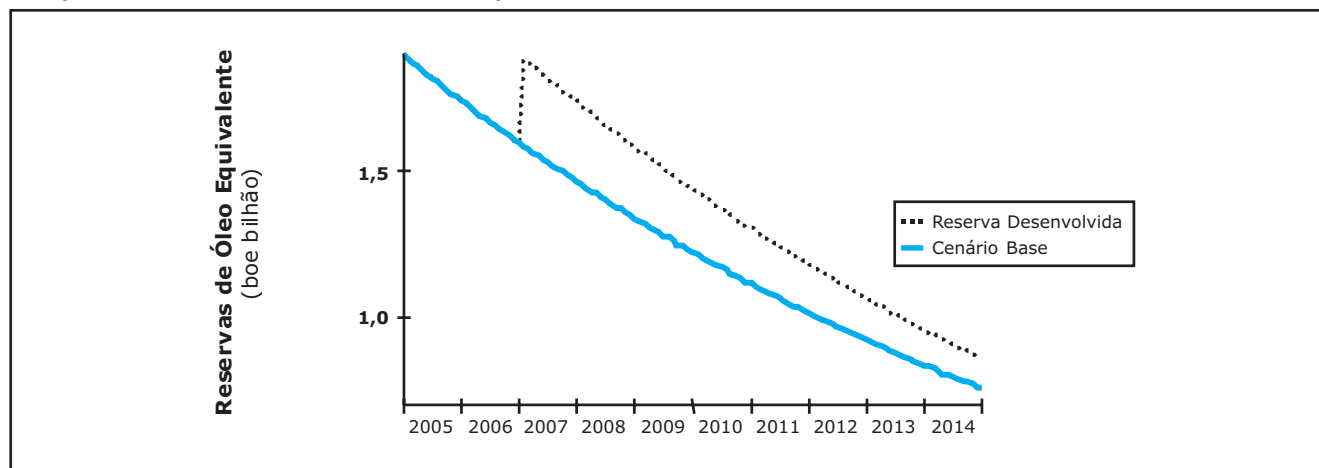
As reservas de óleo equivalente retornam aos níveis iniciais (Gráfico 2). A produção de óleo equivalente também recupera os níveis iniciais (Gráfico 3). O resultado líquido acumulado ao final do período aumenta de USD 6,4 bilhões para USD 7,2 bilhões (Gráfico 4).

Gráfico 1: Saldo das Aplicações de Caixa (Reserva Desenvolvida). Comparação entre o Cenário Base e a Aquisição de Reservas Desenvolvidas de Óleo.



Fonte: elaboração própria

Gráfico 2: Reservas Desenvolvidas de Óleo Equivalente. Comparação entre o Cenário Base e a Aquisição de Reservas Desenvolvidas de Óleo.



Fonte: elaboração própria

O aumento do resultado líquido acumulado indica que a aquisição e produção de reservas, mesmo já desenvolvidas e por um preço elevado (devido aos altos preços do petróleo), é mais vantajosa do que a aplicação do saldo de caixa em ativos financeiros.

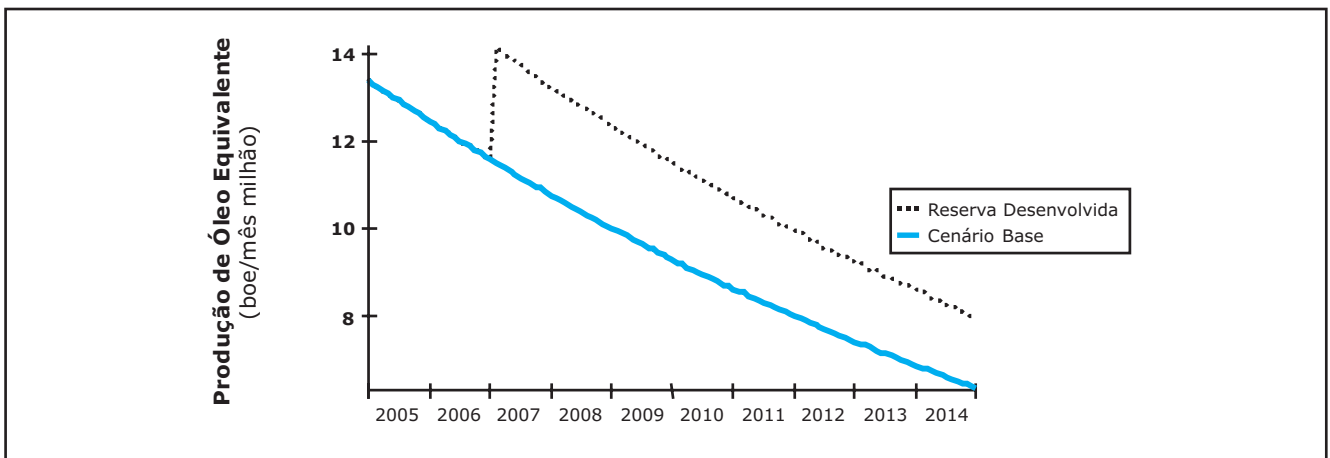
Aquisição de Reservas não Desenvolvidas

Garantida a reposição das reservas e da produção para o curto prazo, contrai-se um financiamento de USD 2,45 bilhões para a aquisição de 350 milhões de boe em reservas não desenvolvidas em 2007. Desse valor, USD 1,93 bilhão é utilizado para a aquisição das reservas, a um preço unitário de USD 5,50

por boe, e USD 525 milhões são investidos no desenvolvimento das mesmas durante 2008 e 2009. Esses investimentos visam compensar a redução de reservas do Cenário Base no período de 2007 a 2010. A linha tracejada do Gráfico 5 indica o comportamento do saldo das aplicações de caixa após a operação.

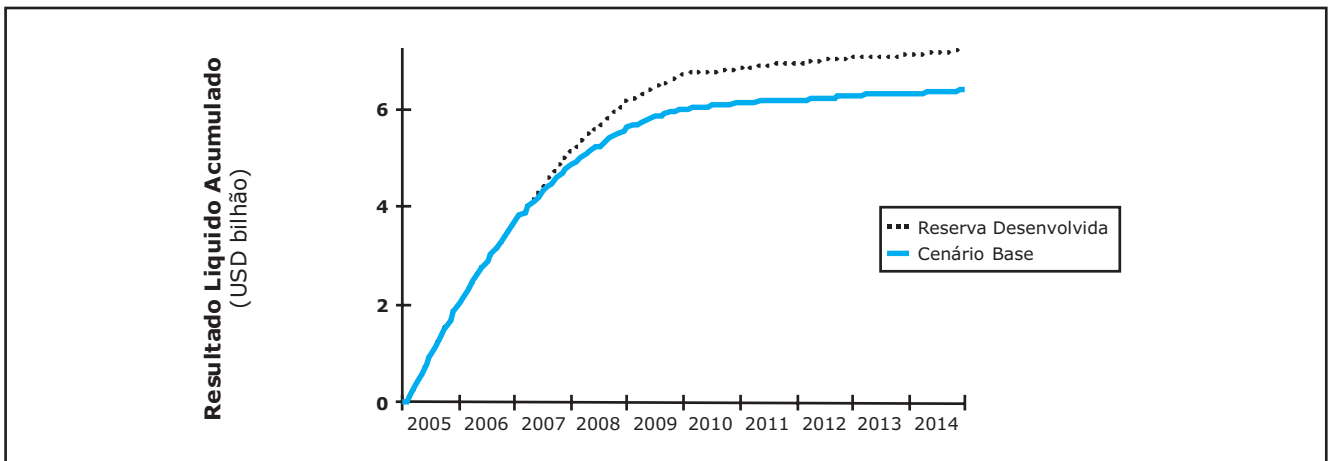
Essa aquisição é financiada por endividamento de curto prazo, conforme ilustrado no Gráfico 6. A opção pelo curto prazo é um exercício para o caso mais pessimista (simulando alguma dificuldade para obtenção de empréstimo de longo prazo), visto que os juros cobrados para empréstimos de curto prazo são superiores aos de longo prazo.

Gráfico 3: Produção de Óleo Equivalente (Reserva Desenvolvida).
Comparação entre o Cenário Base e a Aquisição de Reservas Desenvolvidas de Óleo.



Fonte: elaboração própria

Gráfico 4: Resultado Líquido (Reserva Desenvolvida).
Comparação entre o Cenário Base e a Aquisição de Reservas Desenvolvidas de Óleo.



Fonte: elaboração própria

Analisam-se, a seguir, os efeitos do investimento sobre o comportamento das reservas, da produção e do resultado líquido.

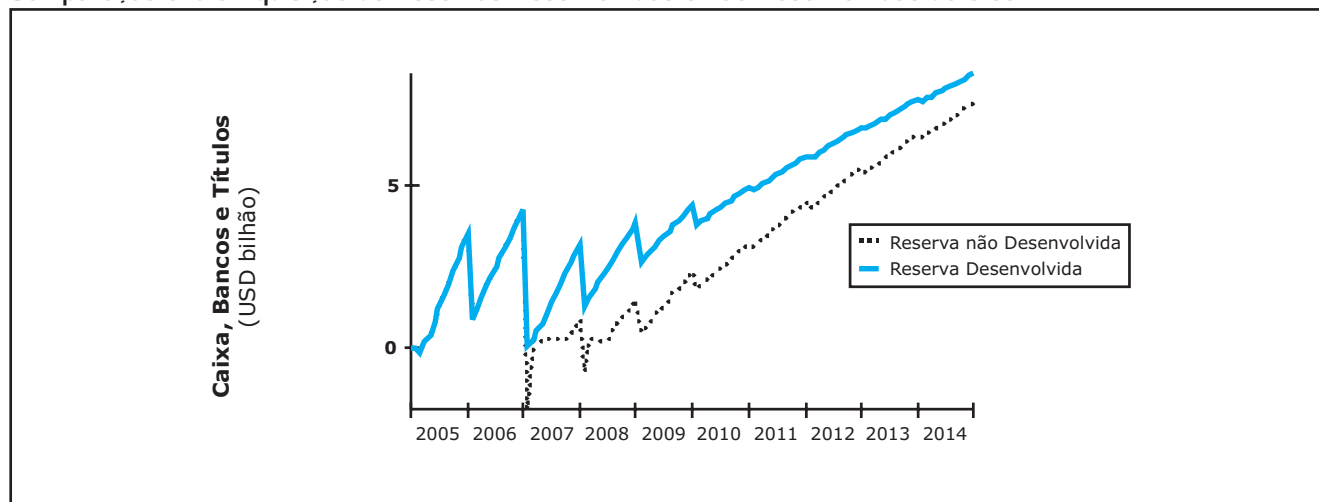
A incorporação das reservas não é imediata, como no caso da aquisição de reservas já desenvolvidas, devido ao tempo consumido em seu desenvolvimento. Embora não recupere os níveis iniciais, essa operação sustenta as reservas em um patamar superior a 1,5 bilhão de boe nos anos de 2009 e 2010 (Gráfico 7).

O efeito sobre a produção (Gráfico 8) é de crescimento até um máximo de 13,9 milhões de boe por mês no início de 2011.

O resultado líquido comparado ao cenário anterior (aquisição de reservas desenvolvidas), de acordo com o Gráfico 9, reduz-se durante o período de investimentos e cresce com o início da produção. No final de 2014, o resultado líquido acumulado é de USD 7,12 bilhões, USD 51,5 milhões inferior ao acumulado no cenário anterior.

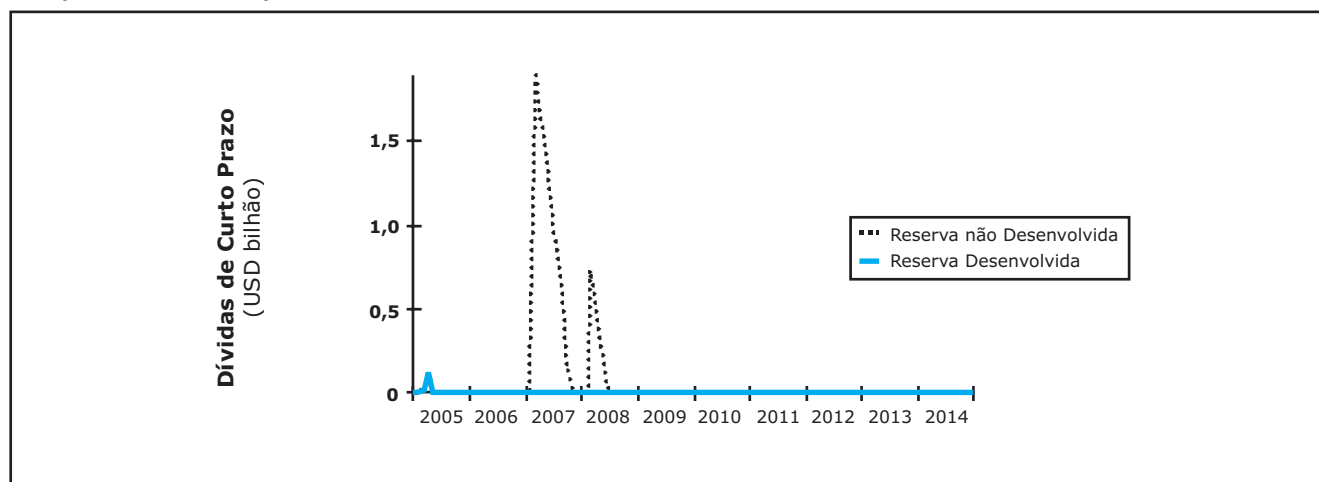
A margem líquida, por sua vez, embora também apresente um acumulado inferior ao cenário anterior ao final de 2014 (21,65% contra 23,92%), tem um comportamento melhor no período que vai de meados de 2010 até o final de 2014. Em janeiro de 2015, a margem para o cenário “reservas não de-

Gráfico 5: Saldo das Aplicações de Caixa (Reserva não Desenvolvida). Comparação entre Aquisição de Reservas Desenvolvidas e não Desenvolvidas de Óleo.



Fonte: elaboração própria

Gráfico 6: Dívidas de Curto Prazo (Reserva não Desenvolvida). Comparação entre Aquisição de Reservas Desenvolvidas e não Desenvolvidas de Óleo.



Fonte: elaboração própria

desenvolvidas” é de 5,85% contra 4,92% do cenário “reservas desenvolvidas”. (Gráfico 10).

Aquisição de Reservas Potenciais

O programa de investimentos é concluído com a aquisição de 500 milhões de boe em reservas potenciais em 2007 por USD 750 milhões, ao preço unitário de USD 1,50 por boe. Para a sua exploração, entre 2008 e 2010, são investidos USD 714 milhões (sendo USD 214 milhões transformados em despesas exploratórias devido ao fator de sucesso de 70%) e para o seu desenvolvimento, em 2011

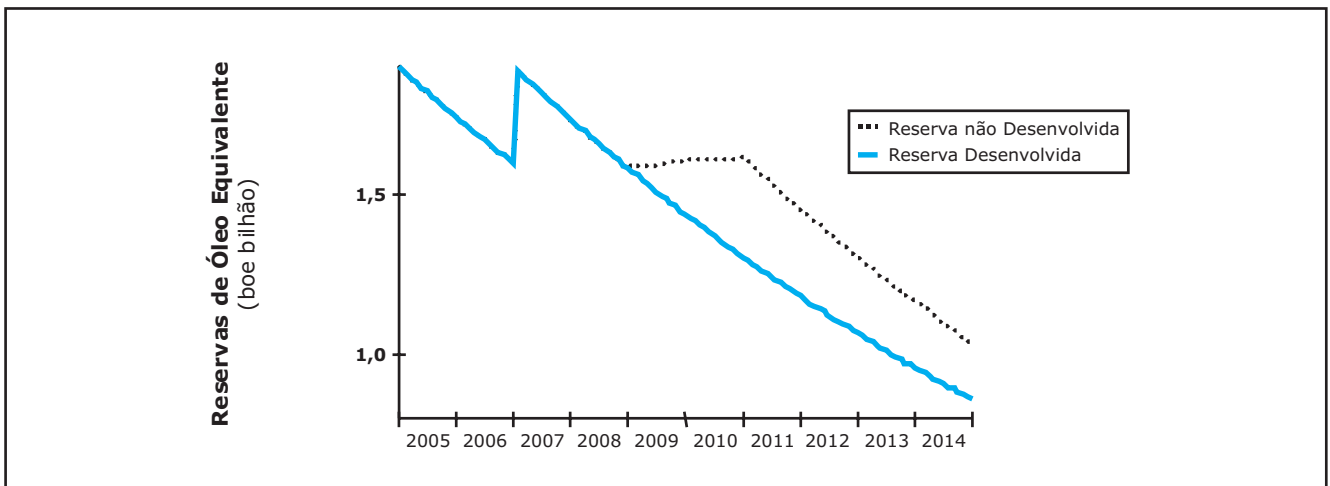
e 2012, investe-se USD 750 milhões.

Essa parte final do programa de investimentos é financiada pelo lançamento de US\$ 500 milhões em Ações Preferenciais em 2007 e por um financiamento de USD 1,7 bilhão, totalizando USD 2,2 bilhões, de modo a compensar a redução de reservas do Cenário Base no período de 2011 a 2015.

O Gráfico 11 ilustra o comportamento do saldo das aplicações de caixa comparado ao Cenário Base. O endividamento de longo prazo é apresentado no Gráfico 12.

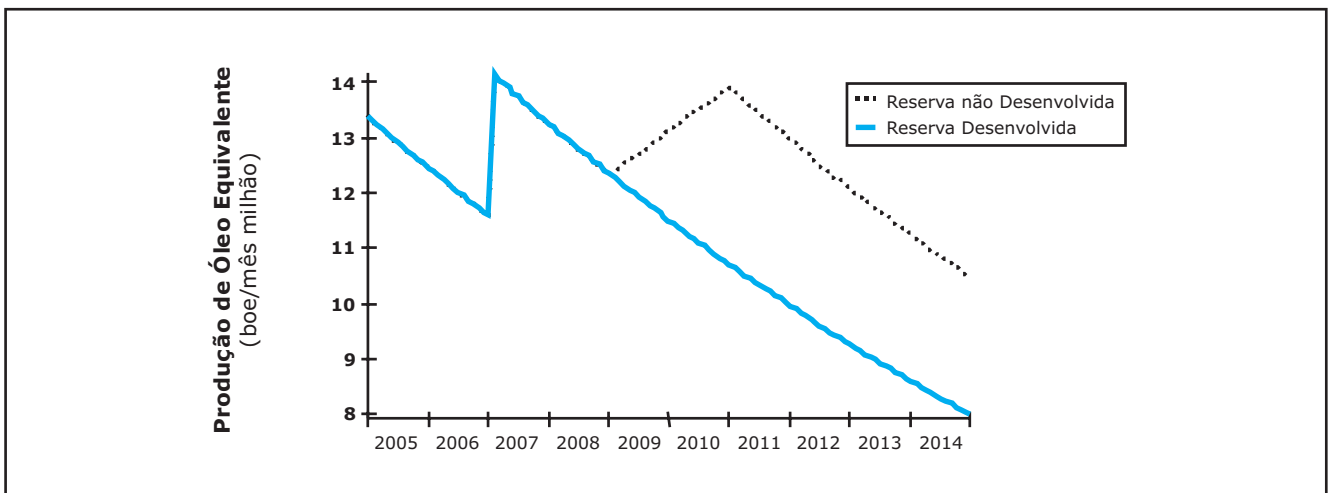
A incorporação de reservas apresenta um retardo em

Gráfico 7: Reservas não Desenvolvidas de Óleo Equivalente.
 Comparação entre Aquisição de Reservas Desenvolvidas e não Desenvolvidas de Óleo.



Fonte: elaboração própria

Gráfico 8: Produção de Óleo Equivalente (Reserva não Desenvolvida).
 Comparação entre Aquisição de Reservas Desenvolvidas e não Desenvolvidas de Óleo.



Fonte: elaboração própria

relação aos investimentos devido ao tempo consumido nas atividades de exploração e desenvolvimento. Embora não recupere os níveis iniciais, o projeto de investimentos, em sua totalidade, sustenta as reservas em níveis superiores ao mínimo de 1,3 bilhão de boe do início de 2013. Em janeiro de 2015, seu valor é de 1,47 bilhão de boe (Gráfico 13).

O efeito sobre a produção (Gráfico 14) atende ao objetivo de mantê-la em torno de 14 milhões de boe por mês. O efeito dos investimentos estende-se além do período de simulação. Ao final do período de simulação, a produção é de 15,5 mi-

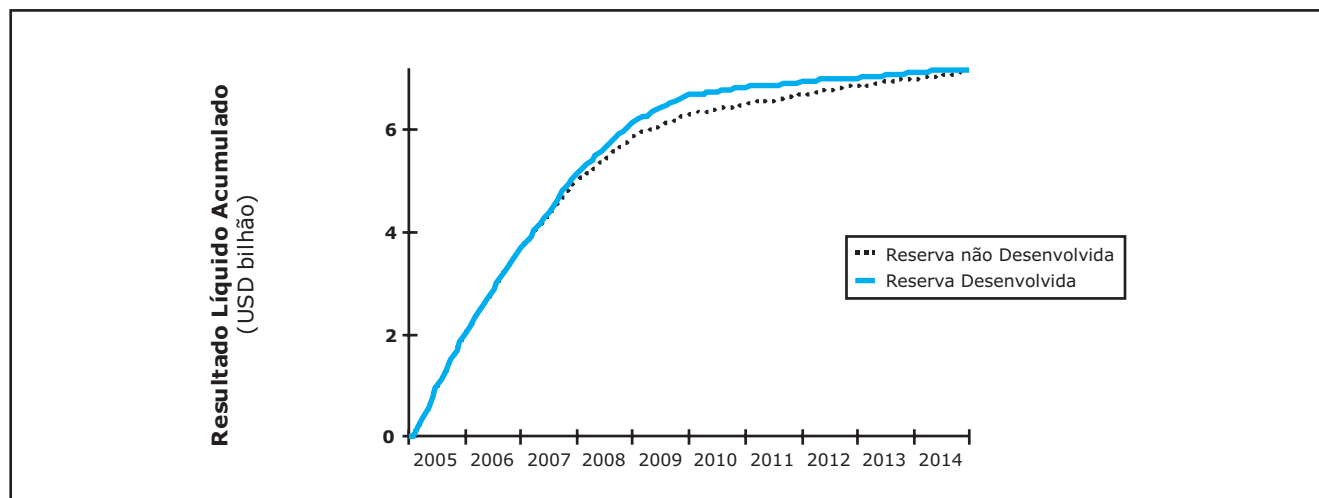
lhões de boe por mês e ascendente.

O resultado líquido acumulado apresenta comportamento bastante semelhante ao cenário base, de acordo com o Gráfico 15. Em 2014, porém, aparecem os primeiros efeitos dos investimentos realizados, que devem se estender além do período de simulação. No final de 2014, o resultado líquido acumulado é de USD 6,6 bilhões, USD 277,8 milhões superior ao acumulado no Cenário Base.

Análise dos Resultados das Simulações

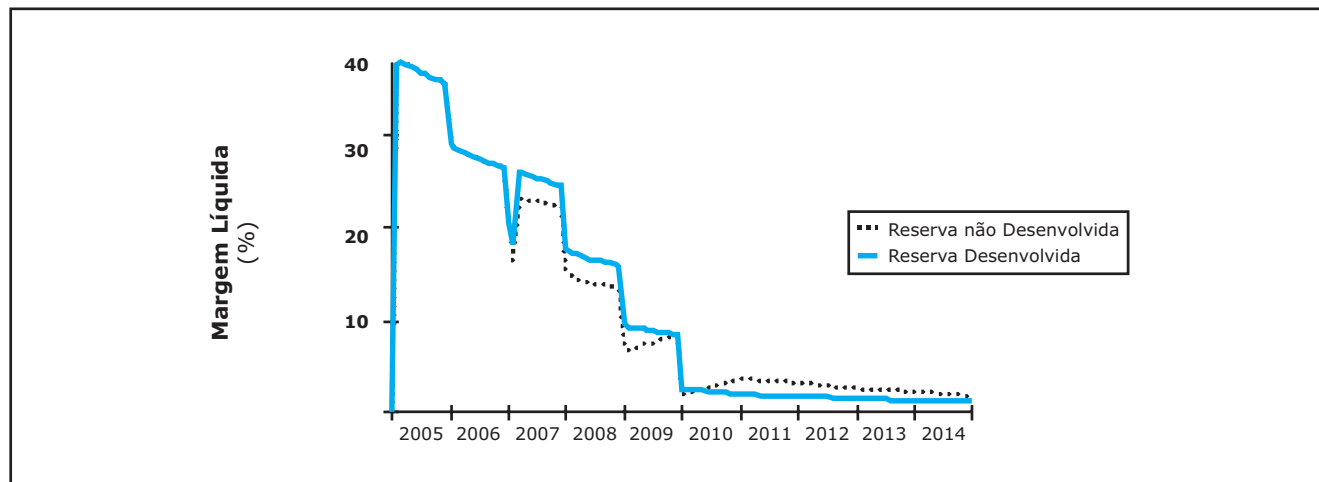
Em uma análise global do impacto do programa de

Gráfico 9: Resultado Líquido (Reserva não Desenvolvida). Comparação entre Aquisição de Reservas Desenvolvidas e não Desenvolvidas de Óleo.



Fonte: elaboração própria

Gráfico 10: Margem Líquida (Reserva não Desenvolvida). Comparação entre Aquisição de Reservas Desenvolvidas e não Desenvolvidas de Óleo.



Fonte: elaboração própria

investimentos simulado, observa-se que resultou em melhor rendimento para a geração operacional de caixa, comparado à opção de aplicação em ativos financeiros. O comportamento ascendente das reservas e da produção ao final do período de simulação comprova o bom desempenho sustentável no longo prazo.

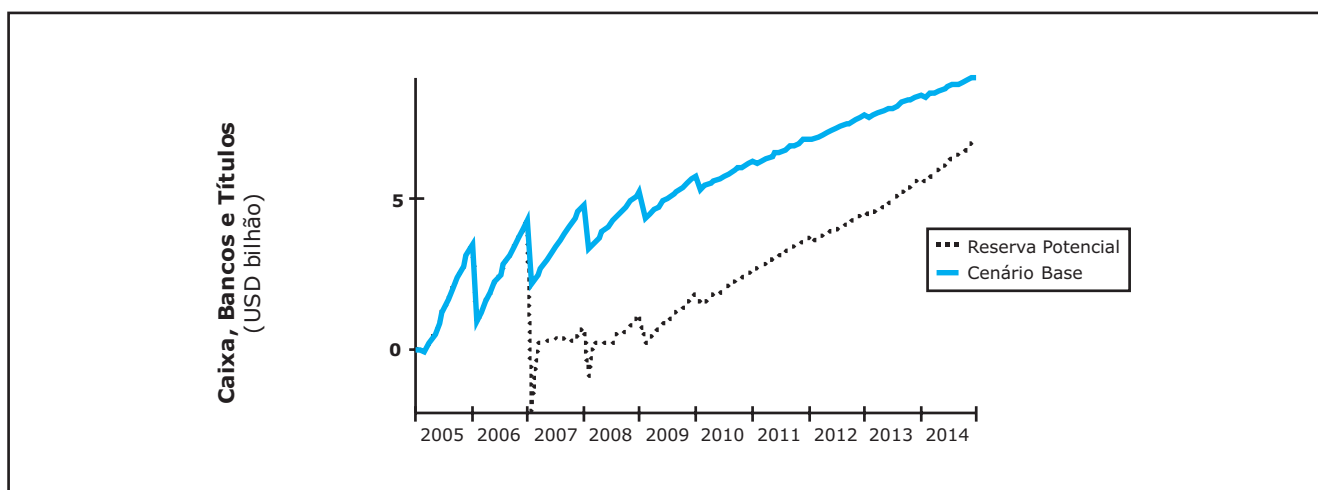
Como teste do modelo, esse conjunto de simulações cobre todos os aspectos relacionados à modelagem das reservas, da produção, das finanças operacionais, de investimentos e de financiamento. Os números, parciais e finais, mantêm coerência com os parâmetros médios da indústria, mesmo

para variações grandes em itens importantes como o preço do petróleo de referência, o que indica que o modelo e seu simulador estão aderentes à realidade e, portanto, são adequados à finalidade para a qual foram desenvolvidos: apoio ao processo decisório.

CONCLUSÕES

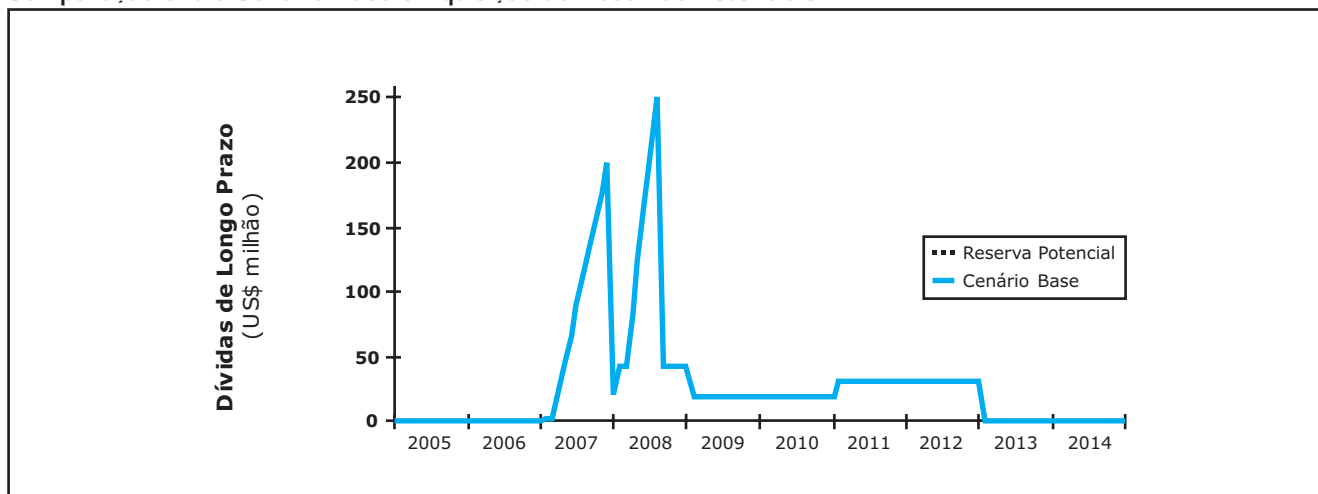
Este texto partiu da constatação de que as organizações estão se tornando cada vez mais complexas, em resposta a um ambiente social, econômico, político e tecnológico cada

Gráfico 11: Saldo das Aplicações de Caixa (Reserva Potencial)
Comparação entre Cenário Base e Aquisição de Reservas Potenciais



Fonte: elaboração própria

Gráfico 12: Dívidas de Longo Prazo (Reserva Potencial)
Comparação entre Cenário Base e Aquisição de Reservas Potenciais



Fonte: elaboração própria

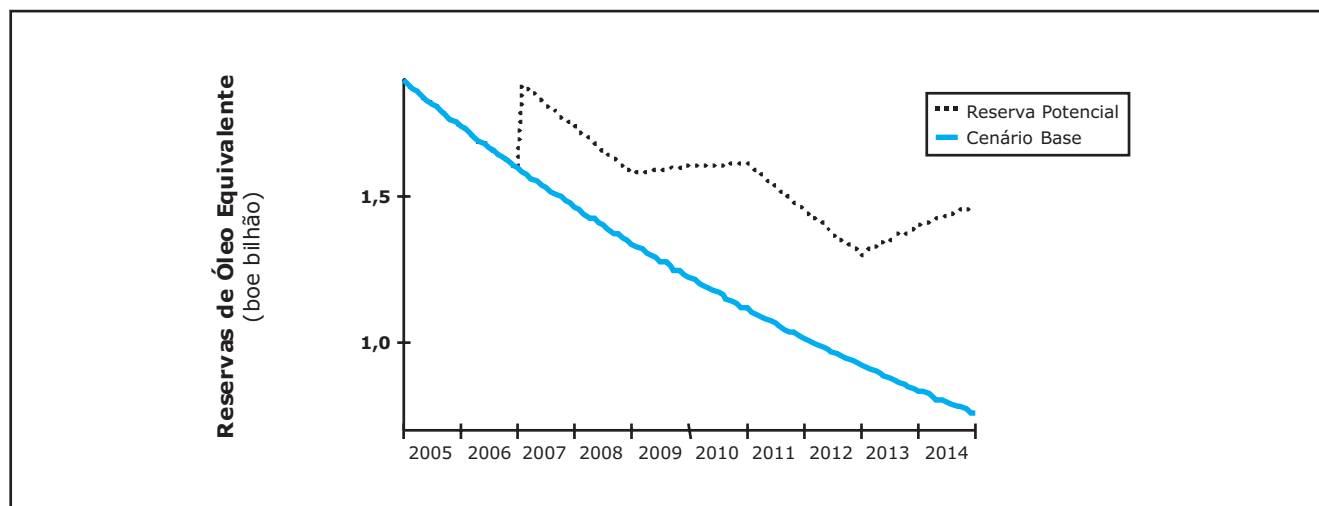
vez mais sofisticado, e que o processo de tomada de decisão tornou-se uma tarefa difícil e imperfeita, devido às limitações da mente humana para formular e resolver problemas complexos.

A pesquisa em busca de uma solução para aperfeiçoar o processo decisório levou à opção pelo desenho de mundos virtuais como alternativa à escolha racional. Construiu-se um modelo de negócios para o segmento exploração e produção da indústria do petróleo, com auxílio da dinâmica de

sistemas, sobre o qual se desenvolveram simulações para testar a solução proposta.

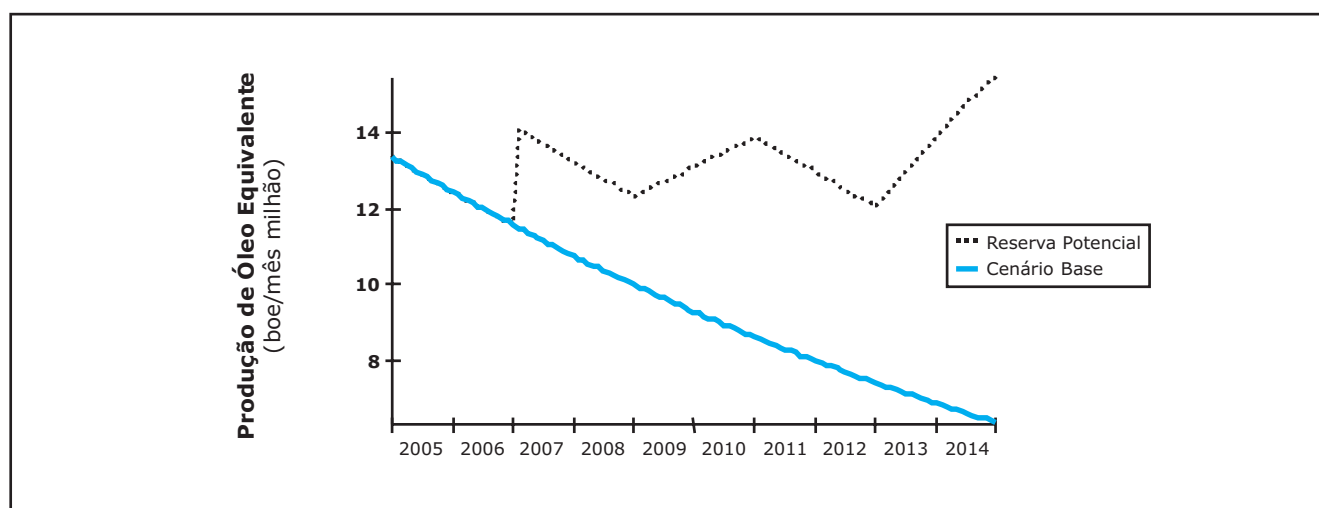
Ao estruturar-se o modelo de acordo com a analogia de estoques e fluxos da dinâmica de sistemas, os recursos foram considerados como estoques. Essa é uma consideração importante, pois é sobre os recursos (e não sobre o mercado) que a organização detém poder de decisão, e são os estoques que definem o estado do sistema e fornecem as informações necessárias para a tomada de decisão.

Gráfico 13: Reservas Potenciais de Óleo Equivalente. Comparação entre Cenário Base e Aquisição de Reservas Potenciais.



Fonte: elaboração própria

Gráfico 14: Produção de Óleo Equivalente (Reserva Potencial). Comparação entre Cenário Base e Aquisição de Reservas Potenciais.



Fonte: elaboração própria

A análise detalhada das regras de decisão indicou que elas têm características diferentes e podem ser agrupadas em três categorias: políticas, estratégias e condicionantes. As políticas são quantificáveis e podem ser automatizadas no processo decisório, as estratégias são qualitativas e demandam decisão caso a caso e os condicionantes são variáveis exógenas que interferem nas taxas de fluxo e devem ser levados em consideração no processo decisório.

No desenvolvimento do modelo, identificaram-se políticas relativas a investimentos, incorporações, exploração, pesquisa e desenvolvimento, desincorporações, produção e pessoal. Identificaram-se, também, estratégias relativas à escolha das regiões de interesse, à intensidade e ao tipo de participação em licitações. Por fim, identificaram-se condicionantes relativos à disponibilidade de reservas nas regiões de interesse, à quantidade de sondas de perfuração e produção disponíveis no mercado, aos preços do óleo, do gás natural e do LGN.

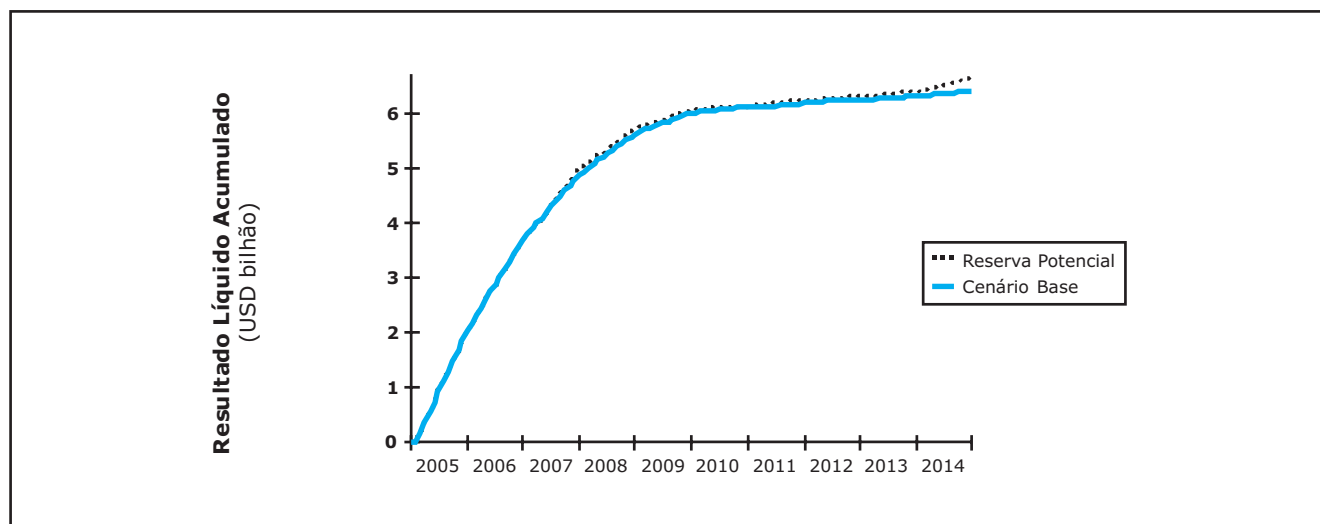
O arcabouço conceitual utilizado não está vinculado à indústria do petróleo. Ou seja, as peculiaridades dessa indústria não são obstáculo para a aplicação dos referidos

conceitos e, por outro lado, não limitam esta aplicação. A menor complexidade também, aparentemente, não invalidaria uma aplicação desses conceitos. Deve-se considerar, porém, que o custo de uma modelagem desse tipo pode não ser proporcional ao benefício que traria a uma organização simples e pequena.

A modelagem e as simulações desenvolvidas na pesquisa resumida neste texto revelaram aspectos importantes para os gerentes responsáveis pela atividade de análise estratégica e para os executivos responsáveis pelas decisões, ao explicitar e hierarquizar as regras de decisão. Indicaram, também, a possibilidade de melhoria na qualidade das decisões ao se fazer uso de simulações com base em modelos adequados.

A incorporação desses novos conhecimentos ao processo decisório o torna mais sólido e ágil, proporciona aos gerentes e executivos a delegação das decisões reguladas por políticas para os níveis tático e operacional da organização, orienta no sentido de monitorar os condicionantes relevantes, e libera tempo e energia para que eles possam dedicar-se às decisões estratégicas que geram vantagens competitivas.

Gráfico 15: Resultado Líquido (Reserva Potencial). Comparação entre Cenário Base e Aquisição de Reservas Potenciais.



Fonte: elaboração própria

Artigo recebido em 14/09/2005
Aprovado para publicação em 26/10/2006

■ **Referências**

- ACKOFF, R. L. *Redesigning the future: a systems approach to societal planning*. New York: John Wiley, 1974.
- ACKOFF, R. L. The future of operational research is past. *Journal of the operational research society*, [S.l.], p. 93-104. 1979.
- BARNEY, J. B. *Gaining and sustaining competitive advantage*. Reading: Addison-Wesley, 1996.
- CONAWAY, C. F. *The petroleum industry: a nontechnical guide*. Tulsa: Penn Well, 1999.
- DOYLE, J.; FORD, D. Mental models concepts for system dynamics research. *System dynamics review*, v.14, n.1, p. 3-29, 1998.
- FORRESTER, J. W. *Industrial dynamics*. Cambridge: MIT Press, 1961.
- FORRESTER, J. W. Policies, decisions, and information sources for modeling. In: MORECROFT, J. D. W.; STERMAN, J. D. (Ed.). *Modeling for learning organizations*. Portland: Productivity Press, 1994.
- GOFFMAN, E. *Frame analysis*. Harmondsworth: Penguin Books, 1974.
- GRAY, F. *Petroleum production in nontechnical language*. 2. ed. Tulsa: Penn Well, 1995.
- HAFEEZ, K.; ABDELMEGUID, H. Dynamics of human resource and knowledge management. *Journal of the Operational Research Society*, [S.l.], v.54, n.2, p.153-164. 2003.
- HELFFERT, E. A. *Técnicas de análise financeira: um guia prático para medir o desempenho dos negócios*. 9. ed. Porto Alegre: Bookman, 2000.
- MILANI JÚNIOR, Angelo. *Modelagem de negócios em organizações complexas: uma aplicação à exploração e produção de petróleo*. 403 f. Tese (Doutorado em Ciências) - Escola de Química, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2005.
- PAPERT, S. *Mindstorms*. New York: Basic Books, 1980.
- PIDD, M. *Modelagem empresarial: ferramentas para tomada de decisão*. Porto Alegre: Artes Médicas, 1998.
- SCHÖN, D. A. *The reflective practitioner: how professionals think in action*. New York: Basic Books, 1983.
- SIMON, H. A. *Administrative behavior: a study of decision-making processes in administrative organizations*. 2. ed. New York: Macmillan, 1957.
- STERMAN, J. D. *Business dynamics: systems thinking and modeling for a complex world*. Boston: McGraw-Hill, 2000.
- TUSTIN, E. *The mechanism of economic systems*. Cambridge: Harvard University Press, 1953.
- VENNIX, J. *Mental models and computer models*. PhD Thesis – Nijmegen Institute of Cognition Reserch and Information Technology, Nijmegen, The Netherlands, 1990.

■ **Sobre os autores**

Angelo Milani Júnior

M.Sc. Administração de Empresas (Fundação Getúlio Vargas – São Paulo – Brasil)
 PETROBRAS – Unidade de Negócios Bolívia
 Gerente de Planejamento e Controle de Gestão
 End.: Av. San Martin n° 1700 – Edifício Centro Empresarial Equipetrol – 2do Piso – Casilla de Correo 6866 – Santa Cruz de la Sierra – Bolívia.
 Tel.: (591-3) 366-7095
 Fax: (591-3) 366-7257
 E-mail: angelomilani@petrobras.com.bo

Helder Queiroz Pinto Júnior

D.Sc. Economie et Politique de L’Energie (Université de Grenoble II – França)
 Instituto de Economia Industrial - Universidade Federal do Rio de Janeiro (IE/UFRJ)
 Professor Adjunto do Instituto de Economia (IE)
 End.: Av.Pasteur, 250 – Sala 19 - Urca – Rio de Janeiro – RJ – CEP 22.290-240
 Tel.: (21) 3873-5270
 Fax: (21) 2541-8148
 E-mail: helder@ie.ufrj.br

José Vitor Bomtempo

D.Sc. Economia Industrial (Ecole des Mines de Paris – França)
 Escola de Química - Universidade Federal do Rio de Janeiro (EQ/UFRJ)
 Professor Adjunto II do Departamento de Engenharia Química (DEQ)
 End.: Ilha do Fundão – Cidade Universitária – COPPE – Bloco E – Sala 211 – Rio de Janeiro – RJ – CEP 21.949-900
 Tel.: (21) 2562-7610
 Fax: (21) 2562-7567
 E-mail: vitor@eq.ufrj.br