

**UM SISTEMA DE APOIO À DECISÃO
NA COMPLETAÇÃO DE POÇOS DE PETRÓLEO**

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM CIÊNCIA DA
COMPUTAÇÃO**

Amandio Delpizzo Neto

**UM SISTEMA DE APOIO À DECISÃO
NA COMPLETAÇÃO DE POÇOS DE PETRÓLEO**

Dissertação submetida à Universidade Federal de Santa Catarina como parte dos requisitos para a obtenção do grau de Mestre em Ciência da Computação.

Prof^o Paulo José de Freitas Filho
Orientador

Florianópolis, fevereiro de 2003

UM SISTEMA DE APOIO À DECISÃO NA COMPLETAÇÃO DE POÇOS DE PETRÓLEO

Amandio Delpizzo Neto

Esta Dissertação foi julgada adequada para a obtenção do título de Mestre em Ciência da Computação Área de Concentração (Sistemas de Computação) e aprovada em sua forma final pelo Programa de Pós-Graduação em Ciência da Computação.

Fernando Alvaro Ostuni Gauthier, Dr.
Coordenador do Curso

Banca Examinadora:

Paulo José de Freitas Filho, Dr.
Orientador

Luiz Fernando Jacintho Maia, Dr.

Pedro Alberto Barbetta, Dr.

*“Há dois tipos de conhecimento:
Conhecemos um assunto pelo nosso próprio conhecimento,
ou sabemos onde encontrar informações sobre ele.”*

Samuel Johnson, 1775.

A meus pais Amandio e Talita,
meus irmãos Cláudio, Paulo, Marcus e Matheus,
a minha esposa Graziela.

Agradecimentos

À Universidade Federal de Santa Catarina.

Aos professores, servidores e colegas do Curso de Pós-Graduação em Ciências da Computação.

Ao meu orientador Prof^o Paulo José de Freitas Filho, pela orientação, amizade, bom humor e serenidade.

Ao Prof^o Luiz Fernando Jacintho Maia, pela experiência e pelo conhecimento.

Ao Prof^o Pedro Alberto Barbeta, pela experiência nos conceitos estatísticos.

À Petrobras, por viabilizar o desenvolvimento do projeto e aos seus técnicos, no nome do senhor Carlos Magno Couto Jacinto, pela ajuda oferecida.

Aos chefes e colegas do TRT e da UDESC, pelos momentos que tive que me ausentar e pela compreensão.

Aos meus pais, Amandio e Talita, pelo amor e incentivo.

Aos meus irmãos, Cláudio, Paulo, Marcus e Matheus, pelos momentos de descontração.

À minha esposa Graziela, pelo total apoio, dedicação e pelas contribuições.

Aos familiares e amigos por sua presença em todos os momentos.

A todos que direta ou indiretamente contribuíram para a realização desta pesquisa.

A Deus.

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO	1
1.1 JUSTIFICATIVA / IMPORTÂNCIA.....	5
1.2 PROBLEMA.....	7
1.3 OBJETIVOS.....	8
1.3.1 <i>Objetivo Geral</i>	8
1.3.2 <i>Objetivos Específicos</i>	8
1.4 LIMITAÇÕES.....	9
1.5 ESTRUTURA DO TRABALHO	10
2 REVISÃO DE LITERATURA	12
2.1 CONTEXTO DA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO	12
2.1.1 <i>O Petróleo</i>	12
2.1.2 <i>Sua Importância</i>	12
2.1.3 <i>O Petróleo no Mundo</i>	13
2.1.4 <i>No Brasil</i>	17
2.2 O PROCESSO PRODUTIVO DO PETRÓLEO.....	20
2.2.1 <i>Exploração</i>	20
2.2.2 <i>Perfuração</i>	21
2.2.3 <i>Perfilagem</i>	23
2.2.4 <i>Completação e Produção</i>	23
2.2.5 <i>Processamento Primário, Transporte e Refino</i>	25
2.3 A COMPLETAÇÃO	25
2.3.1 <i>Completação Convencional</i>	27
2.3.2 <i>Completação Inteligente</i>	27
2.3.3 <i>O Futuro</i>	30
2.4 ASPECTOS ALEATÓRIOS ENVOLVIDOS	30
2.5 ANÁLISE DE INVESTIMENTOS SOB CONDIÇÃO DE INCERTEZA.....	33
2.6 FERRAMENTAS ANALISADAS	36
2.7 SIMULAÇÃO	40
2.8 ANÁLISE ESTATÍSTICA.....	43

3 AMBIENTE PARA ANÁLISE E COMPARAÇÃO DE ALTERNATIVAS TECNOLÓGICAS	47
3.1 INTRODUÇÃO	47
3.2 O MÓDULO E&P-RISK	48
3.2.1 <i>Detalhamento do E&P-Risk</i>	49
3.3 O CCCI	57
3.3.1 <i>Entidades (Dados de Entrada)</i>	58
3.3.2 <i>Cálculos e Simulações (Variáveis Resposta)</i>	61
3.3.3 <i>Detalhamento do CCCI</i>	66
4 APLICAÇÃO DA FERRAMENTA NO PROCESSO DE TOMADA DE DECISÃO	73
4.1 UTILIZANDO O E&P-RISK	74
4.2 UTILIZANDO O CCCI	87
5 CONSIDERAÇÕES FINAIS	95
APÊNDICES	100
APÊNDICE A – DER E DFD DO MÓDULO E&P-RISK	100
APÊNDICE B – O RELATÓRIO FINAL DO E&P-RISK	102
APÊNDICE C – DER E DFD PARA O CCCI	104
APÊNDICE D – O QUALITY CONTROL	107
APÊNDICE E – RELATÓRIO DO PROJETO - CCCI	108
APÊNDICE F – RELATÓRIO DA SIMULAÇÃO - CCCI	111
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	121
BIBLIOGRAFIA	124

Lista de Figuras

Figura 1 – Evolução das reservas provadas de petróleo.....	15
Figura 2 – Reservas provadas segundo a região geográfica.....	16
Figura 3 – Produção de petróleo segundo a região geográfica.....	16
Figura 4 – Evolução da dependência Externa do Petróleo e seus Derivados.....	19
Figura 5 – Torre de Perfuração. (Fonte: Neiva, 1993)	22
Figura 6 – Tela de um exemplo do Crystal Ball.....	37
Figura 7 – Tela de um exemplo do @Risk.....	38
Figura 8 – Tela de um exemplo do Software Arena.....	42
Figura 9 – Modelo do E&P-Risk desenvolvido no Arena 6.0.....	51
Figura 10 – Tela principal do E&P-Risk, com os dados de um poço.....	52
Figura 11 – Inserindo uma Operação para o Poço.....	53
Figura 12 – Configuração da Simulação.	55
Figura 13 – Diagrama de Operação do CCCI.....	63
Figura 14 – Modelo do Simulador CCCI, criado no Arena.	68
Figura 15 – Criando um novo projeto de campo.....	69
Figura 16 – Os poços cadastrados para o campo, na alternativa convencional.....	70
Figura 17 – A tela de configuração da Simulação.....	71
Figura 18 – Ajustando uma distribuição usando o Input Analyzer.	75
Figura 19 – Operações do Poço GRP_001A	76
Figura 20 – Tela de configuração da simulação.....	77
Figura 21 – Primeira página do relatório para a simulação (500 replicações).....	79
Figura 22 – Primeira tela do relatório da simulação (2.000 replicações).....	80
Figura 23 – Segunda tela do relatório da simulação (2.000 replicações).....	81
Figura 24 – Terceira tela do relatório da simulação (2.000 replicações).	81
Figura 25 – Evolução do Histograma de Exposição ao Risco (para 50, 250, 500, 1000, 1500 e 2000 replicações)	83
Figura 26 – Simulação com C.A. (n=4; c2=0,45; c3=100)	85
Figura 27 – Lista dos valores anuais do projeto.....	87
Figura 28 – Poços cadastrados para a alternativa Convencional.....	88

Figura 29 – Poços cadastrados para a alternativa Inteligente.....	88
Figura 30 – Tela de cadastro de um poço.....	89
Figura 31 – Produção anual do poço GRP_001A.....	90
Figura 32 – <i>Workovers</i> do poço I_MRL_001A.....	90
Figura 33 – <i>Quality Control</i> , verificador dos dados cadastrados.	91
Figura 34 – Dados Financeiros finais, para as duas alternativas.	93
Figura 35 – Gráfico do Lucro Acumulado, para as duas alternativas.	93

Lista de Tabelas

Tabela 1 – Entidades do sistema CCCI	58
Tabela 2 – Atributos da entidade Projeto	59
Tabela 3 – Atributos da entidade Poços	59
Tabela 4 – Atributos da entidade Valores_Anuais	60
Tabela 5 – Atributos da entidade Pocos_Anos	61
Tabela 6 – Atributos da entidade Operações	61
Tabela 7 – Variáveis de resposta e sua descrição	62
Tabela 8 – Aplicação da Curva de Aprendizado	86

RESUMO

A proposta desta dissertação é estudar o processo de exploração do petróleo e os métodos de avaliação das tecnologias de completção para apresentar uma ferramenta de apoio à tomada de decisão. A ferramenta, baseada em um ambiente de simulação, permite a comparação entre as diferentes tecnologias de perfuração e completção de poços e auxilia na tomada de decisões em questões do tipo: que alternativa de completção oferece a melhor relação custo/benefício num determinado cenário?

A ferramenta utiliza simulação e álgebra entre variáveis aleatórias para fornecer, aos analistas, os custos de implantação e manutenção de cada tecnologia, os custos inerentes ao ciclo produtivo de cada poço e as receitas obtidas com sua produção. Baseados nessas informações os analistas podem avaliar o desempenho das operações, comparar diversos cenários e optar pela alternativa mais vantajosa para a empresa.

A ferramenta centraliza os dados de entrada, obtidos dos diversos setores da empresa, e os relatórios das simulações de todos os cenários simulados, constituindo uma nova base de conhecimento. Além disso, agiliza e diminui os riscos no processo de previsão dos tempos, custos e receitas do projeto dos poços, conseqüentemente, aumentando a precisão na definição de cronogramas e orçamentos.

Palavras-chave: completção, poço, análise de risco, simulação, tomada de decisão.

ABSTRACT

The purpose of this essay is to study the process of petroleum exploration and the evaluation methods for cost uncertainty analysis, in order to develop a decision making aid tool. This tool, based on simulation and statistic analysis, provides a way to compare the different completion and drilling technologies and helps the "decision makers" to answer questions like: what method offers the best cost/benefit relation?

The tool uses simulation and algebra between non deterministic variables to provide the building and maintenance costs for each technology, the costs related to the production cycle of each field and the final production profits. Based on this information, the analyst can evaluate the operations performance and compare the several simulated scenarios, to choose the most profitable one.

The tool concentrates the input data, obtained from the diverse sectors of the company and the simulations reports of the different scenarios simulated, composing a new knowledge base. Moreover, it improves the making decision process and reduces the risks in the prediction of the time, costs and profits in a field project, providing more accurate predictions for budgets and schedules.

Key-words: completion, field, well, risk analysis, simulation, decision making.

INTRODUÇÃO

Segundo Petrobras (2001), esta é a era do petróleo e, na sociedade moderna, dificilmente encontra-se um ambiente ou um utilitário que não contenha compostos derivados do petróleo ou que não seja produzido direta ou indiretamente a partir dele. Entre os principais produtos obtidos a partir do petróleo, pode-se citar: solventes, óleos combustíveis, gasolina, óleo diesel, querosene, gasolina de aviação, lubrificantes, asfalto e plástico.

Em meados do século XIX, havia a necessidade de combustível para iluminação. Então, naquele primeiro momento, o querosene impulsionou a indústria do petróleo. Ainda no século XIX, o crescimento do transporte motorizado fez com que a demanda crescesse muito rapidamente. Hoje em dia, o petróleo fornece uma grande parte da energia mundial utilizada no transporte e é a principal matéria-prima de muitos produtos.

A Petrobras, Petróleo Brasileiro S.A., segundo Neiva (1993), começou suas operações com uma produção de 2.700 barris/dia. Em 1974 chegou às importantes reservas da bacia de Campos que, inicialmente não foram exploradas pela falta de tecnologia para exploração em águas profundas. Em 1993, a Petrobras produzia 700 mil barris/dia. A perspectiva era que a Petrobras seguisse na direção de águas cada vez mais profundas, iniciando a produção, em 1996, numa lâmina d'água¹ de 1.000 metros e, no ano 2000, numa lâmina de 2.000 metros.

A perspectiva se confirmou pois a empresa, segundo Unicamp (2000), vem batendo seguidos recordes mundiais de profundidade neste período. Em 2000 a

¹ Lâmina d'água é a distância do fundo do mar até a superfície da água;

Petrobras lançou o programa PROCAP-3000, com o objetivo de prover soluções tecnológicas para viabilizar a produção em lâminas de até 3.000 metros e diminuir os custos de produção em águas profundas. De acordo com Brasil (2002a) o Brasil, em 1997, entrou para o seleto grupo dos 16 países que produzem mais de 1 milhão de barris/dia e, em 1998, era a 14^a maior empresa de petróleo do mundo.

De origem natural, não renovável e de ocorrência limitada, já existem previsões a respeito da falta de petróleo. Segundo Brasil (2002a), as reservas mundiais estão em torno de 1 trilhão de barris e, por ser cada vez mais difícil descobrir uma grande reserva e pelo constante aumento do consumo, alguns estudos já apontam para daqui a algumas décadas o início dos problemas com a falta do petróleo.

Pela dificuldade de se localizar novas jazidas, atualmente, grande parte dos recursos de pesquisa e desenvolvimento da indústria vêm sendo aplicados para a exploração de jazidas menores, jazidas que estão em locais de difícil operação e jazidas que estão em águas profundas. Os projetos nessas jazidas, por serem menos lucrativos, não permitem tantos custos e a solução é desenvolver tecnologias e equipamentos para torná-los viáveis economicamente. A grande competitividade entre as empresas e a extrema necessidade de melhor desempenho no processo produtivo – causada pelas condições cada vez mais adversas – faz com que frequentemente surjam tecnologias e equipamentos mais sofisticados para a descoberta, extração, transporte e refino do petróleo.

Neste cenário a Petrobras deve ser citada, pois partiu dela a necessidade de construção dessa ferramenta e o investimento para o seu desenvolvimento em conjunto com o Laboratório PerformanceLab, do Departamento de Informática e Estatística da Universidade Federal de Santa Catarina. A Petrobras vem desenvolvendo tecnologias

para a completação² de poços em alto mar e em águas profundas e uma dessas tecnologias é chamada completação inteligente de poços. A completação é a fase em que, depois de identificado e perfurado, o poço é preparado para poder produzir o petróleo de forma segura e econômica, durante todo o seu ciclo produtivo.

Com a completação inteligente, através de um moderno sistema de controle, pretende-se atingir uma melhor relação custo/benefício durante a vida útil de um poço. O objetivo é prover o poço com equipamentos capazes de fornecer dados do reservatório. Tendo esses dados, os operadores podem atuar diretamente no reservatório sem a necessidade de parar a produção ou de fazer intervenções com equipamentos especiais. Logo, são diminuídos os custos e é possível um melhor aproveitamento do potencial das jazidas.

Na completação convencional, diferente do que está sendo proposto na completação inteligente, não é possível abrir ou fechar uma das zonas produtoras e nem acompanhar, em tempo real, os valores de temperatura e pressão nesses pontos. Cada operação exige uma intervenção no poço, acarretando em custos adicionais, riscos inerentes a cada intervenção e poucas possibilidades de planejamento da produção. Na completação inteligente todo acompanhamento é feito em tempo real, através de sensores eletrônicos conectados em redes de fibra óptica e de equipamentos especialmente desenvolvidos para permitir aos operadores planejarem a produção e otimizar o aproveitamento das reservas com um menor custo.

Porém, durante essas fases de perfuração e completação, surgem problemas na avaliação do tempo necessário para se concluir cada operação. Cada operação tem um

² Completação, segundo Ferreira (1999) [completar + -ção.], é oriundo do latim *complementu* e significa: ato ou efeito de complementar; acabamento, remate, completação,

tempo para ser realizada e este tempo é expresso por uma variável aleatória. Esta aleatoriedade é resultante dos limitados conhecimentos das características da formação geológica na qual se está trabalhando, das facilidades tecnológicas envolvidas, do comportamento humano e do aparecimento de eventos indesejáveis. A soma desses fatores resulta em incertezas quanto ao valor final do tempo de cada operação.

Para a realização de cada operação são deslocados equipamentos específicos e pessoal. As variações nos tempos de cada operação e, por consequência, no tempo necessário para o início da produção do poço, retratam o risco ao qual a empresa está submetida. Este risco pode, e deve, ser avaliado tanto em relação à quantidade de investimento necessário para a conclusão de um projeto de perfuração e completação, quanto em relação ao período projetado para o início da produção, que trará o devido retorno financeiro do projeto.

Levando-se em consideração que essas fases de perfuração e completação podem representar 50 a 60% do investimento total no projeto do poço (PEAK WELL MANAGEMENT Ltd, 2000), pode-se avaliar o quão importante é tratar esses riscos de maneira a obter uma previsão o mais próxima possível da realidade, diminuindo as incertezas de tempo e de recursos necessários para o projeto.

A tomada de decisão por uma tecnologia ou equipamento pode ser vital para o sucesso na exploração de uma jazida. As decisões, que segundo Walls (2000), baseiam-se num equilíbrio entre retorno, mensurado por um valor esperado, e risco, mensurado pela variância desse valor, são essenciais para a melhoria do processo produtivo. Uma ferramenta que auxilie nesse processo é desejável e garante, além de mais informações sobre todo o processo, menor custo, menor risco, maior agilidade e mais precisão.

completamento. É nessa fase que o poço é terminado e fica apto a iniciar a produção.

1.1 Justificativa / Importância

O petróleo é o motor da economia mundial e é fonte de energia e matéria-prima essencial para muitos dos utilitários que são usados diariamente. Caracteristicamente o petróleo é um recurso mineral não renovável e de grande valor pelo seu amplo emprego nas mais diversas áreas da economia mundial.

A realidade mundial do petróleo indica que, para uma reserva de um trilhão de barris e o consumo de cerca de 20 bilhões por ano e, considerando-se um aumento de 2% ao ano no consumo, tem-se a previsão de 35 anos de reservas petrolíferas (OIL & GAS JOURNAL, dez. 1989 apud BRASIL, 2002a). Nesse contexto, o poder econômico das principais companhias petrolíferas definirá a futura política energética mundial, onde as empresas com maior capacidade de gerenciamento e pesquisa conduzirão o processo.

O mercado investirá novos recursos em fontes alternativas de energia e na otimização das tecnologias de prospecção³, produção e refino de petróleo. A atividade de perfuração e completação de poços petrolíferos se destaca nesse cenário, pois existe a necessidade cada vez maior de se explorar poços em condições adversas e de se obter taxas de recuperação⁴ cada vez maiores do petróleo existente nas jazidas.

Para obter uma relação custo/benefício que seja razoável e não torne o projeto inviável economicamente existe a necessidade de prever com mais precisão os riscos e diminuir os custos existentes.

³ Prospecção são, segundo Ferreira (1999), métodos e/ou técnicas empregadas para localizar e calcular o valor econômico das jazidas minerais.

⁴ Taxa de Recuperação é uma medida do aproveitamento da jazida, do percentual de petróleo e/ou gás natural que é retirado da jazida em relação à quantidade que ela armazena.

Os riscos são inerentes tanto às operações realizadas para concluir a perfuração e a completação dos poços quanto às intervenções necessárias durante seu ciclo produtivo. Segundo MacCrimmon (1986) a vida exige escolhas e escolhas implicam em riscos, você tenta minimizar os riscos mas não pode evitá-los completamente. Cada uma das operações, como já foi explicado, é representada por uma função de distribuição de probabilidade que expressa a aleatoriedade do tempo esperado para sua conclusão. Cada operação, por envolver pessoal, equipamentos e até mesmo desperdício de tempo, gera custos. Esses custos, por estarem diretamente relacionados aos tempos, terão que ser expressos através de funções de distribuição de probabilidade. Essas características mostram os riscos aos quais as empresas estão submetidas e as vulnerabilidades à que estão sujeitas ao planejarem seus investimentos e projetarem sua receita baseados nesses dados aleatórios.

No desenvolvimento de um campo petrolífero, a atividade de perfuração e completação dos poços pode custar 50 a 60 % do investimento total, o que, por si só, justifica qualquer pesquisa que tente diminuir os riscos envolvidos nessas atividades.

Docherty [2002?] diz que a necessidade de se explorar regiões geograficamente remotas e com pequena reserva de hidrocarbonetos e torná-las economicamente viáveis exigiu a criação de novas tecnologias, dentre as quais a completação inteligente. Diz ainda que a resposta para a questão “Por que não Completação Inteligente?” está no fator econômico pois as intervenções nos poços – que eram tão constantes nas tecnologias convencionais – podem ser simplesmente o maior custo durante o ciclo de vida de um poço. Caras o bastante na completação convencional, nas condições desfavoráveis que se apresentam atualmente elas poderiam tornar o campo inviável economicamente.

Dada a importância dessas etapas no ciclo de vida do projeto de um campo petrolífero, a realidade do cenário da indústria petrolífera e a falta de uma ferramenta específica para o apoio à análise dos riscos envolvidos nessas tarefas fica claramente colocada a necessidade do desenvolvimento de um ambiente específico. Um ambiente para o apoio à tomada de decisão que atenda a todas as especificidades dessa tarefa de comparação de alternativas tecnológicas e auxilie na avaliação da alternativa que apresente resultados mais vantajosos.

1.2 Problema

Para garantir maior agilidade e confiabilidade no processo de tomada de decisão e minimizar os custos e a possibilidade de variações nas metas estabelecidas, é necessário ter em mãos uma ferramenta que, implementada de acordo com o conhecimento dos técnicos que convivem diariamente com o problema, sirva como um instrumento de trabalho para os pesquisadores e analistas que estudarão todos os possíveis cenários e optarão pelo que melhor resultados apresentar.

Durante as pesquisas realizadas nessa dissertação foram analisadas algumas ferramentas genéricas para este tipo de procedimento de tomada de decisão, como o Crystal Ball e o @Risk. Porém, nenhuma delas atendeu completamente às necessidades da Petrobras para seu problema de comparação entre as alternativas tecnológicas de completação de poços. O uso de ferramentas genéricas pode ocasionar a perda de tempo para a análise de muitas informações desnecessárias, exigem que haja o aprendizado de uma ferramenta, tirando o foco do problema a ser analisado, e exige o investimento em aquisição das ferramentas que nem sempre correspondem à necessidade da empresa. Enfim, elas são uma opção, simplesmente pela falta de uma solução específica.

O problema, portanto, é a falta de uma ferramenta específica para o auxílio à tomada de decisão que se aplique nesta etapa da perfuração e completação de poços de petróleo.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo Geral

O objetivo é disponibilizar uma ferramenta computacional, baseada em simulação e análise estatística, para apoio à tomada de decisão que se adapte à necessidade de comparar as diferentes alternativas tecnológicas do processo de perfuração e completação de poços indicando a mais apropriada para cada condição de exploração.

1.3.2 Objetivos Específicos

Para se atingir o objetivo geral proposto, faz-se necessário:

- Estudar o processo produtivo do petróleo, mais especificamente as etapas de perfuração e completação;
- Realizar pesquisas bibliográficas sobre a tecnologia da completação inteligente;
- Estudar aspectos dos custos e do tratamento dos riscos envolvidos em investimentos dessa natureza;
- Estudar aspectos da simulação e criar um modelo para expressar o processo em análise;
- Analisar o sistema a ser implementado, suas limitações, suas exigências, seus requisitos, suas funcionalidades, etc.;

- Analisar o tipo de interface que estava sendo exigida pela Petrobras para a melhor adaptação dos seus técnicos;
- Implementar um software capaz de auxiliar no processo de tomada de decisão entre as diferentes alternativas tecnológicas para a completação de poços de petróleo;
- Projetar e implementar a ferramenta de forma que, através dos resultados obtidos da simulação e da álgebra de variáveis aleatórias, os usuários possam ter toda a documentação e estatística dos poços e possam fazer suas análises.

1.4 Limitações

A ferramenta desenvolvida, segundo o objetivo deste trabalho de pesquisa, atua no auxílio à previsão dos tempos, custos e receitas. Outras variáveis poderiam ser analisadas, como por exemplo: o desgaste dos equipamentos, a produção dos poços ou o número de intervenções. Outra limitação é o uso da simulação e da análise estatística dos dados de resposta. Poderiam ser utilizados, por exemplo, modelos analíticos, como o da teoria de filas, para a previsão das estimativas.

O sistema limita-se à análise das 2 alternativas tecnológicas de completação: convencional e inteligente, porém, com algumas adaptações poder-se-ia aplicar esta ferramenta na análise de outras tecnologias e equipamentos. Com algumas adaptações também seria possível aplicar esta ferramenta em outros ambientes, para o auxílio ao processo de tomada de decisão.

No desenvolvimento da ferramenta, a capacidade computacional e os requisitos de desempenho também impuseram limitações. O primeiro simulador desenvolvido permite 2000 replicações da simulação. Este valor, mesmo atendendo plenamente as necessidades da ferramenta, é um fator de limitação. No segundo modelo desenvolvido, trabalha-se o modelo em conjunto com um banco de dados, permitindo que o número de replicações seja ampliado.

Os dados de entrada da ferramenta são informações obtidas de bancos de dados operacionais, estudados por profissionais de diferentes especialidades. Essas informações não são tratadas pela ferramenta e, se previstas com incorreção, podem prejudicar os resultados e limitar a capacidade de avaliação.

1.5 Estrutura do Trabalho

O presente trabalho é composto por cinco capítulos: Introdução, Revisão de Literatura, Ambiente para Análise e Comparação de Alternativas tecnológicas, Aplicação da Ferramenta no Processo de Tomada de Decisão e Considerações Finais.

O primeiro capítulo apresenta, de forma geral, o tema pesquisado, os objetivos propostos e a justificativa.

No segundo capítulo é revista a literatura, mostrando a história do petróleo, seu processo produtivo e as alternativas de completação. São analisados sobre os aspectos aleatórios envolvidos na produção de petróleo, a análise de investimentos em condições de incerteza, as ferramentas existentes para a análise de risco, a simulação e a análise estatística.

O terceiro capítulo trata do projeto do ambiente para análise e comparação de alternativas tecnológicas que foi elaborado, mostrando seus conceitos e as funcionalidades da ferramenta desenvolvida. Neste capítulo os módulos da ferramenta são apresentados e comentados superficialmente.

No quarto capítulo é mostrada a aplicação da ferramenta no processo de tomada de decisão, através de um estudo de caso, utilizando os módulos E&P-Risk e CCCI da ferramenta. Neste capítulo são mostrados os resultados fornecidos pela ferramenta e como estes resultados são utilizados para a análise de riscos, para a tomada de decisão e para a previsão de tempo, custos e receitas.

As considerações finais, juntamente com as sugestões para novos trabalhos, estão dispostas no quinto capítulo.

Os Apêndices ilustram alguns dos recursos comentados durante o decorrer deste trabalho e contém os relatórios finais dos módulos da ferramenta desenvolvida.

2 REVISÃO DE LITERATURA

Nesta seção é feita uma contextualização da indústria do petróleo, posteriormente comenta-se sobre o processo produtivo do petróleo e sobre a completação de poços de petróleo. Também, são tratados os aspectos aleatórios envolvidos no problema, o mecanismo de avaliação de investimentos sobre condições de incerteza, as ferramentas estudadas e os conceitos da simulação e da análise estatística que foram utilizados para a construção da ferramenta proposta.

2.1 Contexto da Indústria do Petróleo

2.1.1 O Petróleo

O petróleo é uma substância oleosa, inflamável, menos densa que a água, com cheiro característico e de cor variando entre o negro e o castanho claro. A Frente Parlamentar do Petróleo e Gás (2002) cita que, embora objeto de muitas discussões no passado, hoje se tem como certa a sua origem orgânica, sendo uma combinação de moléculas de carbono e hidrogênio. Segundo Petrobras (2001), o petróleo é constituído por uma mistura de compostos químicos orgânicos (cadeias de hidrocarbonetos) cujas frações leves formam os gases e as frações pesadas, o óleo cru.

2.1.2 Sua Importância

Em meados do século XIX, a necessidade de combustível para iluminação levou ao desenvolvimento da indústria do petróleo, pois, naquela época, usavam-se velas de cera, lâmpadas de óleo de baleia e iluminação a gás ou carvão. As lâmpadas de

querosene, por seu baixo preço, abriram novas perspectivas substituindo, com grande margem de lucro, os materiais utilizados até então (PETROBRAS, 2001).

A partir de 1900, o crescimento do transporte motorizado fez com que a demanda crescesse muito rapidamente. Hoje em dia, o petróleo fornece uma grande parte da energia mundial utilizada no transporte e é a principal fonte de energia para muitas outras finalidades.

Nos últimos 50 anos, também se tornou fonte de milhares de produtos petroquímicos. O petróleo transformou o mundo, é motivo de guerras, fonte de poder, e se tornou um produto indispensável ao desenvolvimento das nações. É flagrante a importância do petróleo, sendo difícil determinar alguma coisa que não dependa direta ou indiretamente dele.

2.1.3 O Petróleo no Mundo

O petróleo, segundo Neiva (1993), é conhecido desde épocas remotas, tendo sido utilizado pelos nossos ancestrais para fins diversos. Era, então, conhecido por nomes como: betume, asfalto, alcatrão, lama, resina, azeite, nafta, óleo de rocha, bálsamo da terra, óleo da terra, óleo mineral, malta, entre outros.

Entretanto, até a metade do século passado ainda não havia a idéia da perfuração de poços de petróleo. Um americano chamado Edwin L. Drake perfurou e encontrou, em 27 de agosto de 1859, o líquido precioso. Segundo Petrobras (2001), o poço tinha apenas 21 metros de profundidade e produzia 2m^3 de óleo por dia. As primeiras perfurações foram feitas pelo processo de percussão onde, no interior de uma torre de madeira ficavam as ferramentas de perfuração que eram levantadas e abaixadas, graças à percussão de um martelo pesado, preso a um balancim, movido a vapor. Cinco anos

depois do feito do Cel. Drake já existiam 543 companhias entregues ao novo ramo de atividades.

Um marco importante na história do petróleo surge em 1900, quando o americano Anthony Lucas, utilizando o método rotativo de perfuração, encontrou óleo a uma profundidade de 354 metros. Deste momento em diante a perfuração rotativa se desenvolve e começa a substituir o método de percussão.

Segundo Petrobras (2001), nos anos 40, os Estados Unidos eram o principal produtor mundial e com o final da Segunda Guerra Mundial um novo quadro surge, inclusive na indústria petrolífera, com a afirmação de um novo pólo produtor no oriente, mesmo com os Estados Unidos ainda detendo a metade da produção mundial, e com o início das incursões no mar.

A década de 60 registra a abundância do produto e os baixos preços, fatos que estimulam o consumo desenfreado. Nesta década, o Oriente Médio se destaca na exploração do óleo e a União Soviética na produção do gás.

Os anos 70 foram marcados por brutais elevações de preços do petróleo que tornam economicamente viáveis grandes descobertas. Os Estados Unidos percebem que suas reservas encontram-se esgotadas e partem para o aprimoramento das técnicas de pesquisa. Essa década registra uma grande evolução, principalmente nas técnicas de localização de jazidas e recuperação de petróleo das jazidas já conhecidas.

Nos anos 80 e 90, esses avanços tecnológicos reduzem os custos de exploração e de produção. Em 1996, as reservas mundiais provadas⁵ eram 60% maiores que em 1980 e os custos médios de prospecção e de produção caíram cerca de 60% neste período.

⁵ Reservas Provadas são reservas que, com base na análise de dados geológicos e de engenharia, se estima recuperar comercialmente de reservatórios descobertos e avaliados, com

Segundo Brasil (2002a), as reservas provadas mundiais de petróleo mantiveram a marca de aproximadamente 1 trilhão de barris no ano 2001, registrando um crescimento de 0,3% em relação ao ano anterior. A Figura 1 ilustra esse comportamento.

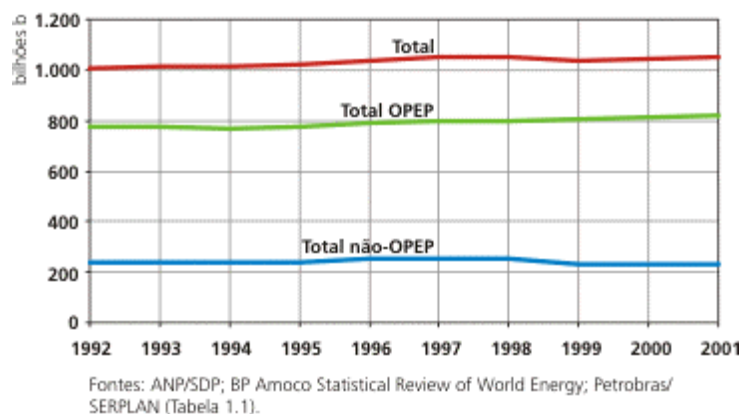
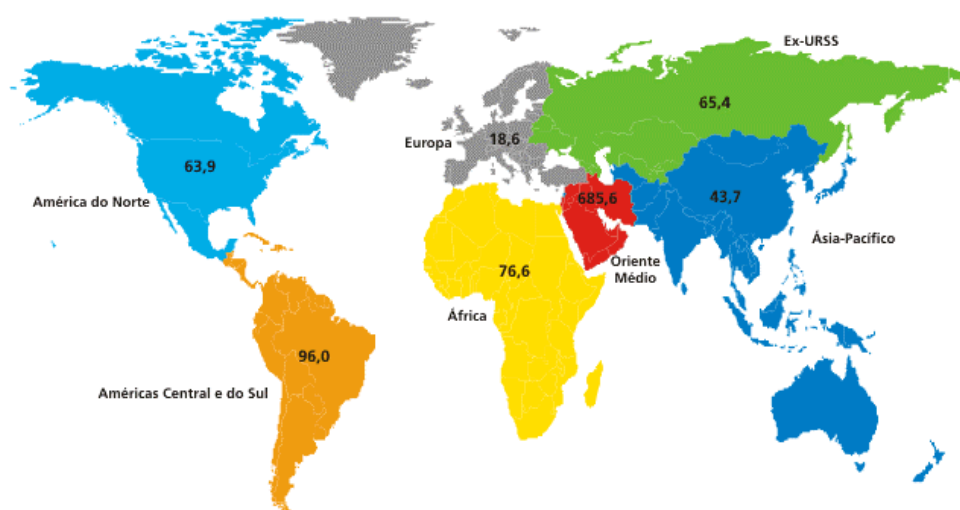


Figura 1 – Evolução das reservas provadas de petróleo.

O Brasil permaneceu com o mesmo volume de reservas registrado no ano 2000, as reservas provadas brasileiras, de 8,5 bilhões de barris, mantiveram-se novamente na 16ª posição mundial.

Apresenta-se, na Figura 2, a distribuição geográfica das reservas provadas mundiais de petróleo por grandes regiões geográficas.

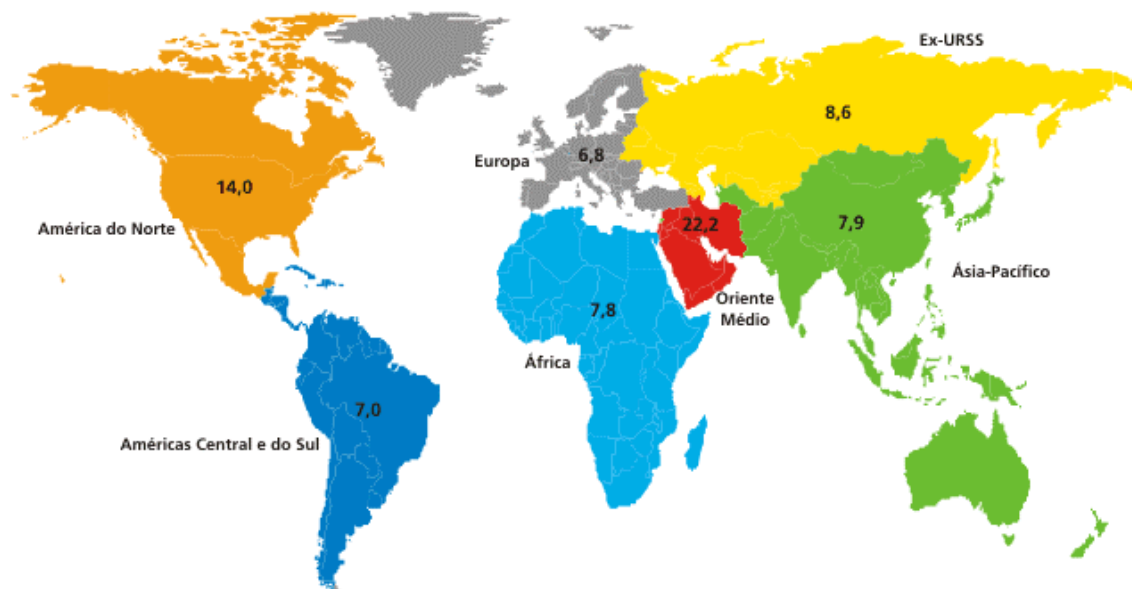
elevado grau de certeza, e cuja estimativa considere as condições econômicas vigentes, os métodos operacionais usualmente viáveis e os regulamentos instituídos pelas legislações petrolífera e tributária brasileiras (BRASIL, 2002b).



Fontes: ANP/SDP; BP Amoco (Tabela 1.1).
Nota: Para o Brasil, inclui condensado.

Figura 2 – Reservas provadas segundo a região geográfica.

A produção mundial pode ser vista na Figura 3 que mostra o poderio que a região do Oriente Médio exerce sobre os demais países pela superioridade dos seus números.



Fontes: ANP/SDP; BP Amoco (Tabela 1.2).
Nota: Inclui óleo de xisto, óleo de areias betuminosas e LGN, exceto para o Brasil. Para o Brasil, inclui condensado, óleo de xisto e LGN.

Figura 3 – Produção de petróleo segundo a região geográfica.

2.1.4 No Brasil

A história do petróleo no Brasil começa em 1858, quando o Marquês de Olinda assina o decreto nº 2266, concedendo a José de Barros Pimentel o direito de extrair mineral Betuminoso para fabricação de querosene, em terrenos situados na província da Bahia (PETROBRAS, 2001). As primeiras autorizações imperiais para a exploração do petróleo e carvão mineral no Brasil, num total de nove, foram concedidas entre 1871 e 1889, abrangendo as antigas províncias do Maranhão, Rio de Janeiro, São Paulo e Santa Catarina (NEIVA, 1993).

Ainda segundo a autora, a primeira exploração profunda, que ficou entre 410 a 480 metros, foi a de Bofete, no Estado de São Paulo, em 1892, de onde jorrou apenas água sulfurosa. Petrobras (2001) diz que em 1897, neste mesmo município de Bofete, Eugênio Ferreira Camargo perfurou um poço que chegou a 488 metros de profundidade e produziu 0,5 m³ de óleo.

Em 1938, inicia-se a perfuração do poço DNPM-163 em Lobato, na Bahia. Neste poço, em janeiro de 1939, após anos de pesquisa e da descoberta feita pelo engenheiro Manuel Ignácio Bastos, surgiu o petróleo. Oscar Cordeiro, através de uma torre e uma sonda rotativa, fez o petróleo brasileiro jorrar em abundância, surpreendendo a nação. O petróleo foi encontrado a 210 metros e, apesar de ter sido considerado antieconômico, os resultados foram de importância fundamental para o desenvolvimento das atividades petrolíferas no país.

Até 1939, aproximadamente 80 poços tinham sido perfurados, porém, o primeiro campo comercial foi descoberto somente em 1941 em Candeias (BA). De 1939 a 1954, foram descobertos nove campos petrolíferos na região do Recôncavo Baiano.

Para Petrobras (2001), a consolidação das pesquisas só veio em 1954, no governo Vargas, que instituiu o monopólio estatal do petróleo com a criação da Petrobras. Na década de 50 os marcos da Petrobras foram a descoberta dos campos de Tabuleiro (AL) e Taquipe (BA). Nos anos 60 foram os campos de Carmópolis (SE) e Miranga (BA), além da primeira descoberta no mar, o campo de Guaricema. O fato dos anos 70, quando os campos do Recôncavo Baiano entravam na maturidade, foi a descoberta do campo de Garoupa, na Bacia de Campos (RJ). Nessa mesma década também foi descoberto petróleo na plataforma continental do Rio Grande do Norte, campo de Ubarana. Os anos 80 tiveram três fatos marcantes: a constatação da existência de petróleo em Mossoró (RN), que viria a ser a segunda área produtora do país, as descobertas dos campos gigantes de Marlim e Albacora em águas profundas na Bacia de Campos (RJ), além das descobertas do Rio Urucu, no Amazonas. Nos anos 90 muitas outras descobertas como os campos gigantes de Roncador e Barracuda na Bacia de Campos (RJ).

A produção brasileira, segundo Petrobras (2001), cresceu de 750 m³/dia na época da criação da Petrobras para mais de 182.000 m³/dia no final dos anos 90. Atualmente, segundo informações da Petrobras 2003, a produção é de 1,6 milhões de barris/dia, com 8.813 poços ativos, sendo 996 marítimos, em 93 plataformas de produção. Segundo Brasil (2002a), as reservas provadas brasileiras, de 8,5 bilhões de barris, mantiveram-se novamente na 16^a posição mundial.

De acordo com Petrobras (2002), a empresa vem batendo sucessivos recordes de profundidade de lâmina d'água na exploração e produção de petróleo. Em 1999, a empresa bateu quatro recordes mundiais na perfuração de poços exploratórios em águas profundas, culminando com a perfuração de um poço exploratório em lâmina d'água de

2.777 metros, na Bacia de Campos. Em junho de 2000, a Petrobras bateu novo recorde mundial de produção em águas profundas, com o poço Roncador 8, que começou a produzir petróleo em lâmina d'água de 1.877 metros, também na Bacia de Campos.

Atualmente a Petrobras possui destaque no trabalho em águas profundas e ultraprofundas (mais de 1.000m) detendo, em julho de 2000, cerca de 62% dos poços localizados em águas ultraprofundas (UNICAMP, 2000). Ademais, suas reservas em águas ultraprofundas representam 75% das reservas totais. Consequentemente, é necessário desenvolver e estender tecnologia que permita a produção de óleo e gás, de modo lucrativo, nessas profundidades.

Conforme Brasil (2002a), no ano 2001, a dependência externa de petróleo e seus derivados foi de 19,3%. Dessa forma, o país manteve a tendência declinante de sua dependência externa. No período 1998-2000, quando o consumo aparente apresentou uma taxa média de crescimento de 3,5%, a queda resultou principalmente do crescimento da produção doméstica de petróleo. Veja a Figura 4 que ilustra esta dependência tanto do petróleo como de seus derivados.

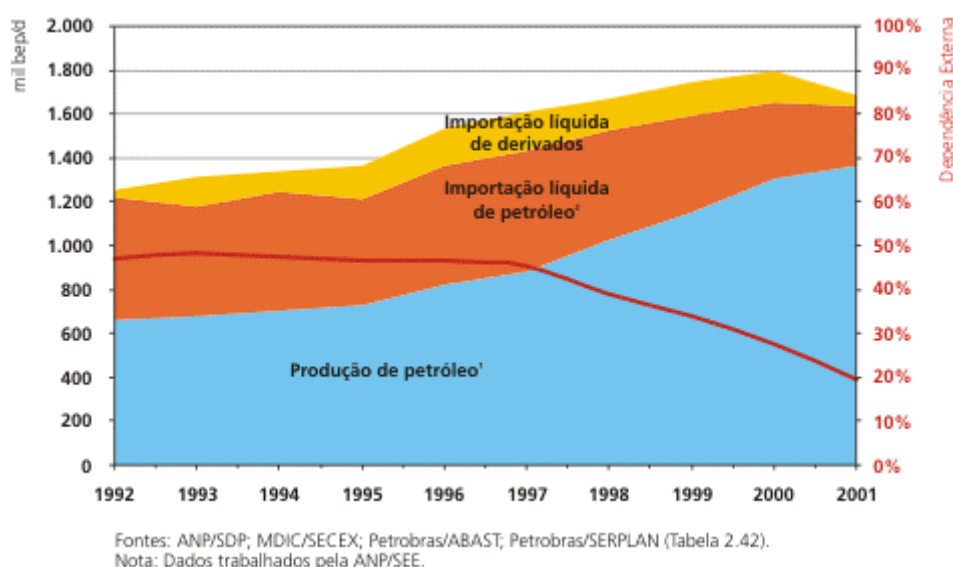


Figura 4 – Evolução da dependência Externa do Petróleo e seus Derivados.

2.2 O Processo Produtivo do Petróleo

2.2.1 Exploração

O ponto de partida na busca do petróleo é a exploração, fase na qual são realizados os estudos preliminares para a localização de uma jazida. Nesta fase são necessários um longo e dispendioso estudo e uma análise do solo e do subsolo, mediante aplicações de conhecimentos de Geologia e de Geofísica.

Durante muito tempo o petróleo foi estudado em locais onde ele se revelava através de manifestações superficiais. Atualmente cabe à geologia e à geofísica realizarem estudos na superfície e nas camadas do subsolo para encontrar formações que possam conter acumulação de petróleo. Durante a pesquisa, conforme Neiva (1993), a coexistência de: uma rocha geradora, uma rocha reservatório, estruturas aprisionadoras, rochas selantes, condições químicas e físicas favoráveis, matéria orgânica apropriada, entre outros, poderão indicar a ocorrência de uma jazida.

Os objetivos desta fase exploratória, segundo Petrobras (2001), são: localizar dentro de uma bacia sedimentar as situações geológicas propícias e verificar quais destas situações possuem mais chance de conter petróleo. Não se pode, no entanto, prever onde existe o petróleo, e sim os locais mais favoráveis para sua ocorrência. Esta fase fornece uma quantidade muito grande de informações técnicas, com um investimento relativamente pequeno quando comparado ao custo de perfuração de um poço.

No mar, segundo Neiva (1993), a exploração é bastante onerosa. A Petrobras, tanto no mar como na Amazônia, vem desenvolvendo pesquisas. Os métodos: sísmico tridimensional e a engenharia de exploração em águas profundas são exemplos disto. A

Petrobras, em 1992, recebeu da Offshore Technology Conference, OTC'92, um prêmio pelos avanços tecnológicos em águas profundas.

2.2.2 Perfuração

A perfuração é a segunda fase na busca do petróleo. Ela ocorre em locais previamente determinados pelas pesquisas Geológicas e Geofísicas. Para tanto, perfura-se um poço – o Poço Pioneiro⁶ – mediante o uso de uma sonda que é o equipamento utilizado para perfurar poços.

Esse trabalho em terra, também denominado *onshore*, é feito através de uma torre (Figura 5) que sustenta a coluna de perfuração, formada por vários tubos. Na ponta do primeiro tubo encontra-se a broca, que, triturando a rocha, abre o caminho das camadas subterrâneas. Os fragmentos da rocha são removidos continuamente através de um fluido de perfuração ou lama.

⁶ Poço Pioneiro ou *wildcat*, segundo NEIVA (1993), é o primeiro que surge numa área previamente delimitada, apontada graças aos estudos geológicos ou geofísicos, ou ambos.

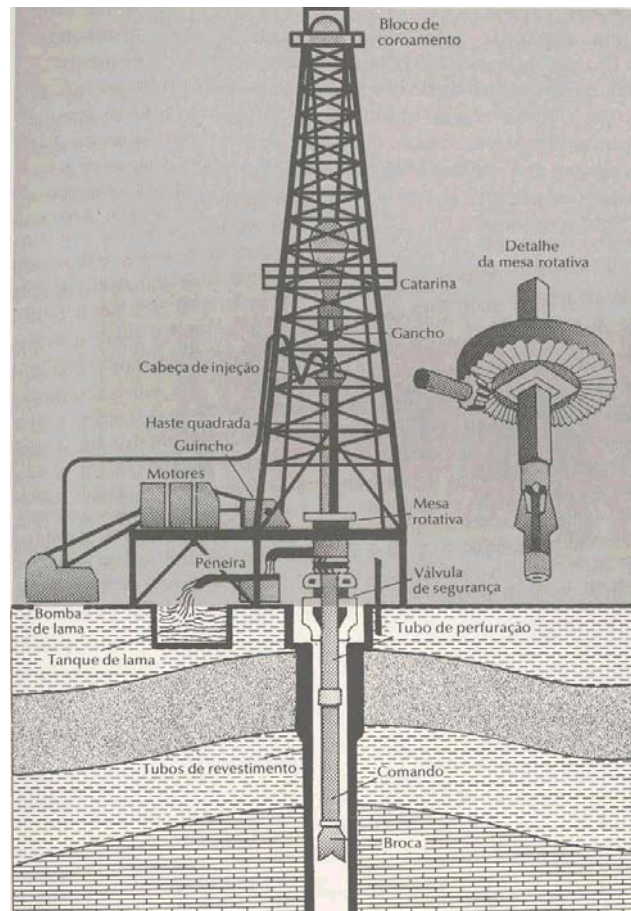


Figura 5 – Torre de Perfuração. (Fonte: Neiva, 1993)

Existem inúmeros sistemas dentro desta torre e inúmeras operações que fogem do foco desse trabalho, apenas serão citadas as principais operações realizadas durante a perfuração:

- **Alargamento:** aumentar o diâmetro de um poço perfurado;
- **Conexão, manobra e circulação:** quando é necessário adicionar mais um tubo à coluna de perfuração;
- **Movimentação da sonda:** quando se termina a perfuração e a sonda deve ser transportada para uma nova locação;
- **Perfilagem:** quando se descem ferramentas pelo poço com a intenção de medir algumas propriedades das formações;

- **Revestimento:** depois de perfurado um trecho do poço deve-se revestir suas paredes para protegê-las. Esta operação que já foi realizada com alvenaria, madeira e ferro fundido, hoje é feita com tubos de aço especial e constitui uma das parcelas mais expressivas do custo da perfuração de um poço;
- **Cimentação:** após revestido é necessário preencher o espaço que fica entre as paredes do poço perfurado e a coluna de revestimento.

No mar, ou *offshore*, as primeiras Unidades de Perfuração Marítima eram sondas terrestres montadas sobre uma estrutura para perfurar águas rasas. Porém, a necessidade de se perfurar em águas profundas fez surgir novas técnicas e equipamentos, cada um sendo desenvolvido para determinadas condições. Algumas variáveis que são analisadas para o emprego de uma ou de outra tecnologia são: a lâmina d'água, condições do mar, relevo do fundo do mar e disponibilidade de apoio logístico.

2.2.3 Perfilagem

Segundo Petrobras (2001), a Perfilagem ou “Avaliação de Formações” visa definir em termos qualitativos e quantitativos o potencial de uma jazida, isto é, sua capacidade produtiva e a valoração das suas reservas.

Comprovada a existência de petróleo, outros poços são perfurados para se avaliar a extensão da jazida. Essa avaliação é que vai determinar se é comercialmente viável, ou não, produzir o petróleo descoberto. Caso positivo, o número de poços perfurados forma um Campo de Petróleo.

2.2.4 Completação e Produção

Revelando-se comercial, começa a fase da completação e da produção naquele poço. É necessário deixar o poço, recém perfurado, em condições de operar, de forma

segura e econômica, durante toda a sua vida produtiva. Às operações destinadas a equipar este poço para a produção denomina-se completação. Deve-se buscar otimizar a vazão de produção e tornar a completação a mais permanente possível, ou seja, aquela que minimize a necessidade de intervenções futuras para a manutenção do poço (as chamadas operações de *workover*⁷). A completação tem reflexos em toda a vida produtiva de um poço e, segundo Petrobras (2001), envolve altos custos, em torno de 50 a 60% do investimento total, logo, torna-se essencial um planejamento criterioso das operações e uma análise econômica cuidadosa.

Nesta fase o óleo pode vir à superfície espontaneamente, durante um período inicial, impelido pela pressão interna dos gases. Quando, entretanto, a pressão fica reduzida, são empregados processos mecânicos de elevação artificial, como o Cavalo de Pau, equipamento usado para bombear o petróleo para a superfície, ou a injeção de fluidos (gás ou água) e o bombeamento centrífugo. A escolha do melhor método de elevação artificial depende de alguns fatores como: número de poços, diâmetro do revestimento, produção de areia, razão gás-líquido, vazão, profundidade do reservatório, viscosidade dos fluidos, etc.

A taxa de recuperação, segundo Petrobras (2001), em poços que operam com estes processos de recuperação ou elevação é, em média, de 30% do petróleo que está na rocha reservatório.

A fase de produção perdura enquanto o campo estiver produzindo. Quando a perfuração identifica um poço, são instalados os equipamentos de produção, que

⁷ *Workover* é uma intervenção no poço. São operações necessárias durante a vida produtiva de um poço, com o objetivo de manter a produção ou eventualmente melhorá-la. Essa intervenção pode ser com ou sem o uso da sonda e são classificadas como: avaliação, recompletação, restauração, limpeza, estimulação, mudança do método de elevação e abandono. (PETROBRAS, 2001).

compreendem válvulas de controle, linhas de superfície e estações coletoras, entre outros. Para os poços comercialmente produtores no mar são instaladas plataformas fixas ou flutuantes e sobre elas são montadas as facilidades de produção.

2.2.5 Processamento Primário, Transporte e Refino

Durante a vida produtiva de um campo ocorre a produção de óleo, gás e água, juntamente com impurezas. Como o interesse econômico é somente na produção dos hidrocarbonetos, um campo deve ser dotado de instalações onde: separa-se o óleo do gás e da água e impurezas, trata-se e condiciona-se os hidrocarbonetos para transportá-lo para a refinaria onde é feito o processamento propriamente dito.

2.3 A Completação

Conforme Silva Júnior e Ferreira (2002), a indústria do petróleo sempre esteve voltada para otimização econômica da produção e gerenciamento de seus reservatórios, buscando um mínimo de intervenções associadas a um mínimo de poços perfurados obtendo um ponto ótimo entre antecipação e maximização na recuperação de reservas.

Segundo Docherty [2002?] a demanda existente e a falta de novas e relevantes descobertas vêm exigindo um desenvolvimento das técnicas empregadas pela indústria pois é cada vez maior a tendência de explorar poços em regiões até então inexploráveis e melhorar a produção dos poços já explorados.

Importantes desenvolvimentos na perfuração e completção permitem hoje poços com as mais diversas e complexas geometrias, exigindo a adoção de novas tecnologias.

Uma delas, a tecnologia denominada completção inteligente, se propõe a diminuir a necessidade de intervenções nos poços e oferecer dados sobre o reservatório.

A monitoração ocasional de poços de petróleo, como é feita na completção convencional, interfere na produção, envolve pessoal e equipamentos específicos e, devido ao elevado custo não pode ser realizada constantemente. Como alternativa para a monitoração ocasional de poços, a completção inteligente oferece sensores que podem coletar dados continuamente, sendo utilizadas como base do modelo de reservatório e produção.

Segundo George (2001), esses poços “inteligentes” estão aqui e sua inteligência vem crescendo exponencialmente. Essa nova geração de poços inteligentes, incorpora a facilidade de se monitorar permanentemente, e em tempo real, algumas variáveis e atuar no poço, baseado nas medidas obtidas das zonas de produção. Conforme Silva Júnior e Ferreira (2002), estas características permitem que se aproveite melhor o potencial dos poços e viabilize sua produção. Para este monitoramento utilizam-se sensores baseados em fibra óptica que são leves, podem operar em altas temperaturas e pressões e são imunes à interferência eletromagnética. De maneira geral, são similares aos elétricos, só que o meio de transmissão é a luz, ao invés de eletricidade.

O foco dessa dissertação está justamente sobre a fase de completção de poços, por isso, nesse capítulo será comentado o porque da completção inteligente e suas características em relação à tecnologia de completção convencional. O intuito é mostrar a importância do desenvolvimento dessa nova tecnologia para a produção da indústria petrolífera.

2.3.1 Completação Convencional

A etapa de completação nada mais é que preparar o poço, depois do mesmo estar perfurado, para que este possa produzir com segurança durante seu ciclo de vida.

A completação convencional produz poços que não oferecem nenhum tipo de informação sobre o reservatório, e muito menos permitem algum controle sem que haja uma intervenção. Ela, até recentemente, utilizava procedimentos simples, essencialmente inserindo o tubo de produção dentro do poço. Por exemplo o controle de fluxo é feito por um equipamento de superfície (a árvore de natal), que trabalha abrindo ou fechando válvulas, e não altera em nada os fluxos que estão sendo gerados nas zonas de produção.

Nesses poços, segundo George (2001), óleo e gás são produzidos até que a pressão do reservatório decline ou alguma coisa aconteça que evite que o poço continue produzindo. Então, pode-se descer equipamentos pela tubulação para medir a pressão e o fluxo nas zonas produtoras e medir a pressão na superfície, tudo isso para tentar detectar a causa do declínio da produção. Após esta intervenção é que se decide por uma correção ou pelo abandono do poço.

2.3.2 Completação Inteligente

Os poços que utilizam a completação convencional simplesmente não conseguem fazer frente no atual cenário de desenvolvimento: com elevada complexidade para produção, exigência de diminuição de custos e de preocupação ambiental (GEORGE, 2001). As necessidades atuais são desafios à capacidade técnica, entre elas as localizações remotas, fronteiriças, sub-aquáticas e profundas dos poços, as altas temperaturas e pressões dos poços e o fluxo de produção. É justamente nessas condições que a completação inteligente exhibe o seu melhor.

“Tecnologia de Poços Inteligentes – A chave para maximizar a recuperação das reservas ou mais uma dor de cabeça para os operadores?” essa é a pergunta feita por Drakeley e Douglas [200-] que ainda diz que, qualquer nova tecnologia encontra obstáculos em conquistar a aceitação da indústria, e isso não é diferente na indústria de petróleo e gás, largamente conhecida por sua completa aversão ao risco. Sem dúvida as primeiras previsões quanto à aceitação da tecnologia de completação inteligente provam que elas estavam significativamente supervalorizadas. Mesmo assim, o autor afirma que, desde sua primeira instalação, em 1996, foram estabelecidas por volta de 100 pelo mundo, com pelo menos alguma forma de controle do fluxo no reservatório.

A completação inteligente vem oferecer maneiras de se acompanhar as zonas produtoras de um poço, através das medições de algumas grandezas como pressão e fluxo. Um poço inteligente é construído sob duas premissas: observação em tempo real e controle em tempo real, sem a necessidade de intervenções. Essa tecnologia disponibiliza equipamentos especiais ao longo do tubo de produção que podem medir o fluxo, a pressão e a temperatura e ainda controlar, por exemplo, o fluxo através da atuação de válvulas que podem fechar ou abrir alguma zona de produção.

Strand [200-] diz que os potenciais benefícios da completação inteligente são:

- minimizar ou eliminar a necessidade de intervenções;
- acelerar a produção;
- incrementar/otimizar a taxa de recuperação do reservatório;
- oferecer dados da produção;
- oferecer dados de qualidade sobre o reservatório que permitam um melhor aproveitamento dos poços;

- melhorar a performance dos equipamentos com condições físicas mais favoráveis e melhor controladas.

Segundo Drakeley e Douglas [200-], a tecnologia para medição de temperatura e pressão no reservatório já existe desde os anos 80, dez anos depois o controle de fluxo surgiu, sendo possível para o operador de um poço abrir e fechar uma zona de fluxo, algo que antes só poderia ser feito por intervenção. Isto foi o suficiente para inspirar diversas companhias de petróleo a enxergar além dessas primeiras aplicações e visualizar os poços inteligentes. Com a inovação de algumas companhias – Baker-Hughes, Schlumberger, ABB, Roxar – medidas em tempo real e a possibilidade de controle de fluxo, sem necessidade de intervenção, começaram a trabalhar juntas no final dos anos 90. Em 1997 surgem os sistemas InCharge e InForce que tornam-se viáveis comercialmente em 1999. Em 2000, o sistema InCharge foi instalado no campo brasileiro de Roncador.

Com a atual tecnologia de poços inteligentes pode-se trabalhar com dados em tempo real das propriedades do reservatório e das condições de produção, permitindo um melhor planejamento e gerenciamento da reserva. Pode-se acelerar ou ajustar o nível de produção para acomodar variações na pressão, por exemplo. Segundo Drakeley e Douglas [200-] para aproveitar todos os benefícios da tecnologia – isto é, melhorar a taxa de recuperação, acelerar a produção, reduzir o número de poços construídos, reduzir a frequência e o custo das intervenções e reduzir os equipamentos de superfície – sistemas com funcionalidade maior que as atuais estão sendo estudados.

2.3.3 O Futuro

Conforme George (2001), esses componentes dos poços inteligentes são apenas o início do que, no final das contas será incorporado na verdadeira completação inteligente. O futuro verá a inclusão de medidas de mudanças dinâmicas das propriedades do reservatório, perto do reservatório e dezenas de metros distante, detecção de espécies químicas e medições e controle em tempo real dos poços e do campo unindo os poços inteligentes à sistemas especialistas e simuladores dos reservatórios. Docherty [2002?] comenta sobre características que, em breve, já poderão ser detectadas pelos sensores dos poços inteligentes como: monitoração de corrosão e detecção de areia.

Segundo Docherty [2002?] o futuro da Completção Inteligente pode ser melhor descrito como incerto. A razão econômica, segundo o autor, é clara, contudo a aplicação da tecnologia dependerá muito do preço do petróleo. A completção Inteligente, anunciada como uma tecnologia para futura economia de custos, precisará de uma indústria rentável para iniciar sua curva de crescimento, Ele diz ainda que, não estamos vivendo a era de ouro da completção inteligente e que a indústria está confiante que seja apenas uma questão de tempo.

2.4 Aspectos Aleatórios envolvidos

Como já foi citado anteriormente, as etapas de Perfuração e Completção podem representar até 60% do investimento do projeto de um poço, sendo muito importante garantir o mínimo risco durante a realização destas etapas.

Durante essas etapas, são realizadas várias operações de alargamento, conexão, perfilagem e revestimento, cada uma delas com um tempo para ser concluída. Tempo que, por ser probabilístico é expresso através de uma função de distribuição de probabilidade que descreve o seu comportamento.

Esses tempos, mesmo obtidos após a realização dessas atividades nas mais diferentes condições, por sua natureza aleatória, têm um componente de incerteza que deve ser tratado. Segundo Jacinto (2002), os limitados conhecimentos quanto às características da formação geológica na qual se está trabalhando, quanto às facilidades tecnológicas que estão sendo empregadas, quanto ao comportamento humano durante as atividades e o aparecimento de eventos indesejáveis, resultam em incertezas quanto ao período exato de tempo gasto para se concluir cada operação.

Para a realização de cada operação são deslocados equipamentos específicos e pessoal capacitado. Com certeza todas estas operações têm um custo associado e esse custo, por estar diretamente relacionado com o tempo de conclusão da operação, vai apresentar um comportamento aleatório. Logo, a fim de projetar o investimento necessário para a conclusão da perfuração e da completação, e poder analisar sua relação custo/benefício, é necessário diminuir ao máximo as possibilidades de erro, tratando estas incertezas.

Pode-se mostrar a importância do tratamento deste risco citando o exemplo da sonda. A sonda é um dos equipamentos utilizados e o seu aluguel diário pode chegar a cerca de US\$ 180.000,00 diários, ou seja, cada dia trabalhado fora da previsão custará em torno de US\$ 180.000,00.

Cada erro na previsão desses tempos acarreta mais custos para a empresa que realiza este serviço. As variações nos tempos de cada operação e, por consequência, no

tempo necessário para o início da produção do poço, retratam o risco ao qual a empresa está submetida. Este risco pode ser avaliado tanto em relação à quantidade de investimento necessário para a conclusão de um projeto de perfuração e completação, quanto em relação ao período projetado para o início da produção, que trará o devido retorno financeiro do projeto.

Além disso, ainda existem outros aspectos que trazem mais riscos para este ambiente: a necessidade de se trabalhar com previsões de algumas outras variáveis como:

- o preço de barril de petróleo em cada ano do horizonte de análise;
- o preço do aluguel diário da sonda em cada ano;
- as taxas de conversão do investimento a valor presente para permitir uma comparação financeira dos resultados de cada cenário e
- o custo fixo envolvido para a construção de cada poço.

Estas informações, mesmo sendo valores determinísticos fornecidos por bancos de dados operacionais mantidos pela empresa, adicionam mais um componente de risco ao ambiente. Veja uma situação, se uma guerra na região do Golfo Pérsico acontece e o preço do barril de petróleo aumenta, as previsões do preço do petróleo tornam-se totalmente equivocadas.

O conceito de uma curva de aprendizado (ou de desempenho de perfuração) também foi utilizado. Esta é uma ferramenta matemática utilizada para avaliar o desempenho de perfuração de poços em qualquer área onde uma seqüência de poços esteja sendo perfurada. Como a tarefa de perfurar é uma prática baseada na experiência, como uma outra qualquer, é razoável utilizar-se da teoria de curva de aprendizado para analisar o seu desempenho. O modelo da curva de aprendizado indica o nível

tecnológico em que a companhia se encontra e sua capacidade operacional para qualquer série de poços perfurados. Este modelo também pode mostrar o quanto seria economizado com um rápido aprendizado, melhor planejamento e utilização de melhores tecnologias. Durante a descrição da ferramenta desenvolvida, este conceito será mais detalhado.

Uma outra característica bastante interessante do problema, e que adiciona mais uma incerteza ao processo, é a possibilidade de definir uma probabilidade para o acontecimento de cada *workover* programado. Com isso, espelha-se de maneira mais fiel o comportamento do sistema real e os resultados apresentam maior precisão.

Levando-se em consideração que esta fase de perfuração e completação representa o maior investimento do projeto do poço pode-se avaliar o quão importante é lidar com esses riscos de maneira a obter uma previsão o mais próxima possível da realidade, diminuindo as incertezas de tempo e de recursos necessários para o projeto.

Dado o paradigma das águas profundas, futuros projetos de poços serão caracterizados pelo desafio deste tipo de localização, alta pressão e alta temperatura, além de dificuldades na geometria dos reservatórios e aumento do foco na eficiência dos custos. Estas condições implicarão no aumento da demanda pela análise de risco para melhorar as bases de decisão quanto às soluções técnicas e planejamento das operações.

2.5 Análise de Investimentos sob condição de Incerteza

A análise de risco e os processos para tomada de decisão surgiram em meados do século vinte, aproximadamente cinqüenta anos depois de algumas ferramentas estatísticas necessárias ao estudo serem formalizadas. Os processos que apresentam

incertezas e riscos associados são aqueles que têm seus dados de entrada baseados em previsões do comportamento histórico de uma variável.

A análise de investimentos sob condições de incerteza ou risco, segundo Walls (2000), apresentam diferenças. O autor comenta que quando se conhece a distribuição de probabilidade dos dados de entrada é possível uma análise sob condições de risco, porém, quando nada ou pouco se conhece desta distribuição, a análise acontece sob condições de incerteza. Esta condição de incerteza, após um estudo de sensibilidade ou de algum tipo de simulação que aponte a função de distribuição de probabilidade, pode transformar-se em condição de risco.

Nesse trabalho, os termos risco e incerteza foram tratados como sinônimos, pois são conhecidas as funções que representam o comportamento de todos os dados de entrada do problema. Estes dados são fornecidos pelos mais diversos setores da empresa, que mantêm estudos constantes para o seu acompanhamento. Esta tarefa é muito importante visto que, segundo Walls (2000), ao definir um tipo de distribuição errado ou parâmetros inadequados, pode-se estar gerando resultados totalmente inúteis.

Citando Jacinto (2002) “o primeiro significado para o termo risco é associado à possibilidade de perda”, mas Jorion (1997 apud JACINTO 2002) define teoricamente como uma dispersão dos resultados esperados devido a oscilações nas variáveis do modelo.

A análise do risco identifica as consequências indesejáveis de uma atividade, avalia se elas irão ocorrer e seu impacto para o projeto. O propósito da análise de risco é obter um suporte à decisão relativo ao risco aceitável. Walls (2000) considera uma premissa fundamental de que a decisão é baseada numa avaliação entre risco e retorno, sendo o retorno medido pelo seu valor esperado e o risco medido pela sua variância. O

autor cita ainda alguns tópicos para se compreender o problema da tomada de decisão na indústria de exploração petrolífera:

- Interconectar decisões de investimento;
- Identificar os objetivos da companhia;
- Determinar a condição geográfica ótima;
- Determinar a melhor relação Óleo/Gás;
- Identificar as oportunidades disponíveis;
- Melhorar a comunicação dos riscos;
- Determinar os mecanismos apropriados de exploração, aquisição, transporte e refino do petróleo;
- Formalizar técnicas de avaliação;
- Determinar critérios para os valores, custos, riscos e tempo;
- Avaliar a tolerância que a companhia exige aos riscos.

Cabe, nessa seção, lembrar que para a análise desses investimentos são avaliadas algumas variáveis de entrada que apresentam comportamento aleatório, tais como, os tempos para a conclusão de cada operação (expressas por funções de distribuição de probabilidade), bem como variáveis que são representadas por valores determinísticos. Como exemplo desse último tipo, pode-se citar o preço do barril de petróleo. Esse valor determinístico, que serve como um dado de entrada, também é resultado de previsões realizadas por setores específicos da empresa. Um dos setores, por exemplo, fornece uma previsão do preço do barril de petróleo em cada ano do projeto, um outro setor fornece a previsão do preço do aluguel da sonda para cada ano do projeto.

Todo esse ambiente de riscos, juntamente com o montante de investimento feito nas etapas de perfuração e completação, torna extremamente crítica a tarefa de análise de alternativas tecnológicas para a decisão da melhor solução.

Segundo Jacinto (2002), um correto tratamento dos riscos, que possibilite uma previsão mais realista, permite melhores negociações, mais segurança para os investidores e mais precisão do período de início da produção. Permite, também, simular ocorrências anormais, falhas e seus impactos no orçamento e no cronograma do projeto.

2.6 Ferramentas Analisadas

Durante as pesquisas realizadas para essa dissertação foram analisadas algumas ferramentas genéricas para o procedimento de tomada de decisão em ambientes caracterizados pela presença de incerteza.

As ferramentas analisadas são o Crystal Ball 2000, da Decisioneering, e o @Risk, da Palisade Corporation. Estes dois aplicativos oferecem ambientes que, instalados, utilizam o software Microsoft Excel como base para o seu funcionamento.

O Crystal Ball se define como um sofisticado programa de assistência para previsão e análise de risco para usuários de planilhas de dados. Promete que seus usuários poderão responder às perguntas que surgem no processo de tomada de decisão como "Quais são os riscos do projeto?" ou "Como é possível aumentar os lucros?" e diz que não será mais necessário tomar decisões como essa "no escuro". A Figura 6 mostra um exemplo de aplicação no Crystal Ball.

O @RISK também estende as capacidades analíticas das planilhas de dados como o Microsoft Excel for Windows, incluindo recursos de análise de risco e simulação. Essa ferramenta oferece técnicas para se analisar uma planilha em relação ao risco, identificando a faixa de possíveis resultados que você pode esperar e sua probabilidade de ocorrência. A Figura 7 mostra um exemplo de aplicação no @Risk.

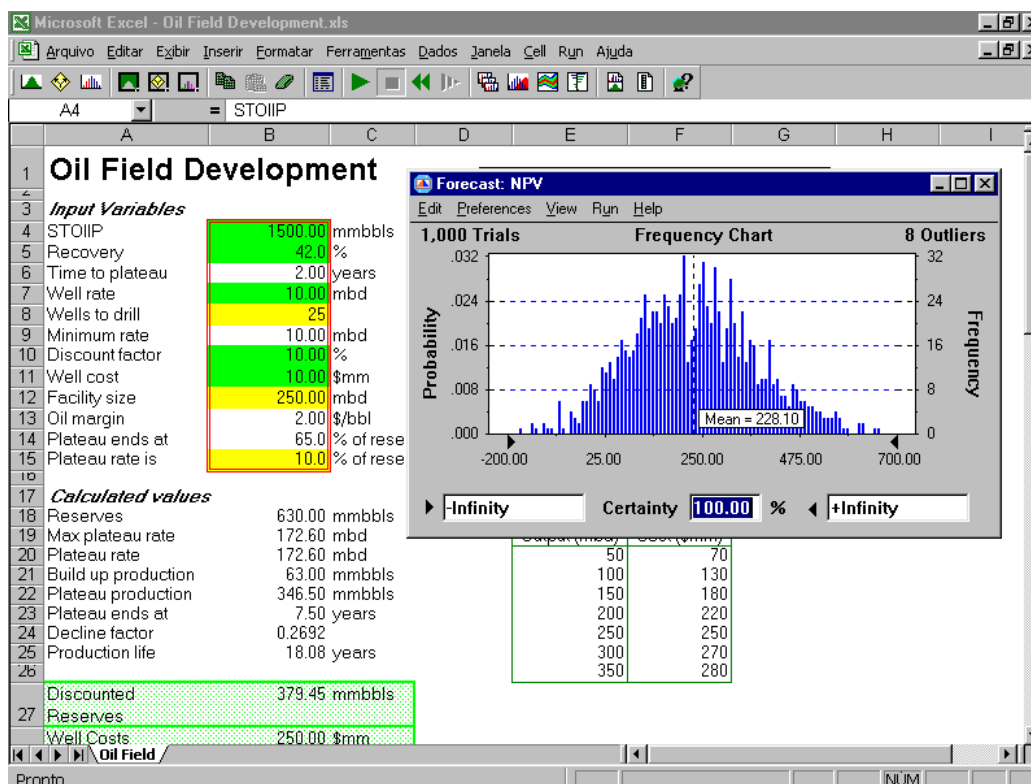


Figura 6 – Tela de um exemplo do Crystal Ball.

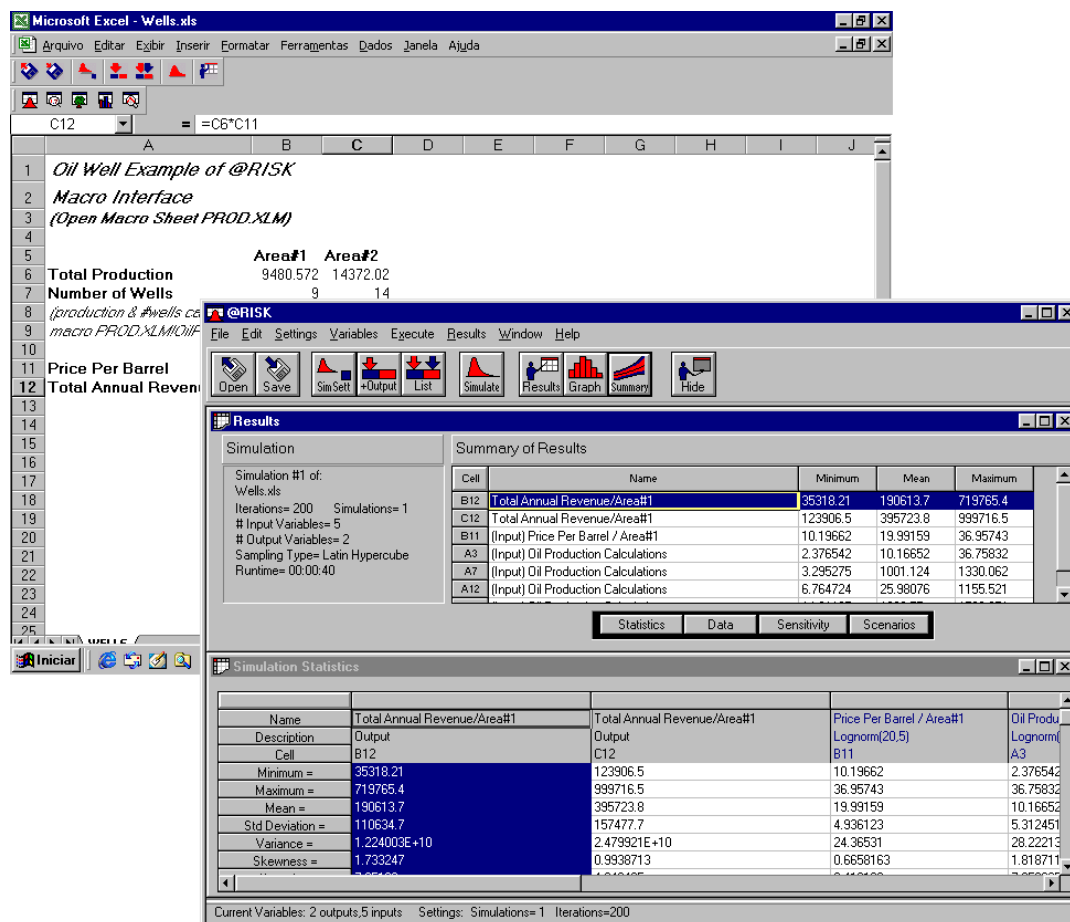


Figura 7 – Tela de um exemplo do @Risk.

As duas ferramentas são planilhas de dados modificadas que oferecem recursos para a criação de modelos e permitem a utilização de variáveis aleatórias para análise de risco. Porém, apesar das duas apresentarem exemplos de aplicações em poços de exploração, ambas são ferramentas genéricas, ou seja, não foram projetadas para o uso específico que se pretende.

A Petrobras, através dos técnicos que estão trabalhando nessa área de análise de risco nas etapas de perfuração e completação, compreende que nenhuma delas atende completamente às suas necessidades e optou pelo desenvolvimento de uma ferramenta que se adaptasse especificamente ao seu problema de comparação entre as alternativas tecnológicas de completação de poços.

O uso de ferramentas genéricas pode trazer alguns problemas como:

- ser mais complexa do que o problema específico exige, fazendo com que se perca algum tempo “procurando” por dados que são de interesse para o problema, tirando o foco do problema;
- por ser mais complexa para o usuário final, exige gastos com treinamento e tempo para se alterar um cenário e realizar uma nova simulação;

O desenvolvimento de uma ferramenta, especificamente projetada para o seu problema, traz alguns benefícios, entre eles:

- a possibilidade de criar a interface de acordo com as preferências dos técnicos, agilizando seu contato com o software e tornando mais intuitiva qualquer alteração no modelo;
- criar os modelos de acordo com as políticas da empresa, implementando fórmulas próprias de cálculo;
- montar relatórios e gráficos de acordo com padrões da empresa, permitindo aos diversos níveis da empresa um contato mais direto com os resultados da ferramenta;
- escolher um ambiente de funcionamento para o software e
- poder trabalhar com a hipótese de integrá-lo com outros produtos que já sejam utilizados pela empresa ou até mesmo com futuros módulos.

O desenvolvimento de uma ferramenta própria, aproveitando o exemplo citado anteriormente, da guerra e do aumento do preço do barril, permite modelar estas alterações e avaliar seu impacto no resultado financeiro do projeto. O Capítulo 4 mostra a aplicação do software desenvolvido.

2.7 Simulação

A simulação é a reprodução ou representação do funcionamento de um processo, fenômeno ou sistema relativamente complexo, por meio de outro, podendo ser utilizado para fins científicos de observação, análise e predição.

Segundo Freitas Filho (2000), a simulação consiste na utilização de determinadas técnicas matemáticas que permitem imitar o funcionamento de, praticamente, qualquer tipo de operação ou processo do mundo real.

A simulação tem sido, cada vez mais, aceita e empregada como uma ferramenta técnica que permite que os analistas dos mais diversos segmentos encaminhem soluções aos problemas com os quais lidam diariamente. O crescimento do seu uso deve-se, sobretudo, à atual facilidade de uso e à sofisticação dos ambientes de desenvolvimento de modelos computacionais.

A simulação permite realizar estudos sobre o sistema sem que o sistema sofra qualquer perturbação, e mais ainda, a simulação permite que tais estudos sejam realizados sob sistemas que ainda não existem. Conforme Freitas Filho (2002), um estudo simulado pode economizar tempo e recursos financeiros, trazendo ganhos de produtividade e qualidade. O autor ainda comenta que seus custos são, em geral, insignificantes se comparados aos seus benefícios.

Algumas vantagens de se utilizar a simulação como uma ferramenta de análise, listadas por Freitas Filho (2002) são relacionadas a seguir:

- Uma vez criado, o modelo pode ser utilizado inúmeras vezes para avaliar projetos e políticas propostas;

- Uma metodologia de análise utilizada pela simulação permite a avaliação de um sistema proposto, mesmo que os dados de entrada estejam, ainda, na forma de rascunhos;
- A simulação é, geralmente, mais fácil de aplicar que métodos estatísticos;
- Uma vez que os modelos de simulação podem ser quase tão detalhados quanto o sistema real, pode-se avaliar – sem perturbar o sistema real – novas políticas, procedimentos operacionais, regras de decisão, etc.;
- Hipóteses sobre como ou por que certos fenômenos acontecem podem ser testadas para confirmação;
- Pode-se compreender melhor quais variáveis são mais importantes em relação à performance;
- Um estudo de simulação costuma mostrar como realmente o sistema opera e pode facilitar a identificação de “gargalos”;
- É uma ferramenta especial para explorar questões do tipo “O que aconteceria se ...?”.

Entre as suas desvantagens, o autor cita:

- A construção de modelos requer treinamento especial;
- Os resultados da simulação são, muitas vezes, de difícil interpretação;
- A modelagem e a experimentação associados a modelos de simulação consomem muitos recursos, principalmente tempo.

Nessa dissertação a simulação foi empregada para a predição de valores de tempo, custos e lucro sendo utilizado o software Arena 6.0 para a criação do modelo computacional para as simulações. O Arena, produto da RockWell Software, é um ambiente largamente aceito e utilizado nos ambientes acadêmicos e industriais.

O Arena, que está mostrado por uma tela de um dos seus exemplos na Figura 8, é um ambiente que facilita a tarefa de criação e refino de modelos, de simulação desses modelos e de análise dos resultados. Sua operação é totalmente baseada em conceito de interface gráfica, altamente intuitiva e produtiva e ainda permite que, ao modelo, sejam integrados recursos de animação que facilitam a visualização do sistema que está sendo modelado.

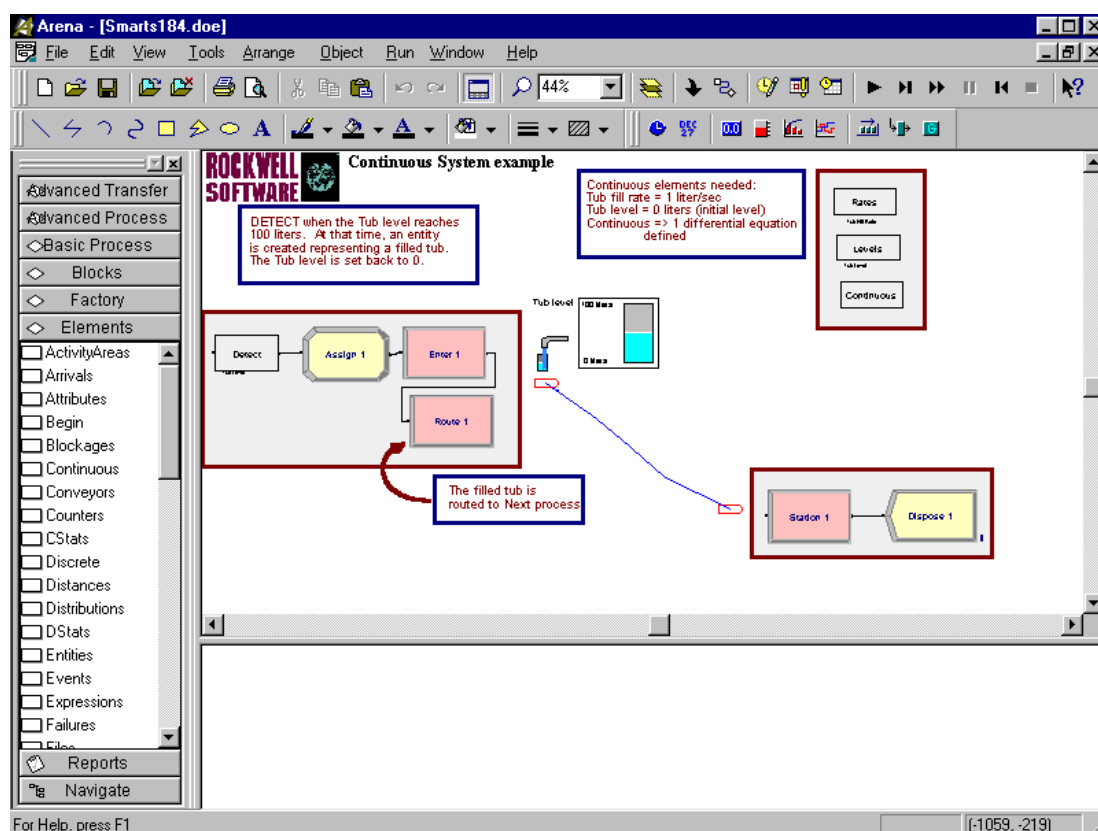


Figura 8 – Tela de um exemplo do Software Arena.

Os modelos projetados para essa dissertação serão tratados, com todos os detalhes, nos próximos capítulos.

2.8 Análise Estatística

Não é objetivo da dissertação detalhar a teoria envolvida na probabilidade e na análise estatística de processos, porém, para uma melhor compreensão dos termos empregados no capítulo que vai tratar sobre a ferramenta desenvolvida, cabe uma breve seção de definições de conceitos utilizados. De forma alguma o objetivo aqui será ensinar e muito menos demonstrar, o intuito é mostrar o que foi usado na ferramenta.

Os tempos para a conclusão de cada operação das etapas de perfuração e completação são expressos por variáveis aleatórias com certas funções de distribuição de probabilidade, que representam o seu comportamento não-determinístico. Os valores, informados por bancos de dados operacionais da empresa, são resultado de um constante acompanhamento do comportamento dos tempos nas mais diversas condições geológicas. As funções de distribuição são a descrição resumida do comportamento do tempo necessário para a conclusão de cada operação.

A probabilidade, que é a mensuração da chance de ocorrência de fenômenos aleatórios e mostra como poderão ocorrer os fatos, está diretamente citada na ferramenta. Por exemplo, cada *workover* dentro do sistema tem uma determinada probabilidade de ocorrer. Logo, seus custos devem ser somados, ou não, aos custos finais do projeto, de acordo com a probabilidade que lhe for atribuída.

O Teorema do Limite Central serve como importante base teórica para a estatística e para os conceitos usados na ferramenta desenvolvida, pois os dados de entrada são de diversos tipos de distribuições. O teorema garante que “à medida que o número de observações em cada amostra torna-se suficientemente grande, a distribuição de amostragem da média aritmética pode ser aproximada pela distribuição Normal. Isto é verdadeiro, independentemente do formato da distribuição dos valores individuais da

população”. Este teorema, segundo Levine et al (2000), é de importância crucial na utilização da inferência estatística para se tirarem conclusões sobre uma população, pois permite fazê-las sem conhecer o formato específico da distribuição da população.

Para Stevenson (1981), mesmo se a distribuição não for normal, a distribuição das médias amostrais será aproximadamente normal desde que a amostra seja grande, permitindo que se faça inferência⁸ sobre dados amostrais sem conhecer a distribuição da “população”.

O simulador apresenta como resposta histogramas, dados tabelados da contribuição de cada operação e percentis; tudo isso com a intenção de fornecer, além de um valor final do tempo previsto, o comportamento dos valores simulados e um intervalo de confiança que pode ser utilizado para avaliar o risco.

O histograma descreve graficamente o comportamento das observações da variável em análise. No caso da ferramenta desenvolvida são plotados dois histogramas. Um para o tempo total para a conclusão de um poço e outro para o seu custo total.

Uma das maneiras de se fazer uma avaliação do risco é a avaliação de medidas de posição e dispersão das amostras da variável que está sendo estudada. A média e os percentis são medidas de posição e o desvio padrão é uma medida de dispersão. Essas medidas, segundo Fonseca e Martins (1982), permitem representar, de forma resumida, os dados observados.

Os percentis indicam a posição relativa de uma observação em relação às outras e descrevem os dados obtidos através de uma idéia de sua distribuição. Os percentis mais utilizados pelos técnicos são: P10, P50 e P90. Por exemplo, o P10 (também conhecido

⁸ Inferência, segundo Stevenson (1981), é a atividade de analisar e interpretar dados amostrais e efetuar mensurações sobre uma parcela pequena, mas típica, da “população”.

por primeiro decil) indica o valor que divide a amostra em duas partes, uma contendo 10% e outra contendo 90% das observações.

O desvio padrão, segundo Fonseca e Martins (1982), é uma das medidas de dispersão. É a raiz quadrada da variância, a qual é a média aritmética dos quadrados dos desvios de cada observação em relação à média. O desvio padrão serve para verificar a representatividade das medidas de posição.

Porém, segundo Bussab (1987), estimadores pontuais não permitem julgar a possível magnitude do erro que se comete. Devem ser utilizados estimadores baseados na distribuição amostral do estimador pontual, por exemplo a média. Meyer (1983) diz que para dar mais significado ao parâmetro média pode-se representá-lo pelo intervalo de confiança. Um intervalo de confiança (IC) de 95%, por exemplo, informa que a média populacional em 95% das vezes estará contida nesse intervalo. Considere um intervalo construído da seguinte forma:

$$IC(\mu, 95\%) = \left[\left(\bar{x} - t_{97,5\%} \cdot \frac{s}{\sqrt{n}} \right), \left(\bar{x} + t_{97,5\%} \cdot \frac{s}{\sqrt{n}} \right) \right]$$

onde:

n = tamanho da amostra

\bar{x} = média da amostra

s = desvio padrão

$t_{97,5\%}$ = valor tabelado da distribuição t de *Student*, para n-1 graus de liberdade.

Este intervalo pode ou não conter o parâmetro média, porém, pela teoria, com 95% de confiança pode-se afirmar que contenha a verdadeira média (BUSSAB, 1987).

Na ferramenta, para fazer os cálculos, além da simulação também foram utilizadas algumas álgebras entre as variáveis aleatórias. As álgebras feitas com tais variáveis são todas suportados pela teoria da probabilidade. Meyer (1983) prova a propriedade da

soma de variáveis aleatórias e da soma e do produto de uma constante c a uma variável aleatória X .

Segundo o autor, pode-se criar uma variável aleatória Y a partir da soma de uma constante c a uma variável aleatória X , ficando com o valor esperado (E) e a variância (Var) da distribuição definidos pelas seguintes fórmulas:

$$E(Y) = E(X) + c$$

$$Var(Y) = Var(X)$$

Pode-se criar uma variável aleatória Y , a partir da multiplicação de uma constante c a uma variável aleatória X , ficando com os seguintes valor esperado e variância:

$$E(Y) = c E(X)$$

$$Var(Y) = c^2 Var(X)$$

A criação de uma variável aleatória Y a partir da soma de duas variáveis aleatórias, A e B , segue a seguinte formulação:

$$E(Y) = E(A) + E(B)$$

$$Var(Y) = Var(A) + Var(B)$$

Esta última fórmula é válida para variáveis aleatórias, A e B , independentes.

3 AMBIENTE PARA ANÁLISE E COMPARAÇÃO DE ALTERNATIVAS TECNOLÓGICAS

Esta seção descreve o ambiente para análise e comparação de alternativas tecnológicas para as operações de perfuração e completção de poços de petróleo. Ao longo desta descrição são apresentados os módulos que constituem a ferramenta desenvolvida e as principais contribuições desta dissertação.

3.1 Introdução

O ambiente proposto se divide em dois módulos distintos e complementares. O primeiro módulo simula, com base nos tempos de conclusão das várias operações de um poço, um valor para a variável “tempo total de perfuração e completção de um poço”. Este módulo é denominado E&P-Risk. O segundo módulo é uma ferramenta mais complexa que incorpora aspectos de todos os poços de um campo exploratório. Esta ferramenta, chamada CCCI, permite analisar o tempo para a conclusão de cada poço e, também, os custos envolvidos, as receitas obtidas durante o ciclo produtivo do campo exploratório e o seu resultado financeiro, tornando possível comparar os resultados das tecnologias de completção convencional e inteligente. O CCCI utiliza como base para as simulações o modelo criado para o E&P-Risk.

3.2 O Módulo E&P-Risk

O módulo E&P-Risk permite simular o tempo total necessário para a perfuração e completação de um poço. Ele serve de apoio à tomada de decisão, pois permite a análise do risco existente na realização dessas tarefas.

Nesse módulo o usuário deve cadastrar os dados do poço a ser analisado. Para cada poço, as informações exigidas são: o seu nome, o nome da sonda que será utilizada para realizar as operações, o custo diário da sonda e as operações necessárias para a sua conclusão. Cada operação deve ter o tempo necessário para sua conclusão, que pode ser um valor determinístico ou uma função de distribuição de probabilidade do tipo NORMAL, EXPONENCIAL, etc.

Como cada operação tem um tempo, e esse tempo pode ser uma variável aleatória, um modelo de simulação foi criado no Arena e através dele o operador pode obter uma amostra de tempo de cada distribuição e o tempo total, que é a soma desses valores. O modelo permite simular n vezes esta coleta e, baseado nos n tempos totais obtidos, determinar com melhor precisão o tempo necessário para completar o poço.

Ao final da simulação, o operador pode visualizar um relatório onde é mostrado, em forma de gráficos e estatísticas, o comportamento do tempo necessário para a conclusão do poço.

De acordo com o Teorema do Limite Central (LEVINE et al, 2000), a distribuição da média de uma amostra obtida da soma de um conjunto de valores gerados por qualquer conjunto de funções de distribuição tende ao comportamento normal e pode ser expresso por $NORMAL(\mu, \sigma)$, onde μ é a média e σ o desvio padrão. Este conceito foi aplicado na idealização da ferramenta pois cada operação pode ter uma variável aleatória diferente para expressar o seu tempo. O tempo total, resultante de uma

simulação, é dado pela soma dos tempos das operações. Assim, ao se repetir o experimento, ou seja, replicar outras vezes a simulação, obtém-se um conjunto amostral de n valores do tempo total. A média da amostra, segundo o teorema, tende a uma normal.

Para verificar o comportamento do tempo necessário para concluir o projeto de um poço o analista conta com o relatório final, que é gerado após as n simulações do tempo total. Para verificar o comportamento do mesmo poço em outras condições, o analista pode alterar o poço existente ou copiá-lo, fazer as alterações e simular novamente. Os relatórios desses dois cenários são a base para a análise comparativa.

No relatório final são mostradas uma série de informações, que serão tratadas no capítulo 4, quando é feito um estudo de caso do módulo E&P-Risk.

3.2.1 Detalhamento do E&P-Risk

Este módulo foi desenvolvido no software Arena 6.0, com os recursos de programação da linguagem VBA⁹ e do banco de dados Microsoft Access. A linguagem de desenvolvimento VBA e o seu ambiente de desenvolvimento são um padrão, criado e licenciado pela Microsoft. O Microsoft Office incorpora essa linguagem e outros softwares, entre eles o Arena, vêm licenciando o seu uso. Com o suporte à VBA é possível, por exemplo, desenvolver funcionalidades para o Arena, utilizando recursos do Office, com a mesma linguagem de programação.

O modelo do simulador, desenvolvido no Arena, ilustrado na Figura 9, apresenta a seguinte funcionalidade:

- Consulta no banco de dados as operações do poço que está sendo simulado;

- Faz um laço de repetição entre todas as operações do poço, no módulo denominado “Decide 1”. Para cada passagem no laço, é obtida uma amostra para o tempo da operação;
- Ao final do laço existe um vetor onde cada posição tem um valor de tempo de uma operação. Pode-se calcular o tempo total pela soma do tempo de cada operação;
- Um segundo laço, no módulo “Decide 2”, é feito para replicar n vezes a simulação, sendo n o número de replicações selecionado pelo operador;
- No final dos dois laços, existe um vetor com x linhas e n colunas, onde x é o número de operações e n o número de replicações. Em cada linha estão as amostras do tempo da operação para todas as replicações;
- Podem ser calculados, nesse ponto, a média e o desvio padrão do tempo total das amostras obtidas. Com esses parâmetros fica definida a função normal de probabilidade;
- Através da linguagem VBA, dentro dos módulos denominados “VBA”, são feitas: a leitura no banco de dados, a atualização do histograma de exposição ao risco e os cálculos dos percentis, intervalo de confiança, etc.

⁹ VBA, Visual Basic for Application, é um ambiente de desenvolvimento padronizado, criado e licenciado pela Microsoft..

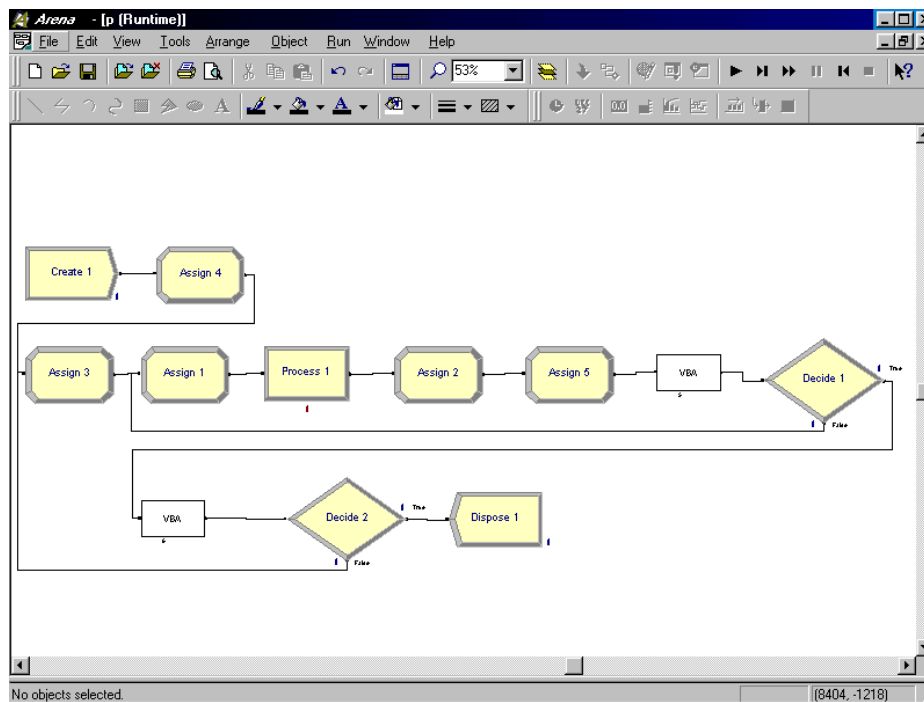


Figura 9 – Modelo do E&P-Risk desenvolvido no Arena 6.0.

O E&P-Risk apresenta, basicamente, três funções: uma de entrada de dados, uma de simulação e uma de apresentação de resultados e estatísticas.

A tela principal, mostrada na Figura 10, é a primeira tela de entrada de dados e apresenta uma lista dos poços já cadastrados, os dados do poço selecionado e uma tabela com suas operações. Ao selecionar um dos poços cadastrados são exibidos os seus dados e todas as operações cadastradas para ele.

Modo de Operação: Básico Avançado

Nome da Sonda: Sonda Teste

US\$: 180,000.00 /dia. BR

Poço: RJ513D

Operações:

Ordem	Operação	Expressão	Custo Fixo
1	Perfuração fase 1	TRIA(20 , 45 , 65)	4,950.00
2	operação - teste2	NORM(25.87 , 4.87)	1,400.00
3	operação - teste3	5	780.00

Operação

Inserir

Alterar

Excluir

Salvar Ordem

Copiar

Colar

Mover

Mover

Voltar Ajuda OK

Figura 10 – Tela principal do E&P-Risk, com os dados de um poço.

O cadastramento das operações é feito na tela ilustrada pela Figura 11. O tempo da operação aceita valores determinísticos e funções de distribuição de probabilidade. Nessa tela do cadastro das operações também pode-se observar o botão “Input Analyzer”. O Input Analyzer é uma ferramenta de análise de dados do ambiente Arena que permite, a partir de um conjunto de dados de entrada, realizar ajustes para se determinar uma função de distribuição de probabilidade. A integração do E&P-Risk com o Input Analyzer aumenta ainda mais a funcionalidade do software, sendo mais um diferencial em relação às planilhas genéricas que eram utilizadas para a análise dos dados. O capítulo 4 mostra um exemplo do uso do Input Analyzer para o ajuste de uma função a uma seqüência de dados.

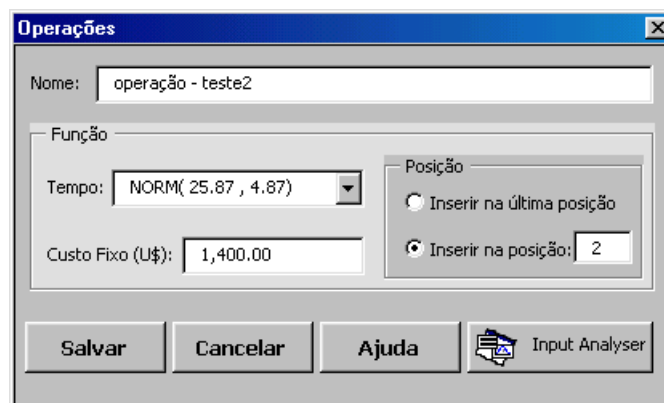


Figura 11 – Inserindo uma Operação para o Poço.

Uma vez que os usuários do ambiente podem possuir diferentes níveis de conhecimento, foram desenvolvidos dois modos de operação. Na tela principal do software, mostrada pela Figura 10, existe uma área denominada “Modo de Operação” onde pode ser selecionado o modo Básico ou o Avançado. Ao selecionar o modo básico o sistema deixa a operação ainda mais simples: a tela de configuração da simulação apresenta somente o nome do analista, a data e a hora do início das operações. A simulação, no modo básico, é feita com 1000 replicações, sem curva de aprendizado e sem o histograma parcial que mostra a evolução da curva do tempo.

No modo de operação avançado, a tela de configuração da simulação (Figura 12) permite que o analista configure o processo de simulação alterando os seguintes parâmetros:

- Nome do analista responsável pela simulação;
- Data e a hora do início das operações no poço;
- Número de vezes que o modelo é simulado antes da resposta final (“Número de Replicações”). O número de replicações determina uma maior ou menor qualidade do resultado final, uma vez que a precisão da variável

“tempo total de perfuração de um poço” aumenta na medida em que se aumenta o tamanho da amostra (número de replicações).

O analista pode, ainda, definir outros parâmetros para o processo, como:

- Configurar a aparência do histograma final, digitando um título e um subtítulo para os eixos x e y;
- Determinar que os resultados incluam reduções nos tempos das operações devido à admissão de uma função de curva de aprendizado;
- Selecionar que percentis devem ser informados no relatório final. Os valores padrão são 10, 50 e 90;
- Selecionar se quer, ou não, acompanhar a simulação através de um histograma que descreve o comportamento do tempo final. Em caso positivo, de quantas em quantas replicações ele será exibido, se o histograma será atualizado automaticamente e com que velocidade.

O conceito de uma curva de aprendizado foi incluído pela necessidade de se embutir no modelo uma característica de ajuste da curva de tempo ao número de vezes que já se perfurou um poço em condições semelhantes. Esta técnica permite modelar a adaptação, da empresa e dos técnicos, às tecnologias envolvidas. Esta curva é ajustada conforme a seguinte fórmula:

$$\text{Tempo} = C1.\exp^{(1-N) \times C2} + C3$$

onde:

- C1 indica o grau de preparação da organização para perfurar um determinado poço. É a diferença entre o tempo que foi obtido pela simulação e o tempo informado pela constante C3;

- N é a ordem em que este poço se encontra na perfuração de poços com as mesmas características. Quanto maior a ordem, maior será o impacto dessa curva no resultado final;
- C2 é a taxa de aprendizado para a operação em poços com as mesmas características. Deve ser um valor no intervalo aberto entre 0 e 1. Valores até 0,45 representam uma baixa velocidade, até 0,8 uma boa velocidade e acima de 0,8 uma excelente velocidade de aprendizado;
- C3 é o menor tempo de perfuração já registrado para um poço com as características do poço atual.

A janela de configuração da simulação, intitulada "Parâmetros da Simulação - Modo Avançado", apresenta os seguintes campos e controles:

- Nome do analista: Geraldo da Silva
- Início das operações: Data: 23/05/2003, Hora: 15:24:26
- Dados Gerais:**
 - Núm. de replicações: 1000
 - Curva de Aprendizado:
 - n: 1, c2: 0.55, c3: 0.00
- Histograma:**
 - Animação:
 - Atualização automática:
 - Exibir gráfico a cada: 100
 - Velocidade (1 a 10): 1
- Valores dos Percentis:**
 - Entre com os valores dos percentis que serão calculados: P.: 10, P.: 50, P.: 90
- Gráfico:**
 - Título: Observações por Classe
 - Eixo x: Tempo (h)
 - Eixo y: No. Observações

Na base da janela, há três botões: "Voltar", "Ajuda" e "Simular".

Figura 12 – Configuração da Simulação.

No capítulo 4, é analisado um estudo de caso de um projeto de perfuração de poço onde são mostrados casos simulados com e sem a curva de aprendizado para verificar as respostas obtidas em termos de tempo total de perfuração. Também são analisadas as respostas do tempo total para os diferentes valores de C2, N e C3.

Durante a execução da simulação, conforme sua configuração, o analista pode visualizar a animação do Histograma de Exposição ao Risco. Esse histograma descreve o comportamento do tempo total para a conclusão do projeto do poço. Quanto maior o número de replicações, de acordo com o teorema do limite central, mais a média do tempo total tende a uma Normal. Diz-se que o tempo total está convergindo para uma distribuição normal e esta convergência é explicada pelo Teorema do Limite Central. Como cada operação do poço tem uma função de distribuição de probabilidade diferente, se forem tomadas um número grande de amostras das médias das distribuições, o comportamento da média tenderá ao comportamento da distribuição Normal.

A tela que mostra o histograma também apresenta algumas outras informações como:

- Valor médio do tempo total das amostras;
- Desvio padrão da distribuição;
- Número de replicações do experimento;
- Número da replicação em que foi plotado o histograma.

Os resultados pós-simulação são apresentados sob a forma de algumas estatísticas, de uma tabela de dados e de gráficos. No capítulo 4 é feito um estudo de caso do uso do módulo E&P-Risk e são mostradas, em detalhes, as telas do relatório final, os histogramas, os resultados obtidos e sua importância na tarefa de análise de risco.

3.3 O CCCI

A criação dessa ferramenta é o objetivo a que se propõe este trabalho de pesquisa. Ela foi desenvolvida a partir do modelo do simulador desenvolvido para o E&P-Risk, ao qual foram incorporados novos recursos, que a tornam apta a realizar as tarefas para as quais foi idealizada.

A ferramenta auxilia o processo de tomada de decisão entre diferentes alternativas tecnológicas de completção de um campo de exploração de petróleo, que são a Convencional e a Inteligente. Sua principal função é disponibilizar informações sobre as fases de perfuração e completção dos poços do campo e permitir que um analista avalie, entre as duas alternativas tecnológicas, qual delas apresenta o melhor resultado. O nome CCCI vem da sua aplicação na comparação de alternativas de completção de poços, e significa: “Completção Convencional x Completção Inteligente”.

Assim como para a previsão do tempo necessário para a conclusão de um poço existem riscos, que são tratados pelo E&P-Risk, para a exploração de um campo eles também existem. Além do tempo do poço, outras variáveis devem ser analisadas e acrescentam mais incerteza ao processo de tomada de decisão.

Os dados de entrada para esse ambiente de análise são: os poços construídos nas diferentes alternativas tecnológicas, os *workovers*, as previsões de preço do barril, produção anual do poço, preço da sonda, etc. Os *workovers* são intervenções no poço, ou seja, um conjunto de operações necessárias para a manutenção e continuidade do processo de produção ao longo da vida útil do poço.

Uma das diferenças entre as duas alternativas tecnológicas analisadas é que a alternativa Inteligente de completção, por seus avanços tecnológicos, promete diminuir o número de intervenções necessárias durante o ciclo produtivo de um poço. Com essa

característica, mesmo com um custo maior de implantação, a tecnologia inteligente promete apresentar um melhor resultado financeiro, se comparada à completção convencional.

3.3.1 Entidades (Dados de Entrada)

É para comparar esses resultados e permitir a avaliação dos investimentos nesse ambiente de risco que foi implementada a ferramenta. A contribuição oferecida à indústria petrolífera com a sua criação é a possibilidade de avaliar e comparar os resultados de cada alternativa, num ambiente especificamente projetado para tal, que contém todos os recursos necessários para a realização dessa tarefa. A análise é feita sobre índices financeiros de custo, receita e lucro, que são expressos por variáveis aleatórias.

A Tabela 1 lista as entidades do sistema e apresenta uma breve descrição de cada uma delas. Cada **Projeto** tem um conjunto de **Poços** e de **Valores_Anuais**, cada **Poço** tem as suas operações e as informações dos poços nos anos.

Tabela 1 – Entidades do sistema CCCI

Entidade	Descrição
PROJETO	Dados do projeto do campo.
POCOS	Poços perfurados em cada campo.
VALORES_ANUAIS	Previsões de valores para cada ano do projeto do campo.
POCOS_ANOS	Previsões da produção de cada poço, nos anos do projeto.
OPERACOES	Operações do poço.

Os dados de entrada do sistema são listados nas tabelas subseqüentes. Cada tabela mostra os dados de uma entidade e uma descrição do seu conteúdo.

Tabela 2 – Atributos da entidade Projeto

Entidade: PROJETO	
Nome	Nome do campo.
Descrição	Uma descrição do campo ou do experimento.
Horizonte	Horizonte de análise do campo, quantos anos se prevê que ele permaneça produzindo.
Ano	Ano em que são iniciados os trabalhos.
Autor	Autor/Analista do projeto.

Tabela 3 – Atributos da entidade Poços

Entidade: POCOS	
Nome	Nome do poço.
Descrição	Uma descrição do projeto do poço.
Custo Fixo	Custo operacional para a sua implantação.
Ano	Ano em que será perfurado.
TempoMedia	A média do tempo necessário para sua perfuração, conforme função NORMAL(média , desvio).
TempoDesvio	O desvio padrão do tempo necessário para sua perfuração, conforme a NORMAL(média, desvio).
CI	Informa se é um poço perfurado conforme a tecnologia inteligente.
WO	Informa se é um <i>workover</i> .
Probabilidade	Caso seja um <i>workover</i> , qual a probabilidade de ser realmente realizado.

Os valores de média e desvio padrão do tempo são armazenados nos campos **TempoMedia** e **TempoDesvio**. Estes valores podem ser informados pelo analista, se ele já conhecer a distribuição Normal do tempo de construção do poço, ou obtidos da simulação das suas operações no E&P-Risk. Conforme o teorema do limite central, a distribuição das n observações da média do tempo do poço aproxima-se da Normal.

Esses dois campos (**TempoMedia** e **TempoDesvio**) representam a distribuição Normal do tempo total para a conclusão do poço, expresso pela função:

$$\text{NORMAL}(\text{TempoMedia}, \text{TempoDesvio})$$

O campo **Probabilidade**, da entidade Poços, ajuda a modelar as incertezas do ambiente de exploração de um campo petrolífero. O analista pode informar qual é a chance da intervenção realmente ser realizada. Este valor só é informado para os *workovers* e pode assumir valores entre 0 e 1.

Tabela 4 – Atributos da entidade Valores_Anuais

Entidade: VALORES_ANUAIS	
Ano	Ano, dentro do horizonte do projeto do campo.
PreçoBarril	Previsão do preço do barril de petróleo nesse ano.
PreçoSonda	Previsão do preço da sonda nesse ano.
TaxaDesconto	Previsão do índice que transporte todos os dados financeiros para um mesmo período.

A **Taxa de Desconto** é um índice utilizado para ‘transportar’ valores de cada ano do horizonte de análise para o valor presente e permitir compará-los como se fossem valores acumulados no período atual. Esse método de análise de investimento chamado Método do Valor Presente, conforme Casarotto Filho e Kopittke (1990), permite escolher pela alternativa que apresentar melhor valor presente.

O fornecimento dos índices para cada ano do projeto é tarefa de especialistas financeiros. A previsão de índices, o mais próximo possível da realidade, é essencial para o sucesso da comparação a valor presente visto que uma falha dessa previsão pode gerar resultados distantes da realidade e prejudicar o processo de tomada de decisão.

Tabela 5 – Atributos da entidade Pocos_Anos

Entidade: POCOS_ANOS	
Ano	Ano, dentro do horizonte do projeto do campo.
Poço	O identificador do poço.
Produção	Previsão da produção deste poço durante o ano. É a produção acumulada no ano.

Tabela 6 – Atributos da entidade Operações

Entidade: OPERACOES	
Poco	O identificador do poço.
Nome	Nome da operação.
Tempo	Expressão que modele o comportamento do tempo necessário para a conclusão desta operação.
Seqüência	A seqüência da execução desta operação dentro do projeto de implantação do poço.

As operações devem ser cadastradas para permitir simular o seu tempo. Porém, se o analista já conhece a distribuição Normal que expressa o tempo desse poço, pode informá-la diretamente no Poço, digitando a média e o desvio padrão do tempo total.

3.3.2 Cálculos e Simulações (Variáveis Resposta)

Como resposta, o sistema fornece algumas informações que possibilitam analisar o investimento feito nas duas diferentes alternativas tecnológicas e avaliar qual delas oferece o melhor resultado financeiro e o menor risco. As variáveis de resposta fornecidas ao analista, após todos os cálculos e simulações, são mostradas na Tabela 7.

As variáveis em **negrito** são aleatórias e seus comportamentos são expressos pelos parâmetros média e desvio padrão. Esses parâmetros descrevem a distribuição de probabilidades das variáveis, e permitem quantificar os riscos existentes nesse ambiente de análise de novas tecnologias em campos exploratórios.

Tabela 7 – Variáveis de resposta e sua descrição

Variável	Descrição
Custo Fixo	É a soma dos custos operacionais para a implantação dos poços.
Custo Variável	É o custo decorrente dos dias de uso da sonda.
Custo de Workover	É o custo das intervenções. O workover também apresenta um custo fixo e um custo variável (pois pode utilizar uma sonda) e o custo de workover é a soma dessas duas parcelas.
Lucro Cessante*	Expressa o montante que a empresa deixou de produzir durante a intervenção no poço.
Custo Total	É a soma das parcelas de custo.
Receita	É obtida pela multiplicação do volume produzido pelo preço do barril.
Lucro	É a diferença entre Receita e Custo Total.

* O Lucro Cessante, contabilizado como perda, é um dos componentes do custo total.

As variáveis de resposta são calculadas em duas etapas. Primeiramente, seguindo as regras de álgebras entre as variáveis aleatórias e constantes (MEYER, 1983), calcula-se o valor de cada uma delas para cada ano do projeto. Posteriormente, com a ajuda da simulação, são realizadas previsões dos seus valores finais, ou seja, considerando os valores de todos os anos do horizonte de análise é feita a simulação que gera uma previsão do valor para todo o horizonte de análise do projeto. A Figura 13 mostra um diagrama descrevendo a seqüência dos cálculos, por exemplo, para a completção convencional.

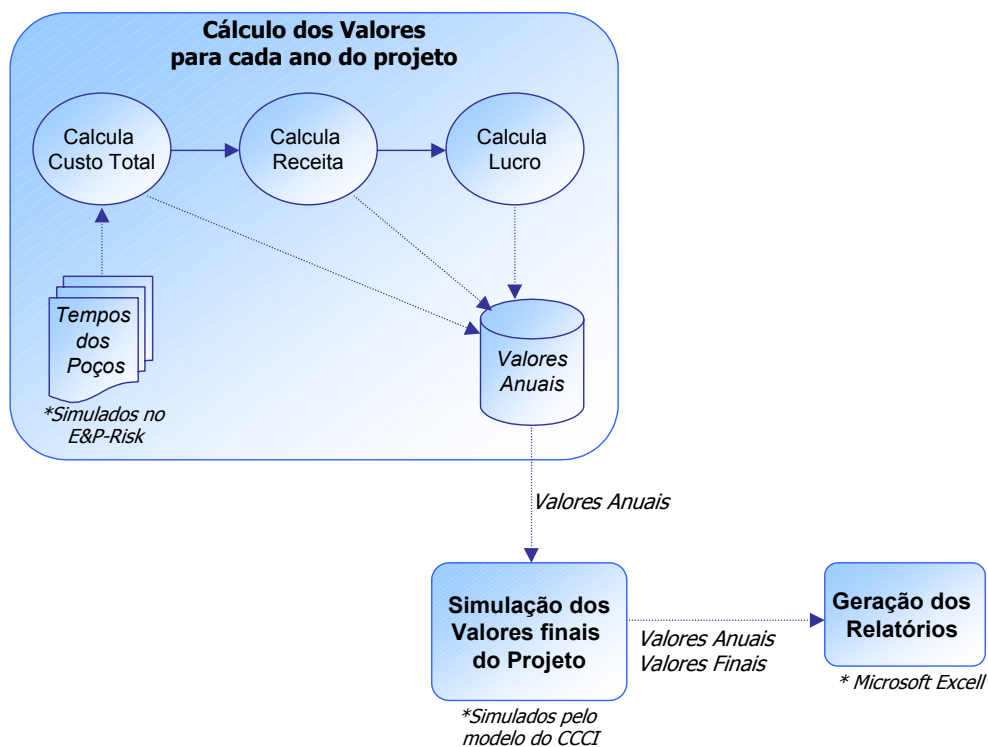


Figura 13 – Diagrama de Operação do CCCI.

As fórmulas utilizadas para os cálculos dos valores anuais estão indicadas a seguir e seguem as regras de álgebras entre distribuições aleatórias, comentadas na seção 2.8, que permite somar e multiplicar constantes à uma distribuição e ainda somar distribuições a partir do seu valor esperado e variância. Nas fórmulas aparecem os índices a , p , n , w e q , que correspondem a:

a : o ano que está sendo simulado;

p : os poços;

n : número de poços cadastrados;

w : os *workovers*;

q : número de *workovers* cadastrados.

- CUSTO FIXO - É a soma dos custos fixos de todos os poços onde o ano de perfuração é igual ao ano que está sendo calculado.

$$CustoFixo_a = \sum_{p=1}^n CustoFixo_{p,a}$$

- CUSTO VARIÁVEL - É a soma dos custos relativos ao tempo de uso da sonda, ou seja, o tempo gasto para cada poço multiplicado pelo preço da sonda. São considerados os poços onde o ano de perfuração é igual ao ano que está sendo calculado e o preço da sonda nesse ano.

$$CustoVariavel_a = \sum_{p=1}^n (Tempo_{p,a} \cdot PreçoSonda_a)$$

- CUSTO DE WORKOVERS - É a soma dos custos fixos e custos variáveis de todos os workovers onde o ano de perfuração é igual ao ano que está sendo calculado multiplicado pela probabilidade de ocorrência deste workover. O custo variável é a soma dos tempos de todos os workovers do ano multiplicados pelo preço da sonda no ano.

$$CustoWO_a = \sum_{w=1}^q (CustoFixoWO_{w,a} + CustoVariavelWO_{w,a}) \cdot Probab_{w,a}$$

$$CustoVariavelWO_{w,a} = TempoWO_{w,a} \cdot PreçoSonda_a$$

- LUCRO CESSANTE - É a soma do que se deixa de lucrar durante o tempo de *workover*. Calcula-se multiplicando o tempo de workover, a produção diária prevista para o poço, o preço do barril e a probabilidade.

$$LCessante_a = \sum_{w=1}^q TempoWO_{w,a} \cdot (ProdAnual_{p,a} / 360) \cdot PBarril_a \cdot Probab_{w,a}$$

- CUSTO TOTAL

$$CustoTotal_a = CustoFixo_a + CustoVariavel_a + LCessante_a + CustoWO_a$$

- RECEITA

$$Receita_a = ProdAnual_a \cdot PBarril_a$$

$$ProdAnual_a = \sum_{p=1}^n ProdAnual_{p,a}$$

- LUCRO

$$Lucro_a = Receita_a - Custo_a$$

Todos os cálculos são feitos para as duas alternativas de completção. Para os cálculos da completção convencional são considerados os poços cadastrados para a completção convencional e vice-versa.

A análise é realizada sobre os resultados financeiros e permite tomar a decisão, quanto à alternativa mais vantajosa, de maneira mais ágil e segura. Para facilitar o processo de tomada de decisão, todos os dados de resposta são centralizados num relatório final que contém:

- Uma planilha para cada alternativa tecnológica contendo os valores calculados para cada ano do horizonte de análise;
- Uma planilha comparativa dos valores finais de cada alternativa tecnológica;
- Gráficos comparativos do desempenho das tecnologias, facilitando a visualização das informações.

Os resultados são gerados pelo software CCCI em planilhas do Microsoft Excel e permitem documentar o resultado de cada experimento, compará-los posteriormente e até mesmo usá-los como dados de entradas de outros projetos de campos. O Microsoft

Excel ainda possibilita que o usuário crie seus próprios gráficos a partir dos dados exibidos.

3.3.3 Detalhamento do CCCI

O objetivo dessa seção é mostrar a ferramenta CCCI, o modelo criado para as simulações, a interface projetada e a funcionalidade do software.

O usuário do sistema é um analista capacitado para avaliar os riscos apontados pelos resultados do software e avaliar, dentro dos dados fornecidos, qual é a alternativa mais interessante na visão da empresa.

O Modelo

O modelo de simulação implementado para o E&P-Risk serve como base para o modelo deste software, porém foram inseridas algumas características. O E&P-Risk trabalha sobre o tempo total para a conclusão do poço. O CCCI, sobre esta previsão do tempo, calcula alguns índices financeiros para permitir a comparação das duas alternativas tecnológicas.

Diferente do simulador do E&P-Risk que trabalhava somente com a variável Tempo, aqui são cinco variáveis que devem ser simuladas no modelo: Custo Variável, Custo Workover, Lucro Cessante, Custo Total e Lucro. Para permitir que essas cinco variáveis sejam simuladas de uma única vez é que o modelo foi alterado, resultando em melhor desempenho da ferramenta.

O modelo do simulador, ilustrado na Figura 14, foi desenvolvido no software Arena 6.0 e apresenta a seguinte funcionalidade:

- Consulta no banco de dados os valores anuais previamente calculados. Cada variável tem uma média e desvio padrão, e o simulador considera a distribuição Normal(média, desvio);
- Aponta a variável que será simulada. A primeira é o CustoVariavel;
- Faz um laço de repetição para todos os anos do horizonte, no módulo denominado “Decide 1”. Para cada passagem no laço é obtida uma amostra da distribuição Normal da variável no ano;
- Ao final desse laço existe um vetor onde cada posição é uma amostra do valor da variável em um ano. Nesse ponto é calculado o valor total pela soma dos tempos dos anos;
- Um segundo laço de repetição, no módulo “Decide 2”, é feito para replicar n vezes a simulação, sendo n o número de replicações selecionado pelo operador;
- No final dos dois laços, existe um vetor com x linhas e n colunas, onde n é o número de replicações e x o número de anos. Neste vetor estão as amostras e é calculado o valor final do projeto pela média delas;
- Um terceiro laço, no módulo “Decide 3”, refaz toda a simulação para a próxima das cinco variáveis que podem ser simuladas. A segunda passagem por este laço simula o CustoVariavel, e assim por diante até a quinta variável, o Lucro;
- No final dos três laços, o banco de dados é alimentado com os valores finais das 5 variáveis;

- Através da linguagem VBA, dentro dos módulos denominados “VBA”, é feita a leitura no banco de dados, são realizados os cálculos e atualizadas as tabelas dos resultados.

Outra característica que foi implantada faz o modelo simular as duas alternativas, convencional e inteligente, sem a necessidade do usuário ter que simular duas vezes o projeto. Se o analista solicitar a simulação das duas alternativas o modelo é aberto, simula a completção convencional, salva todos os resultados, automaticamente faz toda a simulação para a completção inteligente, salva os resultados e fecha-se.

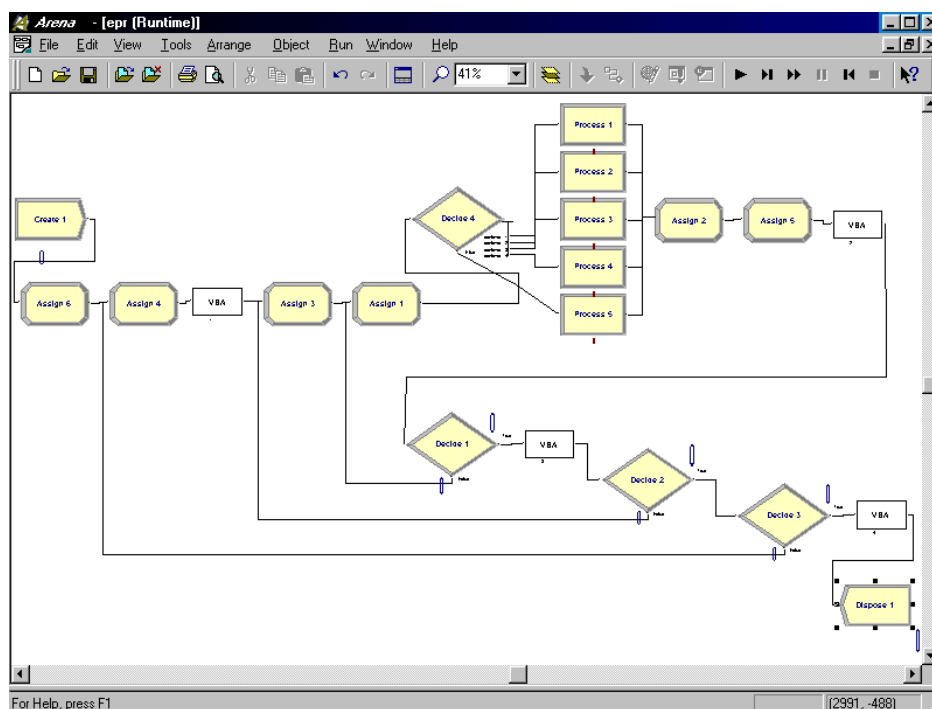


Figura 14 – Modelo do Simulador CCCI, criado no Arena.

O Software

A interface pretende seguir o conceito de um *cockpit* onde o objetivo é que o usuário tenha à mão todos os comandos de interesse em cada tela do sistema, tornando mais intuitivo o seu aprendizado e mais ágil a sua utilização. O projeto da interface é um dos requisitos para o software CCCI.

A proposta é uma interface clara, de fácil navegação e aprendizado. A tela do projeto do campo exploratório (Figura 15) apresenta a interface desenvolvida para as telas de cadastro do sistema. Na interface as opções estão dispostas em botões na tela para facilitar o operação por parte dos analistas. Na próxima seção, que detalha o software, a interface pode ser analisada e pode-se verificar sua simplicidade e intuitividade.

Na tela inicial do software o usuário do sistema pode Abrir um projeto existente ou criar um novo projeto. Ao optar pela criação de um novo projeto abre-se a tela, exibida na Figura 15, onde é cadastrado um projeto com os seus dados: nome, descrição, autor, ano inicial e horizonte.

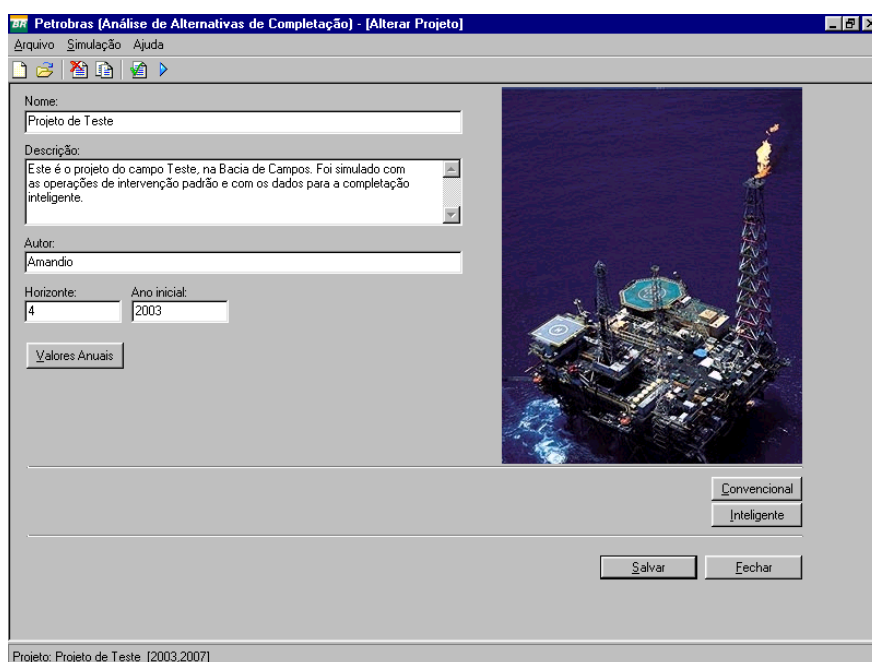
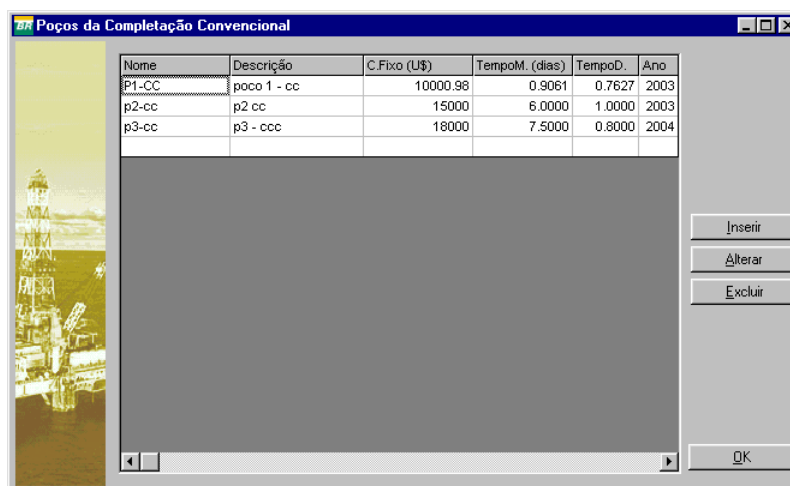


Figura 15 – Criando um novo projeto de campo.

Para cada ano do horizonte de análise, devem ser cadastrados os valores anuais do projeto. Esses valores são: o preço do barril de petróleo, o preço diário da sonda e a taxa de desconto a ser aplicada.

Depois de cadastrados os dados do projeto do campo o analista deve cadastrar os poços que serão perfurados em cada uma das alternativas de completção. Esse cadastro é acessado pelos botões Convencional e Inteligente. A Figura 16 mostra tela dos poços cadastrados para a completção Convencional.



Nome	Descrição	C.Fixo (U\$)	TempoM. (dias)	TempoD.	Ano
p1-cc	poco 1 - cc	10000.98	0.9061	0.7827	2003
p2-cc	p2 cc	15000	6.0000	1.0000	2003
p3-cc	p3 - ccc	18000	7.5000	0.8000	2004

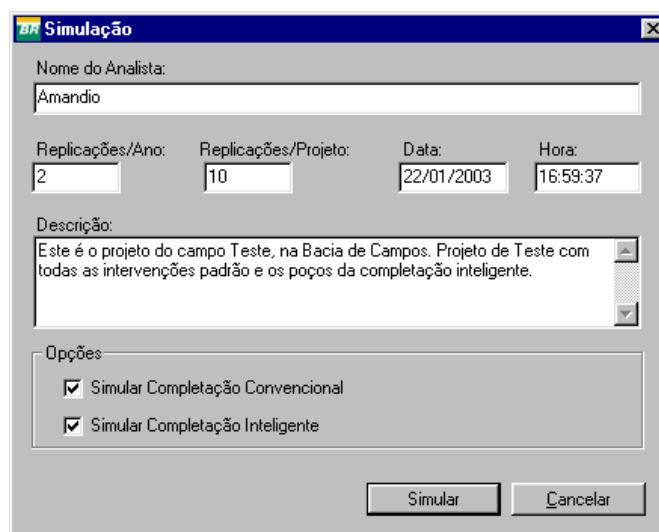
Figura 16 – Os poços cadastrados para o campo, na alternativa convencional.

Para cada poço cadastrado no projeto do campo exploratório deve-se cadastrar seu nome, descrição, custo fixo, ano de perfuração e o tempo para conclusão. O tempo pode ser obtido da simulação das suas operações, pelo E&P-Risk, ou digitado, se já forem conhecidos a média e desvio padrão da distribuição Normal.

Para calcular os valores anuais de custo e lucro é necessário que, para cada poço, seja feito o cadastro da projeção da produção anual e dos *workovers*, ou intervenções, que serão necessárias durante todos os anos do horizonte de análise do projeto. O cadastramento de um *workover* é semelhante ao cadastramento de um poço, com seu nome, descrição, custo fixo, ano e o tempo para de conclusão, que é uma das variáveis aleatórias que gera risco à tomada de decisão. Esse tempo também pode ser informado ou simulado no E&P-Risk a partir das operações cadastradas.

Depois de cadastrar todos os poços, para as duas alternativas de completção, o analista pode começar o processo de simulação do projeto. A opção Simular no menu Operações abre a tela da simulação (Figura 17) onde o analista pode optar por simular as duas alternativas de completção ao mesmo tempo ou apenas uma delas. Nesta mesma tela ele pode configurar a simulação, alterando:

- O nome do analista, a data e a hora da simulação do projeto;
- Uma descrição do cenário que está sendo simulado;
- O número de replicações usado para a simulação dos valores anuais. Quanto maior esse número, mais precisa é a previsão dos tempos de conclusão dos poços e dos *workovers*;
- O número de replicações usado para a simulação dos valores finais do projeto. Da mesma forma, o aumento deste número aumenta o número de observações. Com mais observações melhora-se a previsão da média e do desvio padrão dos valores finais. Obtendo um número maior de observações diminui-se os riscos pois trabalha-se com parâmetros mais precisos e um intervalo de confiança mais representativo;



Simulação

Nome do Analista:
Amandio

Replicações/Ano: 2 Replicações/Projeto: 10 Data: 22/01/2003 Hora: 16:59:37

Descrição:
Este é o projeto do campo Teste, na Bacia de Campos. Projeto de Teste com todas as intervenções padrão e os poços da completção inteligente.

Opções

Simular Completção Convencional
 Simular Completção Inteligente

Simular Cancelar

Figura 17 – A tela de configuração da Simulação.

Concluída a simulação, o analista pode consultar os relatórios finais. Existem dois relatórios disponíveis, o da simulação e o do projeto, ambos gerados no ambiente Microsoft Excel. Dentro do ambiente Microsoft Excel o analista pode desfrutar de todos os recursos disponíveis, como: salvar numa pasta específica, enviar por email, imprimir algumas cópias, exportar para outro formato de arquivo, etc.

O próximo capítulo mostra um estudo de caso utilizando o software e detalha, os relatórios do CCCI.

4 APLICAÇÃO DA FERRAMENTA NO PROCESSO DE TOMADA DE DECISÃO

Essa dissertação tem como objetivo disponibilizar uma ferramenta de auxílio a tomada de decisão, baseada em simulação e análise estatística. A aplicação é na análise da aleatoriedade do tempo de conclusão de um poço e a análise comparativa das duas alternativas tecnológicas – convencional e inteligente – de perfuração e completação de poços. Conforme Peak Well Management (2000), para muitos *decision-makers* (“tomadores” de decisão) a estimativa determinística de custos tradicional produziu resultados satisfatórios no passado. Entretanto, num ambiente de negócios em crescente competitividade, as decisões do projeto precisam ser tomadas sobre um conjunto maior de informações.

Peak Well Management (2000) diz que a construção do poço pode representar 60% dos custos do projeto e que é caracterizada por grande incerteza com respeito ao tempo e aos custos. Diz ainda que a ponderação do risco no planejamento das operações pode oferecer um completo entendimento dos riscos de tempo e custo espalhados no projeto de construção de um poço. O autor coloca que esta análise dos riscos representam uma mudança significativa e pode oferecer respostas para as questões do gerenciamento dos custos de projeto.

O primeiro objetivo da ferramenta desenvolvida é prever, com precisão, os tempos de conclusão dos poços e poder analisar os riscos decorrentes dessa previsão. Com a previsão dos tempos dos poços, podem ser analisados os dados de um campo exploratório, que é formado por um conjunto de poços.

Os dados analisados para o campo exploratório são: os custos, a receita e o lucro para cada alternativa tecnológica. Tais dados servem de base para a escolha da alternativa mais apropriada para cada condição de exploração.

Nesse capítulo são demonstrados os dois módulos do software, E&P-Risk e CCCI, fazendo um estudo de caso. Os dados usados nessa demonstração não são reais, a intenção é mostrar a capacidade do software, suas possibilidades e as respostas que oferece ao analista de risco.

4.1 Utilizando o E&P-Risk

Como já foi comentado no capítulo 3, o módulo E&P-Risk é um ambiente que permite simular o tempo total necessário para a perfuração e completação de um poço. Ele serve de apoio à tomada de decisão pois apresenta uma série de informações a respeito do comportamento da variável “tempo de conclusão do poço”, permitindo a avaliação do risco e sua redução. Com a redução do risco o grau de exposição às possíveis variabilidades também diminui e o projeto apresenta maior confiabilidade.

Para demonstrar o módulo E&P-Risk é criado um projeto de perfuração de um poço chamado **GRP_001A** no qual são executadas quatro operações.

Considere que a operação número quatro (chamada “**Operação 4**”) esteja sendo acompanhada por algum técnico e que este técnico tenha os registros do tempo dessa operação em diversos poços mas não tenha a função de distribuição que expressa o seu comportamento. Utilizando o software Input Analyzer, pode-se ajustar, ao conjunto de dados, uma função de distribuição. A Figura 18 mostra a tela do Input Analyzer com os dados alimentados e a distribuição ajustada. O Input Analyzer procura, entre as funções

que ele aceita, a que melhor se ajusta aos dados informados. A resposta foi a distribuição Normal(12.5 , 1.51).

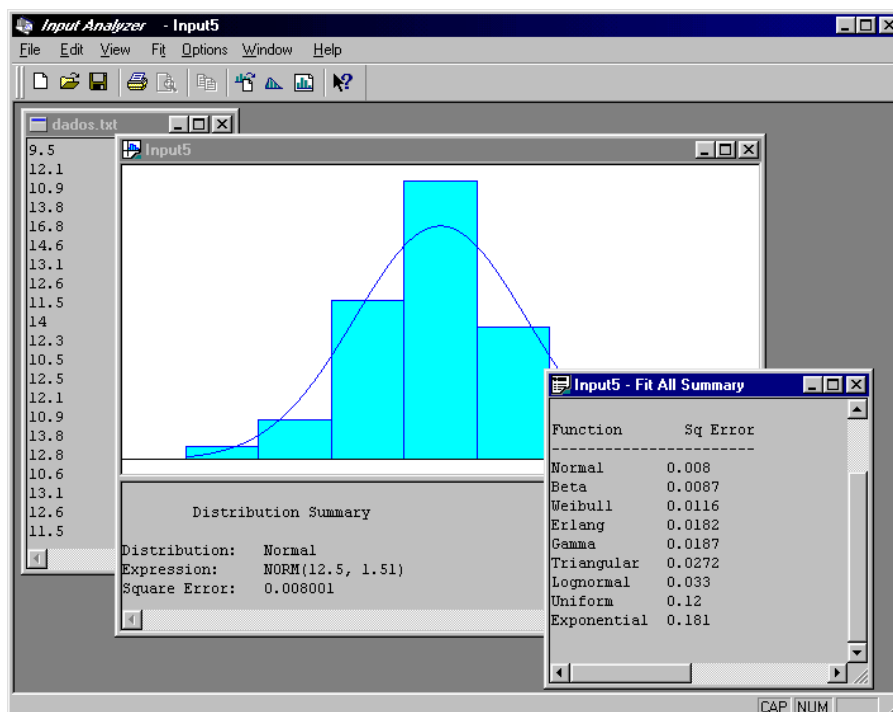


Figura 18 – Ajustando uma distribuição usando o Input Analyzer.

As quatro operações cadastradas podem ser visualizadas na Figura 19 onde podem ser vistos: o nome da sonda, seu preço diário e os tempos e custos de cada operação. Pode-se verificar que a “Operação 4” foi cadastrada com a distribuição Normal obtida do Input Analyzer.

Ordem	Operação	Expressão	Custo Fixo
1	Operação 1	NORM(23 , 2)	407.00
2	Operação 2	TRIA(43 , 45 , 48)	134.00
3	Operação 3	UNIF(25 , 30)	243.00
4	Operação 4	NORM(12.5 , 1.51)	643.00

Figura 19 – Operações do Poço GRP_001A

Cadastradas as operações o analista pode simular o projeto. Nesse estudo de caso são realizadas diferentes simulações. A primeira é feita com 500 replicações, a segunda com 2000 replicações, a terceira é simulada com 2000 replicações e com o ajuste de uma curva de aprendizado. Ao final das três simulações pode-se comparar os resultados e verificar o funcionamento da ferramenta.

No primeiro exemplo, simula-se o projeto com 500 replicações (veja a tela de configuração da simulação exibida pela Figura 20).

Figura 20 – Tela de configuração da simulação.

Como resposta da simulação, no relatório (Figura 21), é apresentada a função Normal(108.1437 , 2.9451) que expressa o comportamento do tempo total para a conclusão do poço. Cabe salientar que, por padronização da indústria, os relatórios finais do software trabalham com o padrão americano de datas, valores decimais e moeda. O separador das casas decimais é o ponto, a data é expressa por “mês/dia/ano” e a moeda é o dólar.

O relatório permite consultar:

- As informações do analista e do projeto do poço;
- O número de replicações simuladas e o número de operações do poço;
- A data de início das atividades: 08/02/2003 00:00:00h;
- A previsão da data de conclusão: 12/02/2003 12:08:00h;
- O histograma de exposição ao risco, que representa o Tempo de conclusão do poço;
- Os valores dos percentis selecionados (no caso P10, P50 e P90);

- Os estimadores pontuais: média (108.1437) e desvio padrão (2.9451) da distribuição;
- Os intervalos de confiança obtidos para os níveis de confiança de 90, 95 e 99%. Por exemplo, pode-se dizer com 99% de confiança, que o intervalo [100.5601 ; 115.7273] contém a média real (BUSSAB, 1987). Este “estimador intervalar” permite julgar o erro que pode estar sendo cometido;

Para o cálculo dos intervalos, a forma básica é:

$$IC = (\mu \pm \text{semi-intervalo})$$

Por exemplo, para o nível de 95% de confiança, o semi intervalo, segundo Bussab (1987), é:

$$\text{semi-intervalo} = 1,965 \cdot \sigma$$

Portanto, o intervalo de confiança, para um nível de confiança de 95%, é calculado da seguinte forma:

$$IC = \left[\bar{x} + \left(1,965 \cdot \frac{s}{\sqrt{n}}\right), \bar{x} - \left(1,965 \cdot \frac{s}{\sqrt{n}}\right) \right]$$

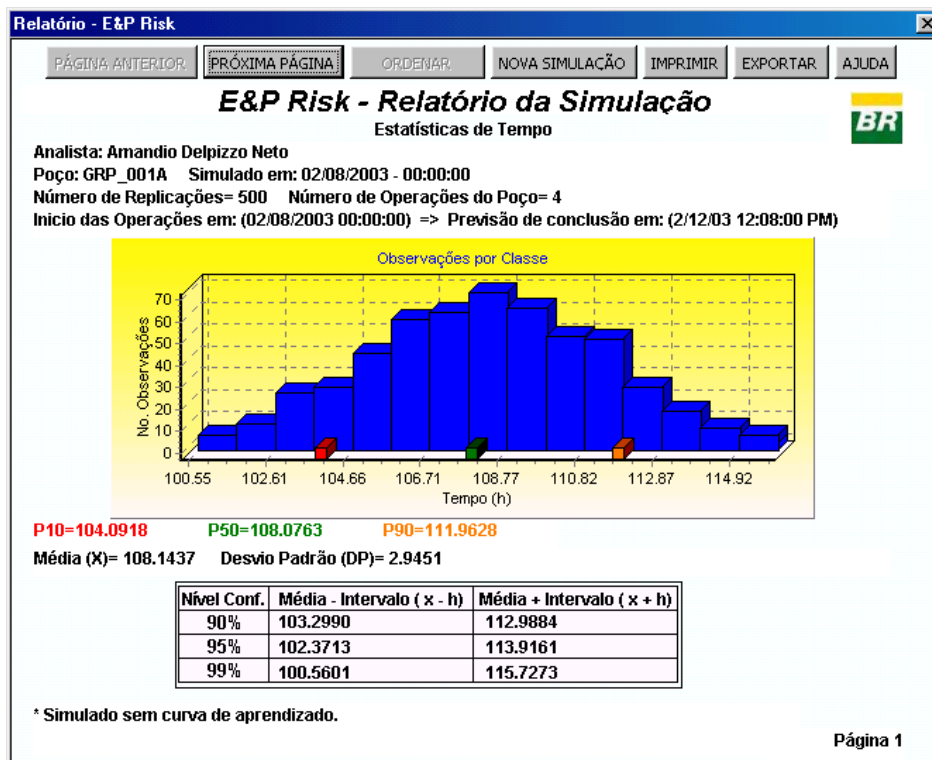


Figura 21 – Primeira página do relatório para a simulação (500 replicações).

Ao repetir o experimento, dessa vez com 2.000 replicações, o analista recebe o relatório com uma nova função para o tempo total, a Normal(108.2851; 2,9895). A Figura 22 mostra esse relatório com os novos dados. Pode-se verificar a mudança nas estimativas pela alteração no número de amostras.

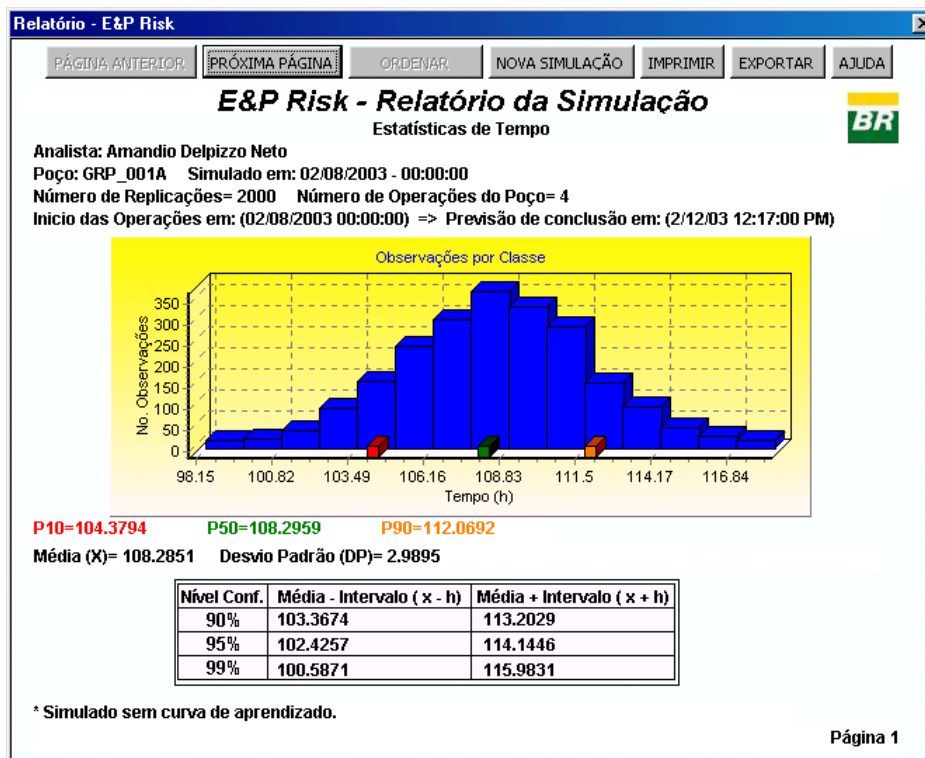


Figura 22 – Primeira tela do relatório da simulação (2.000 replicações).

A segunda página do relatório (Figura 23) mostra as operações com seu nome, função do tempo, data prevista para seu início, média amostral, valor mínimo e máximo obtido das amostras, o desvio padrão e a contribuição em relação ao tempo total para a conclusão do poço.

A Data de início de uma operação somada ao tempo previsto para a sua conclusão permite que seja feita um planejamento de utilização de equipamentos e de pessoal. A coluna Contribuição permite a identificação de operações críticas e a tomada de ações diferenciadas durante sua execução.



Figura 23 – Segunda tela do relatório da simulação (2.000 replicações).

A última página do relatório (Figura 24) mostra a estimativa da média e do desvio padrão do custo total do poço e o histograma do seu comportamento. O custo total é a soma dos custos fixos e variáveis de cada operação.

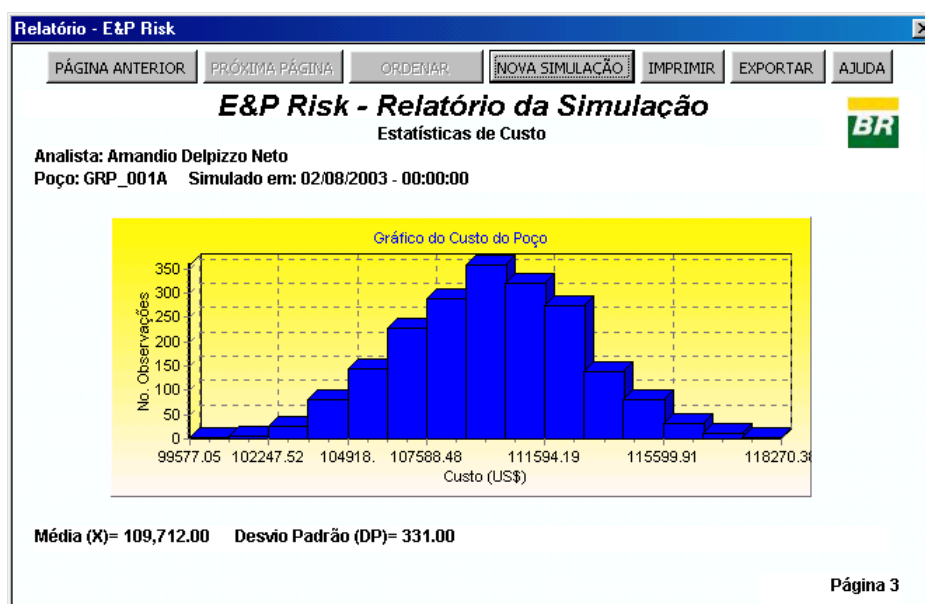
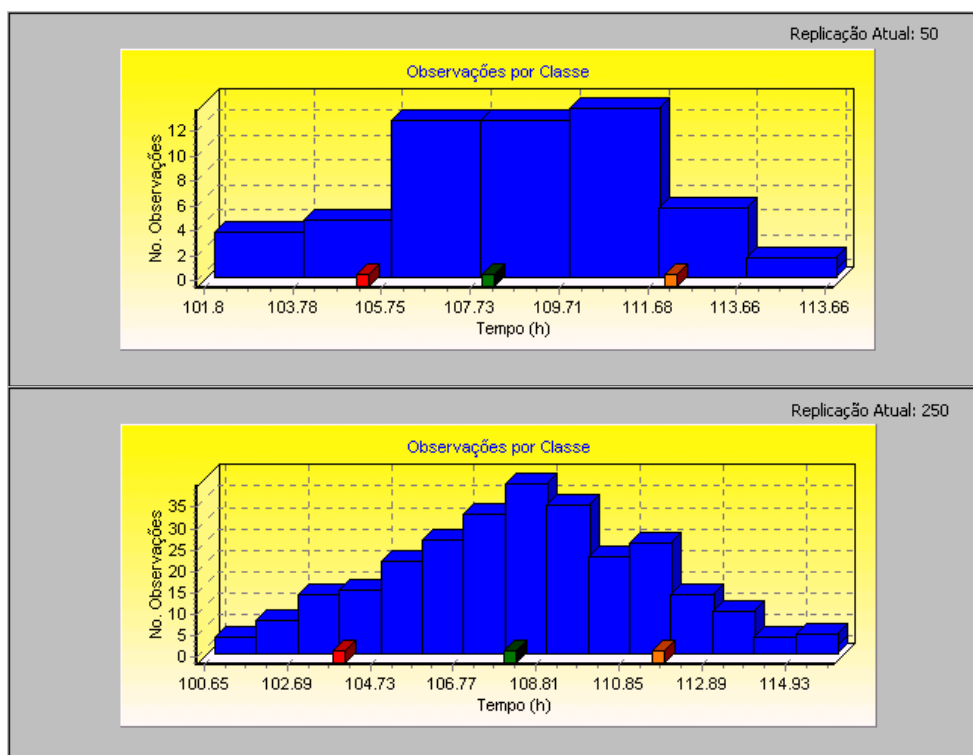


Figura 24 – Terceira tela do relatório da simulação (2.000 replicações).

Os histogramas de Exposição ao Risco são uma boa ferramenta para verificar o comportamento da variável aleatória Tempo e o analista pode optar por acompanhar este comportamento através dos histogramas parciais. A Figura 25 exibe a evolução do histograma, com a seqüência obtida das replicações de número: 50, 250, 500, 1000, 1500 e 2000.

Nos histogramas pode-se verificar que, para um número pequeno de replicações, o formato do histograma não se assemelha ao formato de sino da distribuição Normal. A medida que são realizadas mais replicações o comportamento Normal vai aparecendo no formato da curva. Este comportamento é tratado pelo teorema do limite central, que foi comentado nas seções 2.8 e 3.2. Gráficamente a evolução do histograma mostra a variável Tempo convergindo para um comportamento Normal.

Os histogramas apresentam a distribuição do tempo total para a conclusão do poço plotada em azul, e os percentis selecionados, plotados com pontos coloridos do eixo x.



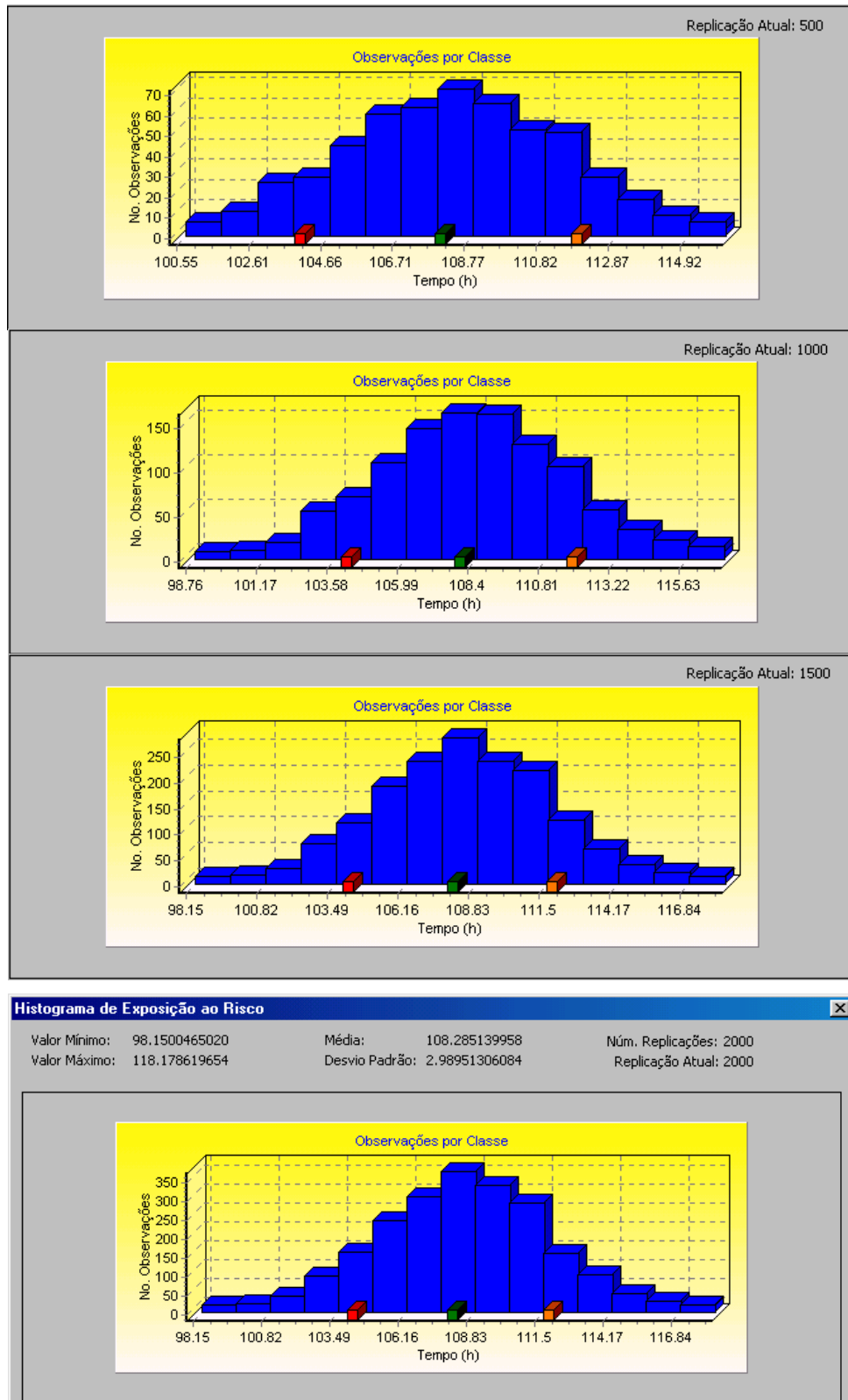


Figura 25 – Evolução do Histograma de Exposição ao Risco
 (para 50, 250, 500, 1000, 1500 e 2000 replicações)

Existe ainda um recurso bastante interessante na ferramenta, que é a possibilidade de ajuste de uma curva de aprendizado (C.A.). O ajuste de uma C.A. permite avaliar o nível tecnológico em que a companhia se encontra, sua capacidade operacional, sua habilidade de adaptação ao ambiente geológico e de melhorar seu desempenho no aspecto do tempo necessário para a conclusão das operações. No E&P-Risk pode-se aplicar a C.A. preenchendo alguns parâmetros, que são:

- N que é a ordem em que este poço se encontra na perfuração de poços com as mesmas características;
- C2 que é a taxa de aprendizado para a operação em poços com as mesmas características e
- C3 que é o menor tempo de perfuração já registrado para um poço com as características do poço atual, ou limite técnico.

Ao aplicar uma C.A. com $n=4$, $c_2=0,45$ e $c_3=100$ e simular o projeto, com as 2.000 replicações, é exibido o relatório (Figura 26) onde estão, no rodapé, as informações da C.A. ajustada e o tempo obtido. Pode-se verificar que, mesmo com uma baixa velocidade de aprendizado, pelo tempo simulado estar longe do menor tempo para poços com esta característica (c_3), a C.A. ajusta um valor de tempo abaixo do valor simulado.

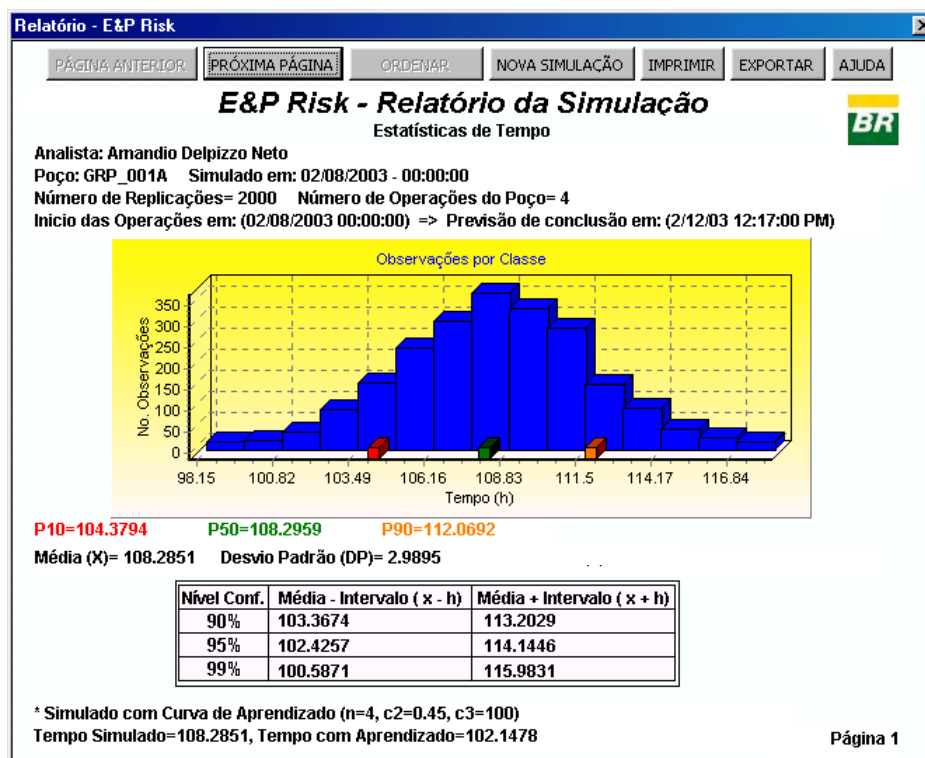


Figura 26 – Simulação com C.A. (n=4; c2=0,45; c3=100)

Ao simular novamente, desta vez com: n=4, c2=0,85 e c3=100 pode-se verificar que o resultado da aplicação da C.A., com a velocidade de aprendizado alta (c2=0,85), diminui ainda mais a expectativa do tempo total que ficou em 100.6469 horas.

Se o tempo simulado estiver próximo do limite técnico (C3) a organização está operando em condição ótima e a aplicação da C.A. não é tão significativa em termos do tempo final. Quanto mais distante o tempo simulado estiver do limite técnico, maior será a variação imposta pela aplicação da C.A.

A Tabela 8 ajuda na compreensão da C.A mostrando sua aplicação com dois valores para C3 e, para cada um deles, dois valores de taxa de aprendizado C2. Pode-se verificar que, a medida que se trabalha uma seqüência de poços maior, o tempo ajustado se aproxima do limite técnico (C3). O tempo obtido da simulação foi de 108,2851 horas e quando o poço é o primeiro da seqüência este tempo não é afetado pela C.A. ajustada.

Tabela 8 – Aplicação da Curva de Aprendizado

Seqüência	C3=105		C3=95	
	C2=0,45	C2=0,85	C2=0,45	C2=0,85
1	108,2851	108,2851	108,2851	108,2851
2	107,0947	106,4041	103,4710	100,6783
3	106,3356	105,6001	100,4013	97,4270
4	105,8516	105,2565	98,4440	96,0373
5	105,5430	105,1096	97,1960	95,4434

Analisando a aplicação desta curva e sabendo dos custos envolvidos nessas operações, pode-se supor o quanto se economizaria investindo na melhoria do planejamento, na utilização de melhores tecnologias e na capacidade de aprendizado dos funcionários.

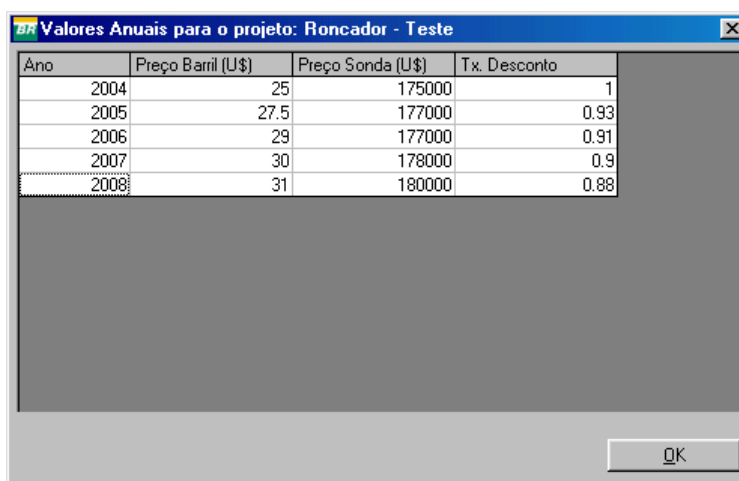
Com os dados, obtidos nas simulações, os analistas podem prever o tempo e o custo para a conclusão de cada poço e avaliar os riscos que a organização está submetida. Com a comparação de dois relatórios pode-se, por exemplo, avaliar duas alternativas de construção de poço e optar pela mais vantajosa.

No Apêndice B está o relatório da última simulação, exportado pelo sistema, para o formato Microsoft Excel.

4.2 Utilizando o CCCI

O CCCI é um ambiente de análise de investimento em situações de risco e de auxílio a tomada de decisão. Sua aplicação é na avaliação de alternativas tecnológicas de completção dos poços de um campo exploratório para seleção da alternativa mais vantajosa.

Para este estudo de caso foi criado o projeto do Campo “Roncador - Teste”, para ser iniciado em 2004 e ter 5 anos de horizonte de análise. Os valores anuais, informados pelo analista, podem ser visualizados na Figura 27 onde estão, para cada ano do horizonte, o preço do barril de petróleo, o preço diário da sonda e a taxa de desconto a ser aplicada.



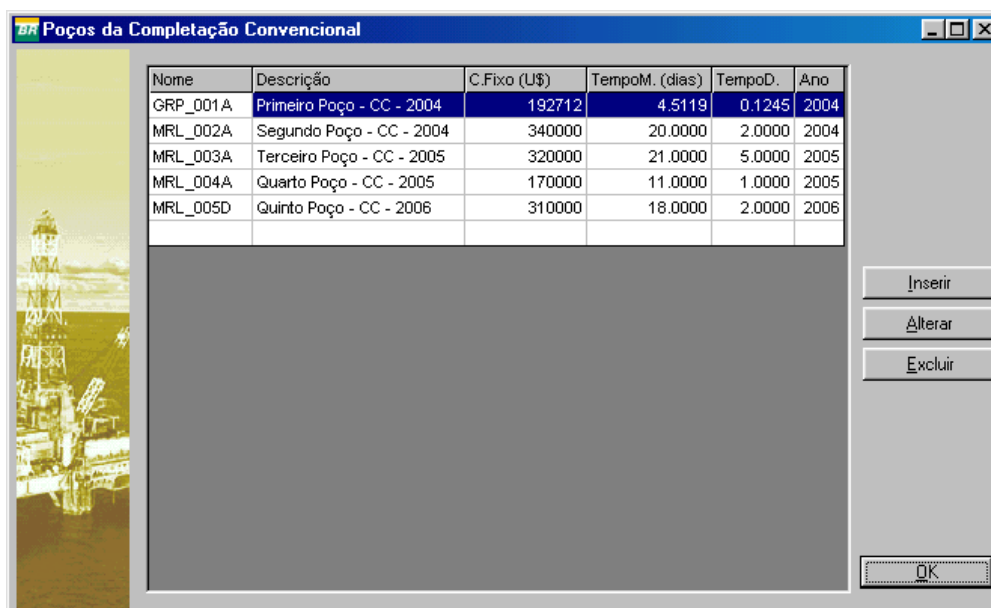
Ano	Preço Barril (U\$)	Preço Sonda (U\$)	Tx. Desconto
2004	25	175000	1
2005	27.5	177000	0.93
2006	29	177000	0.91
2007	30	178000	0.9
2008	31	180000	0.88

Figura 27 – Lista dos valores anuais do projeto.

A Figura 28 mostra a lista dos poços cadastrados para a completção Convencional e a Figura 29 os poços da completção inteligente. Neste estudo de caso são 5 poços para a completção convencional e 4 para a completção inteligente. Para melhor identificação visual a tela da completção convencional apresenta detalhes em

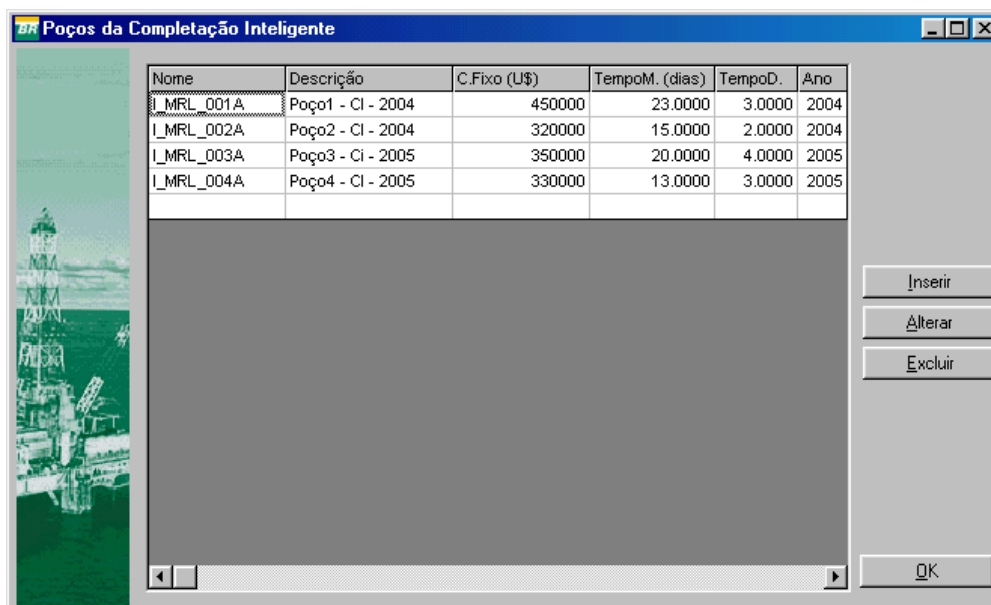
cor amarela, e na tela da completção inteligente os detalhes são em verde. Esta foi uma preocupação do projeto da Interface.

Na Figura 28 pode-se reparar que o primeiro poço, o GRP_001A, é o poço simulado no exemplo da seção 4.1.



Nome	Descrição	C.Fixo (U\$)	TempoM. (dias)	TempoD.	Ano
GRP_001A	Primeiro Poço - CC - 2004	192712	4.5119	0.1245	2004
MRL_002A	Segundo Poço - CC - 2004	340000	20.0000	2.0000	2004
MRL_003A	Terceiro Poço - CC - 2005	320000	21.0000	5.0000	2005
MRL_004A	Quarto Poço - CC - 2005	170000	11.0000	1.0000	2005
MRL_005D	Quinto Poço - CC - 2006	310000	18.0000	2.0000	2006

Figura 28 – Poços cadastrados para a alternativa Convencional.



Nome	Descrição	C.Fixo (U\$)	TempoM. (dias)	TempoD.	Ano
MRL_001A	Poço1 - CI - 2004	450000	23.0000	3.0000	2004
I_MRL_002A	Poço2 - CI - 2004	320000	15.0000	2.0000	2004
I_MRL_003A	Poço3 - CI - 2005	350000	20.0000	4.0000	2005
I_MRL_004A	Poço4 - CI - 2005	330000	13.0000	3.0000	2005

Figura 29 – Poços cadastrados para a alternativa Inteligente.

A tela do cadastramento de um poço pode ser vista na Figura 30. Nela são fornecidos os dados do poço e o seu tempo. O tempo, no caso do poço GRP_001A já é conhecido – do estudo de caso do E&P-Risk – e foi informado nos campos Média e Desvio. Para os outros poços pode-se fazer o mesmo procedimento ou cadastrar as operações e simular o tempo final no E&P-Risk. O botão “Simular...”, na tela das operações, invoca o E&P-Risk.

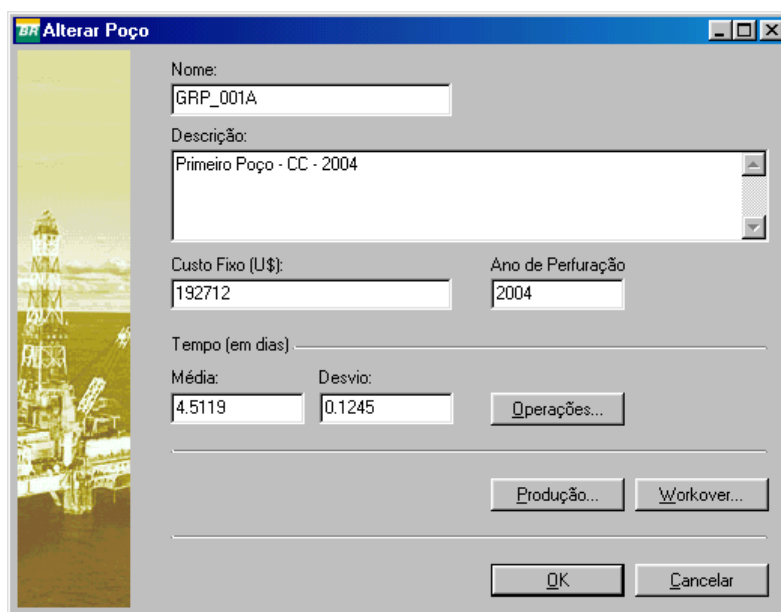
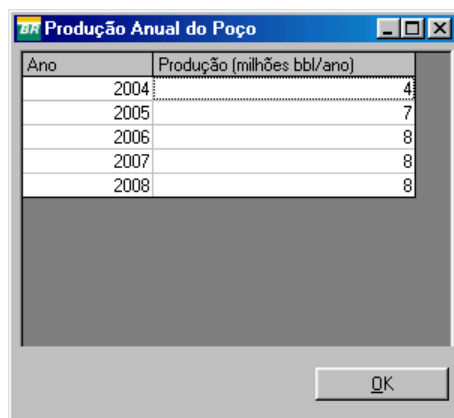


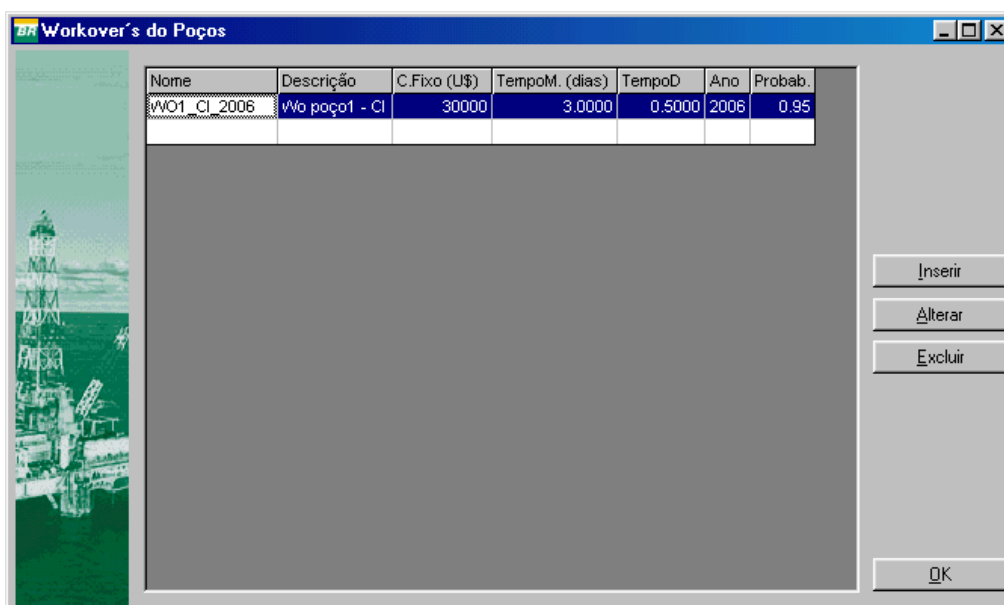
Figura 30 – Tela de cadastro de um poço.

A Figura 31 mostra os valores projetados para a produção anual do poço GRP_001A. Todos os poços do projeto devem ter esses valores cadastrados para permitir que os cálculos sejam realizados. No projeto também são cadastrados os *workovers* necessários durante o ciclo produtivo do projeto. Os *workovers* cadastrados para o poço I_MRL_001A, da completação Inteligente, estão mostrados na Figura 32.



Ano	Produção (milhões bbl/ano)
2004	4
2005	7
2006	8
2007	8
2008	8

Figura 31 – Produção anual do poço GRP_001A.



Nome	Descrição	C.Fixo (U\$)	TempoM. (dias)	TempoD	Ano	Probab.
WVO1 - CI 2006	Wvo poço1 - CI	30000	3.0000	0.5000	2006	0.95

Figura 32 – Workovers do poço I_MRL_001A.

Cadastrados os poços, para as duas alternativas de completação, o analista pode começar o processo de simulação do projeto. O sistema oferece um mecanismo de verificação dos dados cadastrados para o projeto chamado *Quality Control*. este mecanismo faz uma seqüência de verificações nas bases de dados e mostra uma tela com a lista de avisos, mostrada na Figura 33. A lista de avisos gerada pode ser salva num arquivo texto e impressa para que o analista possa corrigir os problemas e prossiga

o processo de simulação. Nesse exemplo, considere que o poço MRL_002A fosse cadastrado, por engano, para o ano de 2003. O CCCI emite um alerta avisando que o projeto inicia em 2004 e não poderia haver nenhum poço cadastrado para o ano de 2003 (Figura 33).

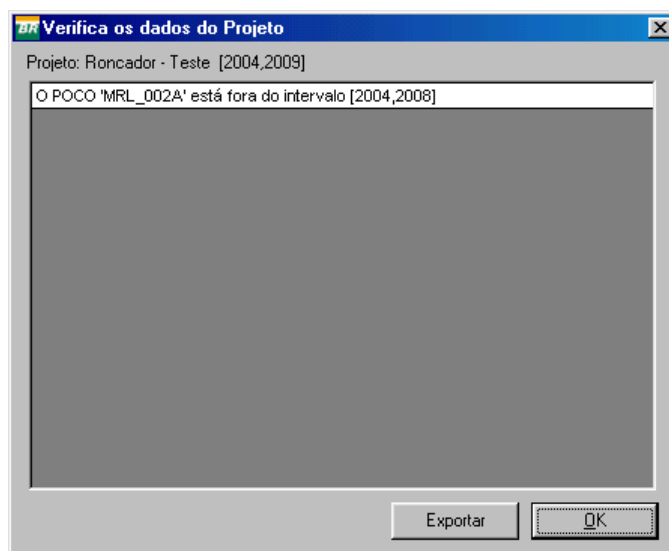


Figura 33 – Quality Control, verificador dos dados cadastrados.

Verificados os dados do projeto basta simular o projeto e, ao final da simulação, consultar os relatórios. São disponibilizados dois relatórios no Microsoft Excel, o do projeto e o da simulação.

O Relatório do Projeto (Apêndice E) mostra as informações cadastradas para o campo, seus valores anuais, *workovers*, poços, as operações dos poços e a previsão de produção de cada poço. O documento centraliza e organiza as informações que são fornecidas por diferentes setores da empresa e serve como um histórico dos cenários simulados.

O Relatório da Simulação (Apêndice F) é o relatório usado pelo analista de risco para consultar as informações financeiras após as simulações. O relatório é composto por um conjunto de tabelas e gráficos das variáveis de resposta onde podem ser

analisados os valores do custo, receita e lucro, das duas alternativas tecnológicas, durante todo o horizonte de planejamento. As nove planilhas deste relatório contém:

1. Os dados do projeto do campo exploratório;
2. Os dados anuais para a completção convencional, que são: o ano, produção, preço do barril, custo fixo, custo variável, custo de workover, lucro cessante, custo total, receita, taxa de desconto, lucro (ao valor presente) e lucro acumulado;
3. Os mesmos dados anuais, para a completção inteligente;
4. Os dados finais, das duas alternativas tecnológicas, permitindo uma comparação do seu resultado final (Figura 34);
5. Gráfico de Receita x Custo para a completção convencional;
6. Gráfico de Receita x Custo para a completção inteligente;
7. Gráfico do Lucro Anual e do Lucro Anual Acumulado para a completção convencional;
8. Gráfico do Lucro Anual e do Lucro Anual Acumulado para a completção inteligente;
9. Gráfico comparativo do Lucro Anual Acumulado para das duas alternativas de completção (Figura 35);

Resultados Financeiros do Projeto "Roncador - Teste"

	Completação Convencional		Completação Inteligente	
	Média	D.P.	Média	D.P.
Custo Fixo	1,270,512.01		1,402,400.00	
Custo Variável	12,482,265.75	971,666.63	12,107,837.92	1,027,813.56
Custo Workover	11,223,641.74	1,017,977.94	2,288,030.95	143,728.92
Lucro Cessante	27,910,841.55	2,450,497.00	6,543,897.27	472,663.91
Custo Total	52,849,333.35	2,911,668.50	22,347,613.26	1,150,181.13
Receita	2,654,414,999.16		3,063,190,000.59	
Lucro	2,601,615,484.96	2,867,234.00	3,040,866,955.22	1,130,787.00

* Dados Simulados pelo CCCI para os 5 anos do projeto (a Valor Presente).

Figura 34 – Dados Financeiros finais, para as duas alternativas.

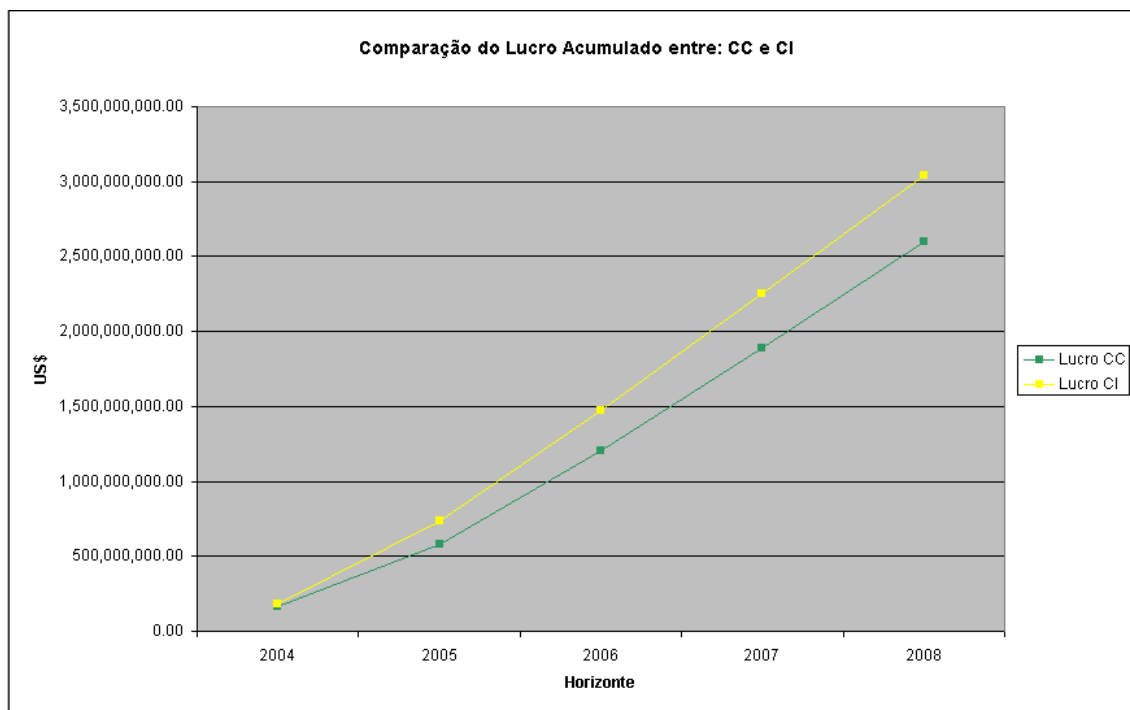


Figura 35 – Gráfico do Lucro Acumulado, para as duas alternativas.

Os relatórios são a base para o processo de tomada de decisão entre as diferentes alternativas de perfuração e completção dos poços de um campo. Os dados fornecidos

nas planilhas resumem os custos, as receitas e o resultado financeiro do projeto de um campo. Os relatórios podem ser vistos nos apêndices E e F desta dissertação.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

As últimas décadas vêm apresentando dificuldades para a indústria petrolífera. Dificuldades de localização de novas jazidas que exigem, cada vez mais, investimentos em equipamentos e novas tecnologias. As pesquisas buscam permitir a exploração de jazidas até então inexploráveis, melhorar o aproveitamento das jazidas em produção e diminuir os custos de produção para tornar economicamente viáveis os projetos de exploração em ambientes de condição adversa.

Para a construção de um poço, durante as fases de perfuração e completação, surgem problemas na avaliação do tempo necessário para sua conclusão. Cada operação tem um tempo para ser realizada e devido aos limitados conhecimentos das características da formação geológica, das facilidades tecnológicas, do comportamento humano e do aparecimento de eventos indesejáveis esse tempo recebe um fator de risco que gera incertezas na previsão do tempo e do custo.

Levando-se em consideração que essas fases de perfuração e completação podem representar até 60% do investimento total no projeto do poço (PEAK WELL MANAGEMENT Ltd, 2000), pode-se avaliar o quão importante é tratar esses riscos de maneira a obter uma previsão o mais próxima possível da realidade, diminuindo as incertezas de tempo e de recursos necessários para o projeto.

A completação inteligente é uma das novas tecnologias e promete, através de sistemas de controle, atingir uma melhor relação custo/benefício durante a vida útil de um poço. O propósito é substituir a tecnologia de completação convencional que é o padrão atual.

A tomada de decisão pela aplicação de uma tecnologia ou equipamento, num ambiente tão hostil e competitivo, é vital para o sucesso na exploração de uma jazida. As decisões tornam-se essenciais para a melhoria do processo produtivo e uma ferramenta que auxilie nesse processo é desejável e garante, além de mais informações sobre todo o processo, menor custo, menor risco, maior agilidade e mais precisão.

O estudo feito entre as ferramentas utilizadas para o auxílio a tomada de decisão – @Risk e Crystal Ball – mostraram que estas duas ferramentas são extensões de planilhas de cálculo, que tratam genericamente o problema de análise de riscos. Concluiu-se que o uso de ferramentas genéricas ocasiona a perda de tempo, uma quantidade de informações desnecessárias, exigem o aprendizado de uma ferramenta, tiram o foco do problema a ser analisado, e não correspondem às necessidades da indústria.

Dada a importância dessas etapas no ciclo de vida de um campo exploratório, a criação de uma ferramenta específica para o apoio à análise dos riscos envolvidos nessas etapas e na tomada de decisão entre alternativas tecnológicas é essencial.

A ferramenta desenvolvida possui dois módulos distintos e complementares: o E&P-Risk que permite avaliar os riscos dos tempos de conclusão de cada poço e o CCCI onde é feita a análise do projeto de um campo exploratório, podendo avaliar as diferentes alternativas tecnológicas de completação e optar pela mais vantajosa. Ela foi implementada e já está sendo utilizada pelos técnicos da Petrobras.

A opção pelo uso da simulação permite a previsão de valores, que é uma das características dos modelos de simulação, porém, pode-se relacionar algumas outras contribuições desse trabalho de pesquisa, que são vantagens para os analistas de risco:

- Com um ambiente integrado – composto pelo modelo do simulador, uma interface própria e relatórios de resposta – o analista pode facilmente simular um outro cenário. Ele não tem a necessidade de conhecer o Arena, nem o modelo desenvolvido, nem os detalhes das fórmulas e da teoria estatística;
- Tendo o ambiente integrado é possível repetir, a qualquer tempo, o experimento, replicar mais vezes, alterar a curva de aprendizado ajustada ou o intervalo de confiança, tudo isso navegando numa interface amigável e intuitiva;
- Permite, com a facilidade oferecida pelo ambiente, que o analista de risco se preocupe única e exclusivamente com a sua tarefa de prever o tempo total, os custos, receitas e os riscos existentes;
- Permite, com a melhoria do processo de previsão do tempo total, maior precisão nos cronogramas, nos orçamentos e nas negociações com os investidores;
- Permite avaliar quais são as operações que mais contribuem para o tempo total do poço e iniciar ações sobre esses “pontos críticos”.

Contudo, mais importante que o desenvolvimento da ferramenta, são os conhecimentos adquiridos e utilizados para o projeto da ferramenta, entre eles:

- Processo produtivo do petróleo, mais especificamente as etapas de perfuração e completação;
- Custos e aspectos aleatórios envolvidos nestas etapas;
- Tratamento dos riscos envolvidos em investimentos dessa natureza;
- Simulação e criação de um modelo para expressar o processo em análise;

- Análise de um projeto de interface;
- Processo de tomada de decisão;
- As fórmulas utilizadas para os cálculos dos indicadores financeiros;
- Análise estatística para fornecer relatórios que auxiliem os analistas na avaliação das previsões e dos riscos envolvidos.

A ferramenta constitui uma grande contribuição visto a falta de uma solução específica para a análise dos riscos destas etapas da vida de um poço. As informações, fornecidas pelos diferentes setores da empresa, ficam centralizadas na ferramenta, junto com os relatórios das simulações de todos os cenários, constituindo uma nova base de conhecimento.

Com a utilização deste ambiente atinge-se a melhoria do processo de previsão dos tempos e custos, permitindo sua redução. Conseqüentemente aumenta-se a precisão na definição dos cronogramas e orçamentos e facilita-se as negociações com os investidores;

Como sugestões para trabalhos futuros pode-se citar:

- a preparação da ferramenta para a análise de outras alternativas tecnológicas;
- integração do CCCI com as ferramentas que geram as previsões de custo fixo, preço do barril do petróleo, preço da sonda, etc.;
- utilização de outras variáveis para a análise do desempenho de cada alternativa;
- implementação de outros métodos de avaliação do investimento, além do valor Presente;

- preparar a ferramenta para ser aplicada em outros ambientes, industriais ou não, no processo de tomada de decisão.

Como resultado final, dos estudos realizados e do desenvolvimento da ferramenta, esta dissertação atinge os objetivos propostos e disponibiliza um ambiente computacional completamente apto a executar as tarefas para qual foi projetado. Uma ferramenta de auxílio no processo de análise de riscos e tomada de decisão.

APÊNDICES

APÊNDICE A – DER e DFD do módulo E&P-Risk

De acordo com os requisitos, foi definido um modelo de entidade e relacionamento (DER). Segundo Yourdon (1990), esses modelos descrevem a diagramação dos dados armazenados em alto nível de abstração e são úteis para a visualização das entidades existentes no sistema e de seu relacionamento. Essa relação não poderia ser vista em diagramas de fluxo de dados e diagramas de estado, por exemplo, e só seriam avaliadas quando da descrição dos processos.

O DER possui entidades, representados por retângulos, e relacionamentos, denotados por linhas que ligam os objetos. O formato da linha indica a cardinalidade da relação. No DER mostrado pela Figura 1 pode-se ver que cada Poço pode ter uma ou mais operações. O DER também exhibe os atributos de cada entidade, que são os campos das tabelas no banco de dados.

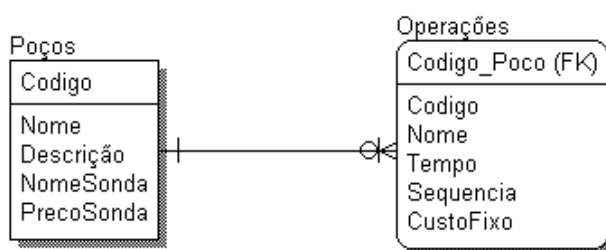


Figura 1 – DER para o módulo E&P-Risk.

Para uma melhor compreensão do sistema, uma das etapas da engenharia de software, prevê a modelagem gráfica dos processos e dos fluxos de informação. O diagrama de fluxo de dados, conhecido por DFD ou modelo de processo, segundo

YOURDON (1990), é “uma ferramenta de modelagem que nos permite imaginar um sistema como uma rede de processos funcionais, interligados por ‘dutos’ e ‘tanques de armazenamento’”.

O DFD possui alguns elementos principais, entre eles: os círculos (ou bolhas), que representam os processos do sistema; as setas, que representam o fluxo de informação; e os retângulos, que representam os depósitos de dados.

A Figura 2 mostra um DFD do módulo E&P-Risk, com os principais processos, os depósitos de dados e os fluxos de informações.

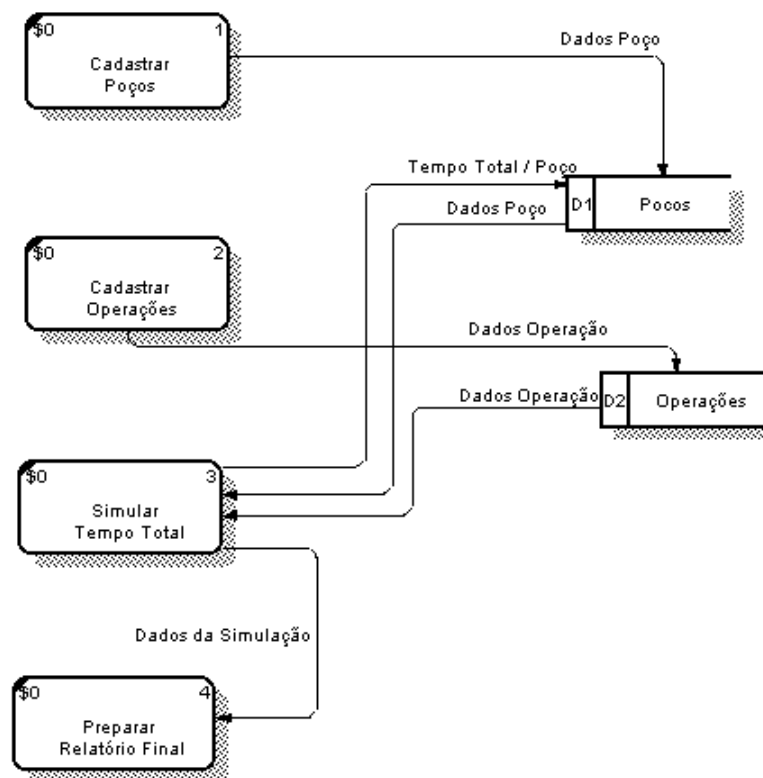
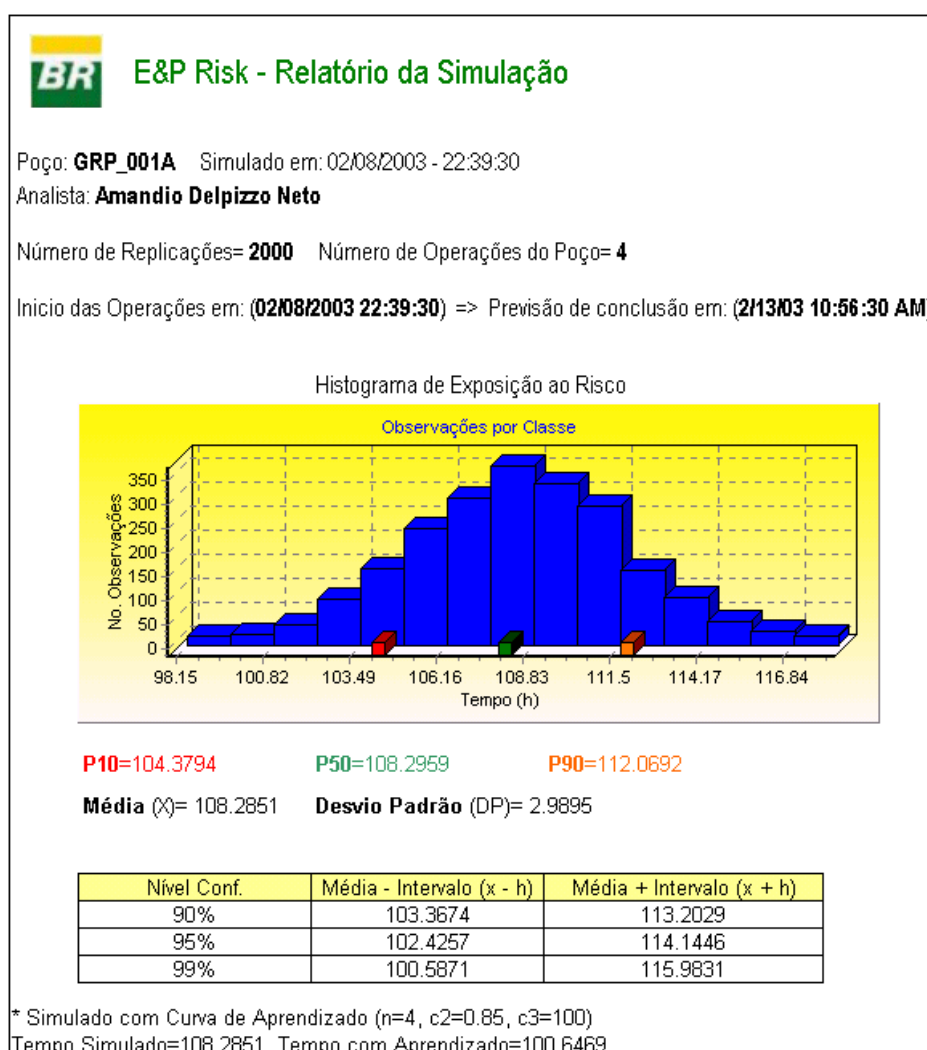


Figura 2 – DFD para o módulo E&P-Risk.

APÊNDICE B – O Relatório Final do E&P-Risk

A Figura 1 mostra a visualização da impressão da primeira página do relatório do E&P-Risk no Microsoft Excel. Neste relatório estão os dados do tempo de construção do poço, as estatísticas obtidas e o histograma de exposição ao risco.



**Figura 1 – Primeira página do Relatório do E&P-Risk no Excel.
 (Tempo Total)**

A Figura 2 mostra a tela do Excel que contém os dados das operações. Cada operação é apresentada com a sua expressão de tempo, a previsão de data de início, os

valores (mínimo, médio, máximo e desvio padrão) obtidos das simulações e a contribuição do tempo da operação no tempo total do poço.

Operação	Expressão	Data	Mínimo	Média	Máximo	Desvio	Contr(%)
Operação 1	NORM(23 , 2)	02/08/03	17.1913	22.9776	29.7291	1.9673	21.22
Operação 2	TRIA(43 , 45 , 48)	02/08/03	43.0977	45.3564	47.9267	1.0446	41.89
Operação 3	UNIF(25 , 30)	02/10/03	25.001	27.491	29.9946	1.4591	25.39
Operação 4	NORM(12.5 , 1.51)	02/11/03	7.6554	12.4601	17.3067	1.4719	11.51

Figura 2 – Segunda página do Relatório do E&P-Risk no Excel.
(Dados das Operações)

APÊNDICE C – DER e DFD para o CCCI

O DER elaborado para o desenvolvimento desse módulo é mostrado pela Figura 1, onde pode-se verificar que cada **Projeto** possui **Valores_Anuais** e **Pocos**, e ainda, que cada **Pocos** possui várias **Operacoes** e **Valores_Anuais**.

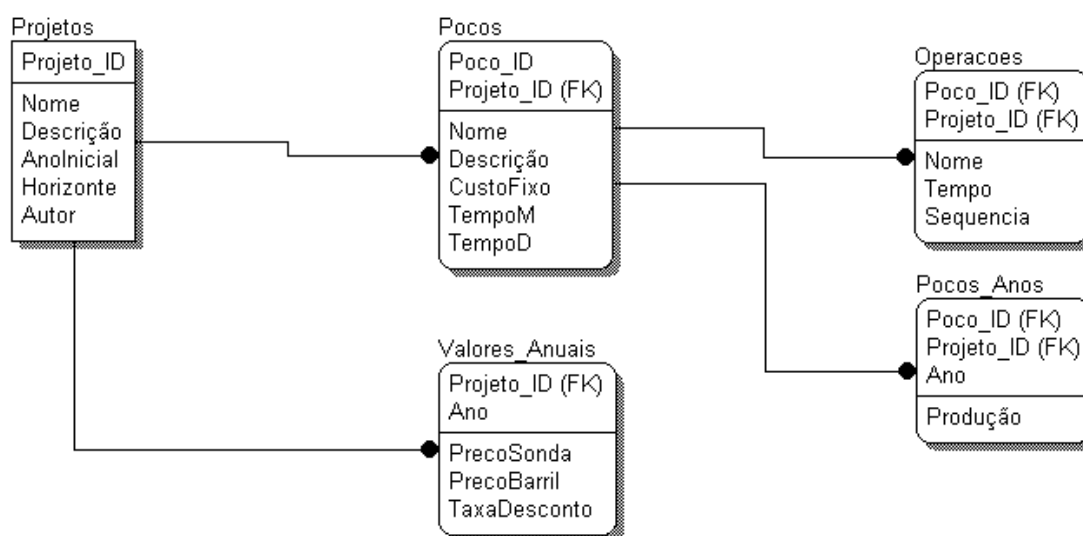


Figura 1 – DER para a ferramenta CCCI.

O DFD é uma ferramenta de modelagem que permite ao analista uma visão do sistema orientada para funções, ou seja, concentra-se em modelar as funções que o sistema deve executar e os fluxos de dados entre elas. Um dos cuidados que se deve ter ao construí-los é evitar que tornem-se complexos demais, com muitos processos ou fluxos de dados.

Para modelar um sistema que seja complexo em um DFD pode-se modelar esse sistema em DFD's com níveis de modo que cada nível ofereça mais detalhes sobre uma parte do nível superior. Conforme Yourdon (1990), é análogo à organização dos mapas em um atlas, podemos começar examinando o mapa da visão geral do país e os mapas

subseqüentes mostram detalhes das regiões, dos estados e assim por diante. A numeração das bolhas em um nível do DFD relacionam-se com o DFD de nível imediatamente inferior que descreve essa bolha de forma mais complexa, assim para bolha 1 pode-se definir um DFD mais detalhado onde as bolhas serão numeradas como 1.1, 1.2, 1.3 e assim por diante. Nas figuras 2 e 3 são mostrados dois DFD's. O primeiro é o DFD geral, que mostra os principais processos executados pela ferramenta. O segundo é um DFD detalhado da bolha 2, modelando os cálculos para a completção convencional.

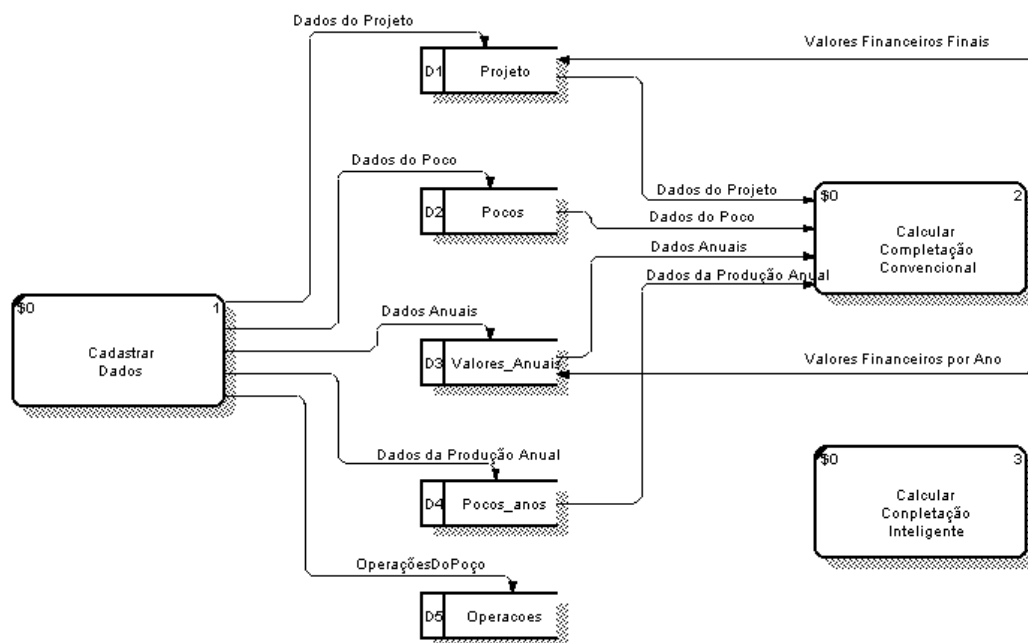


Figura 2 – DFD Geral para o CCCI.

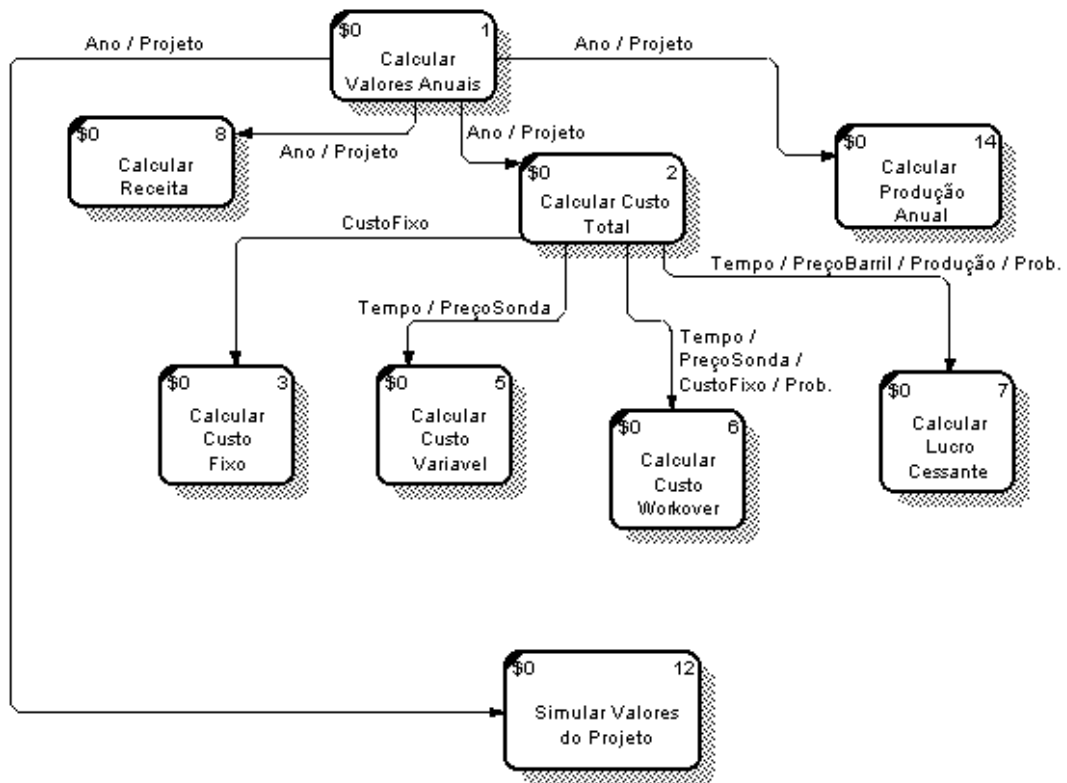


Figura 3 – DFD detalhado para o processo “Calcular Completação Convencional”.

APÊNDICE D – O Quality Control

A Figura 1 mostra o arquivo Avisos.txt que é o resultado do mecanismo de verificação dos dados do CCCI. A seção 4.2 mostrou esse mecanismo e comentou que seu resultado pode ser exportado para um arquivo no formato texto. No exemplo aparecem os dados do projeto e a mensagem avisando que o poço MRL_002A está cadastrado num ano fora do intervalo do projeto.

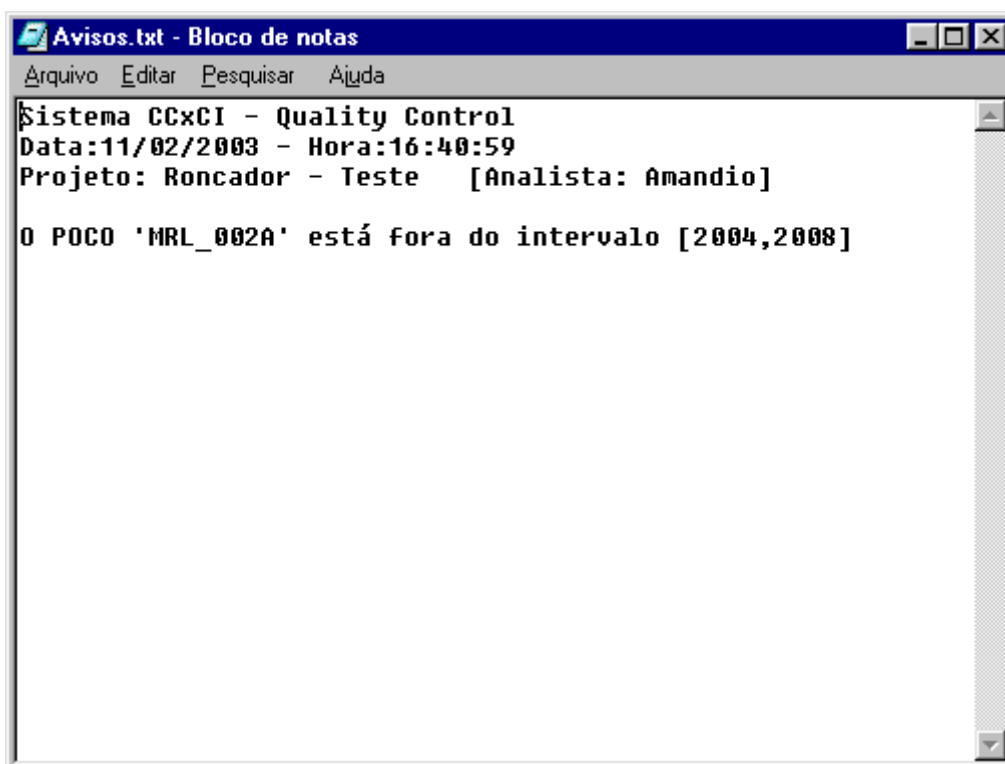


Figura 1 – Arquivo texto com o resultado do *Quality Control*.

APÊNDICE E – Relatório do Projeto - CCCI

Esta é a primeira tela do relatório do Projeto, chamada “Página Inicial”. Pode-se verificar os dados do projeto e, na parte inferior da tela, a existência de mais 3 planilhas contendo:

- Dados do Projeto: que tem os poços e *workovers*;
- Produção: que tem a previsão da produção anual de cada poço;
- Valores Anuais: com os valores cadastrados para o projeto.

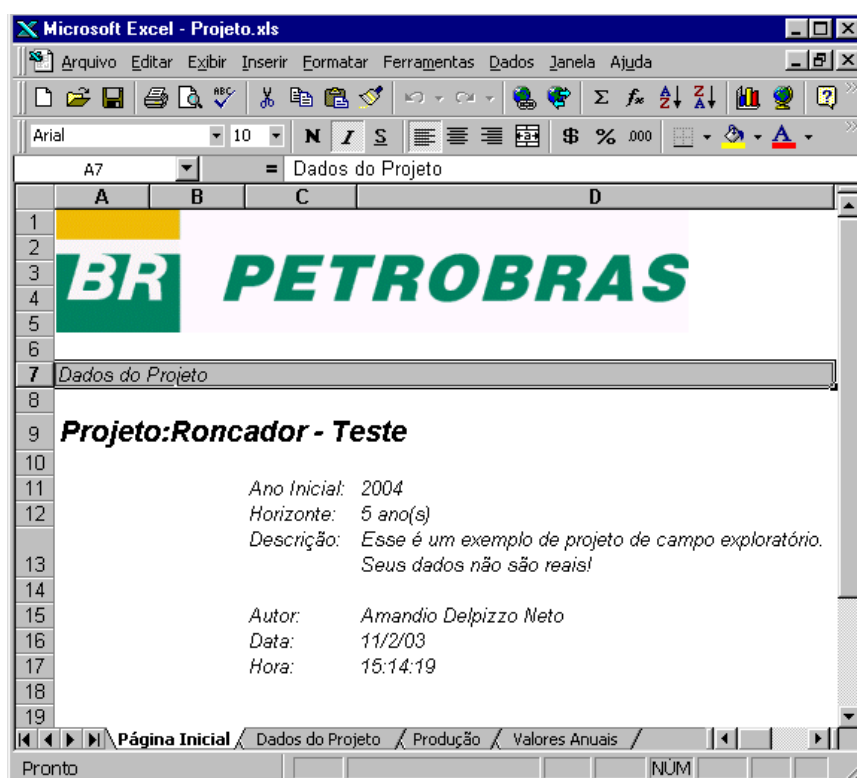


Figura 1 – Dados do Projeto.

As próximas figuras mostram a visualização destas 3 planilhas no Microsoft Excel.



Projeto:Roncador - Teste

Ano Inicial:2004
Horizonte:5 ano(s)

Completaco Convencional

Pocos

GRP_001A
 Custo Fixo:192712
 Tempo: NORM(4,5119; 0,1245)
 Ano Perfuraco:2004
 Probabilidade:1

Nome das Operaoes	Tempo	Ordem

MRL_002A
 Custo Fixo:340000
 Tempo: NORM(20; 2)
 Ano Perfuraco:2004
 Probabilidade:1

Nome das Operaoes	Tempo	Ordem

Figura 2 – Dados dos poos e *workovers* cadastrados no projeto.

Produção Anual dos Poços

Poço: GRP_001A	Ano: 2004	
	Ano	Produção
	2004	4
	2005	7
	2006	8
	2007	8
	2008	8

Poço: I_MRL_001A	Ano: 2004	
	Ano	Produção
	2004	4,5
	2005	8
	2006	9
	2007	9
	2008	9

Poço: I_MRL_002A	Ano: 2004	
	Ano	Produção
	2004	3
	2005	6,5
	2006	7,5
	2007	7,5
	2008	7,5

Poço: I_MRL_003A	Ano: 2005	
	Ano	Produção
	2005	4
	2006	6
	2007	7
	2008	7

Figura 3 – Dados da produção anual de cada poço.

Valores Anuais do Projeto

Ano	Preço Barril (US\$)	Preço Sonda (US\$)	Tx. Desconto
2004	25.00	175,000.00	1.00
2005	27.50	177,000.00	0.93
2006	29.00	177,000.00	0.91
2007	30.00	178,000.00	0.90
2008	31.00	180,000.00	0.88

Figura 4 – Valores Anuais para o projeto.

APÊNDICE F – Relatório da Simulação - CCCI

As próximas páginas mostram as nove planilhas do Microsoft Excel que contém as tabelas de dados de resposta e os gráficos do relatório da simulação do projeto “Roncador – Teste” comentado no capítulo 4.

O Relatório da Simulação é usado pelos analistas de risco para a análise comparativa das alternativas tecnológicas e as próximas páginas mostram, respectivamente:

1. Os dados do projeto do campo exploratório;
2. Os dados anuais para a completção convencional;
3. Os dados anuais para a completção inteligente;
4. Os dados finais, das duas alternativas tecnológicas;
5. Gráfico de Receita x Custo para a completção convencional;
6. Gráfico de Receita x Custo para a completção inteligente;
7. Gráfico do Lucro para a completção convencional;
8. Gráfico do Lucro para a completção inteligente;
9. Gráfico comparativo do Lucro para das duas alternativas de completção.



Dados da Simulação

Projeto: Roncador - Teste

Ano Inicial: 2004

Horizonte: 5 ano(s)

Descrição: *Esse é um exemplo de projeto de campo exploratório.
Seus dados não são reais!*

Autor: *Amandio Delpizzo Neto*

Data: 2/11/2003

Hora: 15:14:19

CENPES - Petrobras

PerformanceLab - UFSC



PETROBRAS

Completção Convencional

Ano	Prod. Milhões bbl/ano	Preço Barril (US\$)	Custo Fixo	Custo Variável		Custo Workover		Lucro Cesante		Custo total		Receita	Lucro		Taxa Desconto	Lucro (Valor Presente)	Lucro Acumulado (Valor Presente)
				Média	D.P.	Média	D.P.	Média	D.P.	Média	D.P.		Média	D.P.			
2004	7,00	25,00	532.712,00	4.289.582,49	350.677,47	2.149.999,97	262.500,00	3.388.886,84	416.686,66	10.361.183,30	604.559,38	175.000.000,00	164.638.816,70	604.559,38	1,00	164.638.816,70	164.638.816,70
2005	17,00	27,50	490.000,00	5.664.000,00	902.526,44	3.719.250,00	874.379,97	6.386.111,11	1.509.444,38	16.259.361,11	1.964.056,17	467.500.000,00	451.240.638,89	1.964.056,17	0,93	419.653.797,40	584.292.614,10
2006	24,00	29,00	310.000,00	3.186.000,00	354.000,00	3.467.880,06	406.214,99	11.745.000,21	1.386.562,50	18.708.880,27	1.487.575,94	696.000.000,00	677.291.119,73	1.487.575,94	0,91	616.334.936,72	1.200.627.550,81
2007	26,00	30,00	0,00	0,00	0,00	2.688.000,00	534.000,00	8.750.000,00	1.750.000,00	11.436.000,00	1.829.660,08	760.000.000,00	766.562.000,00	1.829.660,08	0,90	691.705.761,68	1.892.333.332,49
2008	26,00	31,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	806.000.000,00	806.000.000,00	0,88	709.279.996,16	2.601.613.328,64	

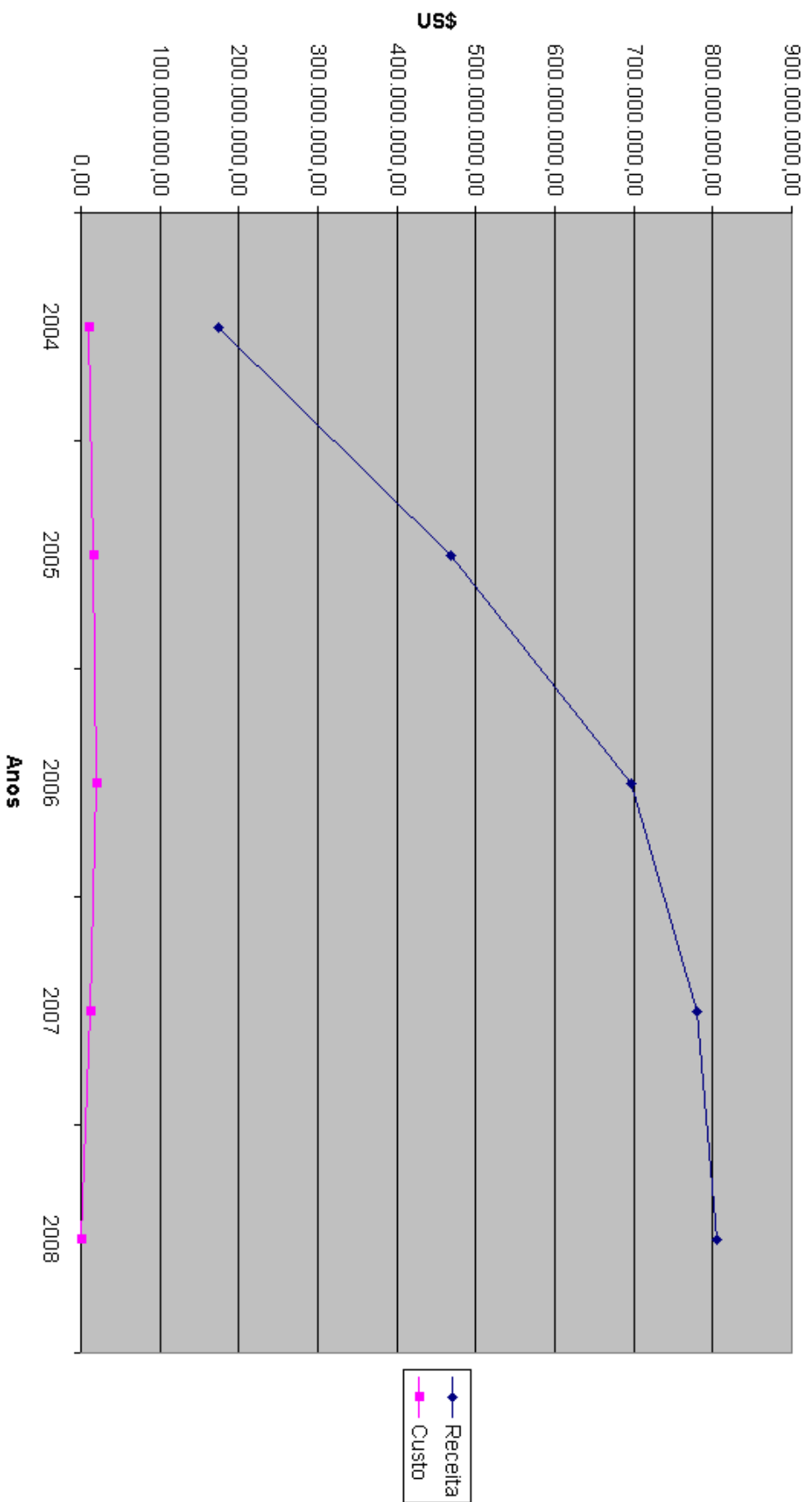
Ano Milhares bilhão	Preço Barril (US\$)	Custo Fixo	Custo Variável		Custo Workover		Lucro Cessante		Custo total		Receita	Lucro		Taxa Desconto	Lucro (Valor Presente)	Lucro Acumulado (Valor Presente)	
			Média	D.P.	Média	D.P.	Média	D.P.	Média	D.P.		Média	D.P.				
2004	7,50	25,00	770.000,00	6.850.000,00	630.971,50	0,00	0,00	0,00	0,00	7.420.000,00	630.971,50	187.500.000,00	180.080.000,00	630.971,50	1,00	180.080.000,00	180.080.000,00
2005	22,00	27,50	680.000,00	5.841.000,00	885.000,00	0,00	0,00	0,00	0,00	6.521.000,00	885.000,00	605.000.000,00	598.479.000,00	885.000,00	0,93	556.585.474,28	736.665.474,28
2006	28,00	29,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1.242.150,00	3.896.875,00	396.313,88	5.139.025,00	411.929,35	812.000.000,00	806.860.975,00	411.929,35	0,91	734.243.508,41	1.470.908.982,69
2007	29,00	30,00	0,00	0,00	0,00	80.100,00	525.600,00	262.500,00	2.100.600,00	274.449,01	870.000.000,00	867.899.400,00	274.449,01	0,90	781.109.439,31	2.252.018.422,00	
2008	29,00	31,00	0,00	0,00	0,00	85.500,00	779.000,00	224.965,28	2.578.722,22	240.664,97	899.000.000,00	896.421.277,78	240.664,97	0,88	788.850.720,17	3.040.869.142,17	

Resultados Financeiros do Projeto "Roncador - Teste"

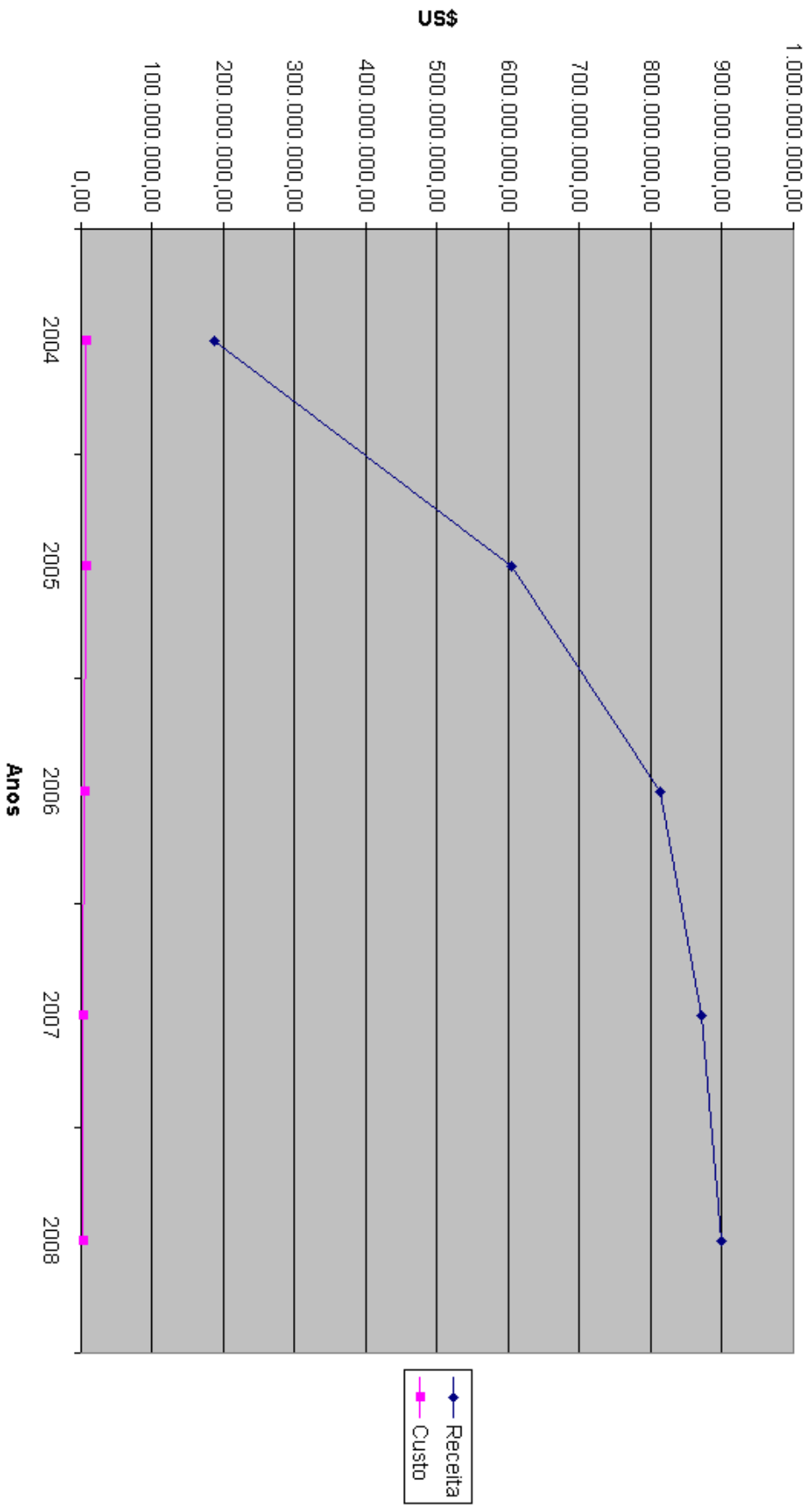
	Completção Convencional		Completção Inteligente	
	Média	D.P.	Média	D.P.
Custo Fixo	1.270.512,01		1.402.400,00	
Custo Variável	12.482.265,75	971.666,63	12.107.837,92	1.027.813,56
Custo Workover	11.223.641,74	1.017.977,94	2.288.030,95	143.728,92
Lucro Cessante	27.910.841,55	2.450.497,00	6.543.897,27	472.663,91
Custo Total	52.849.333,35	2.911.668,50	22.347.613,26	1.150.181,13
Receita	2.654.414.999,16		3.063.190.000,59	
Lucro	2.601.615.484,96	2.867.234,00	3.040.866.955,22	1.130.787,00

* Dados Simulados pelo CCCI para os 5 anos do projeto (a Valor Presente).

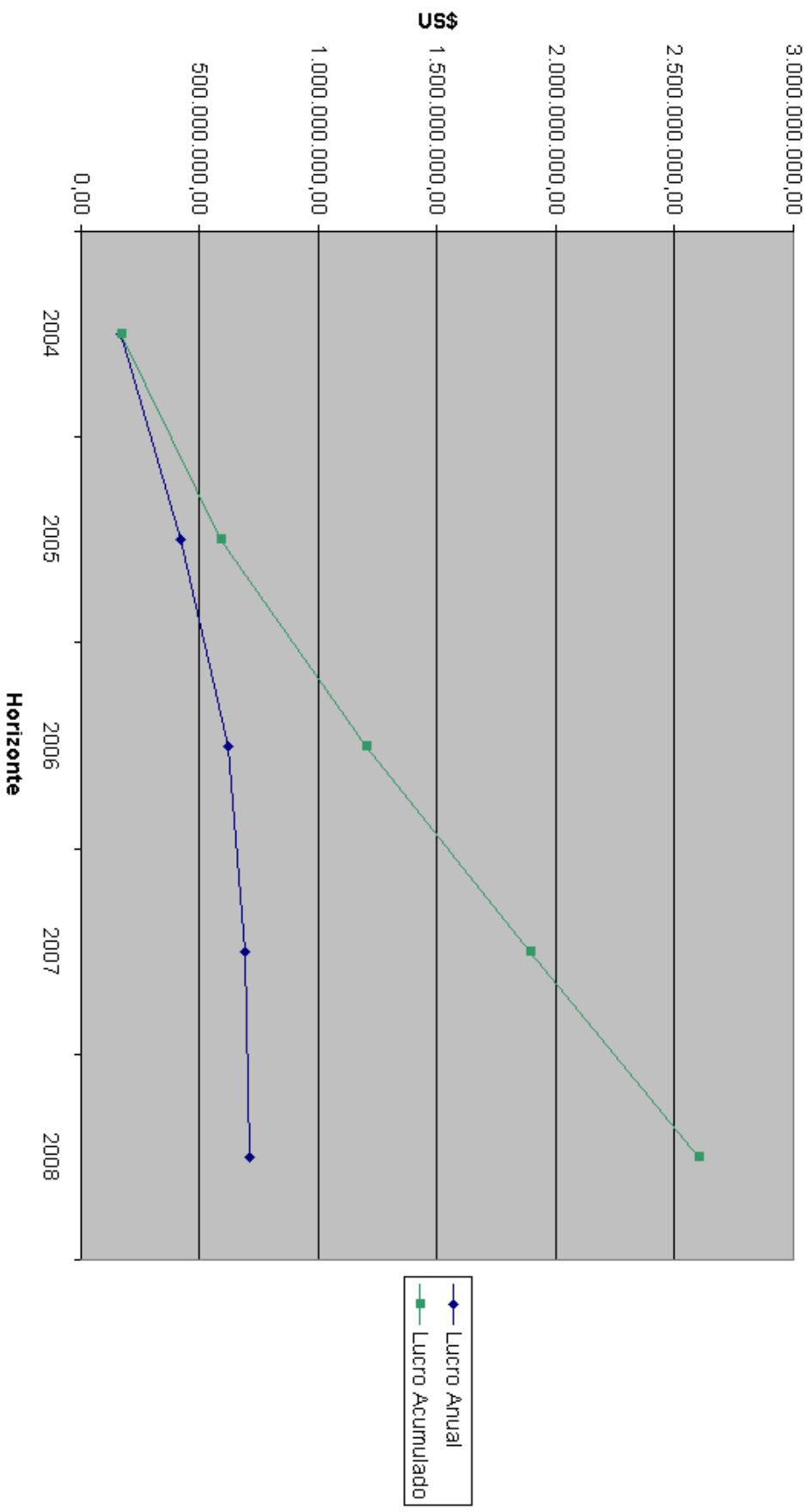
Completção Convencional



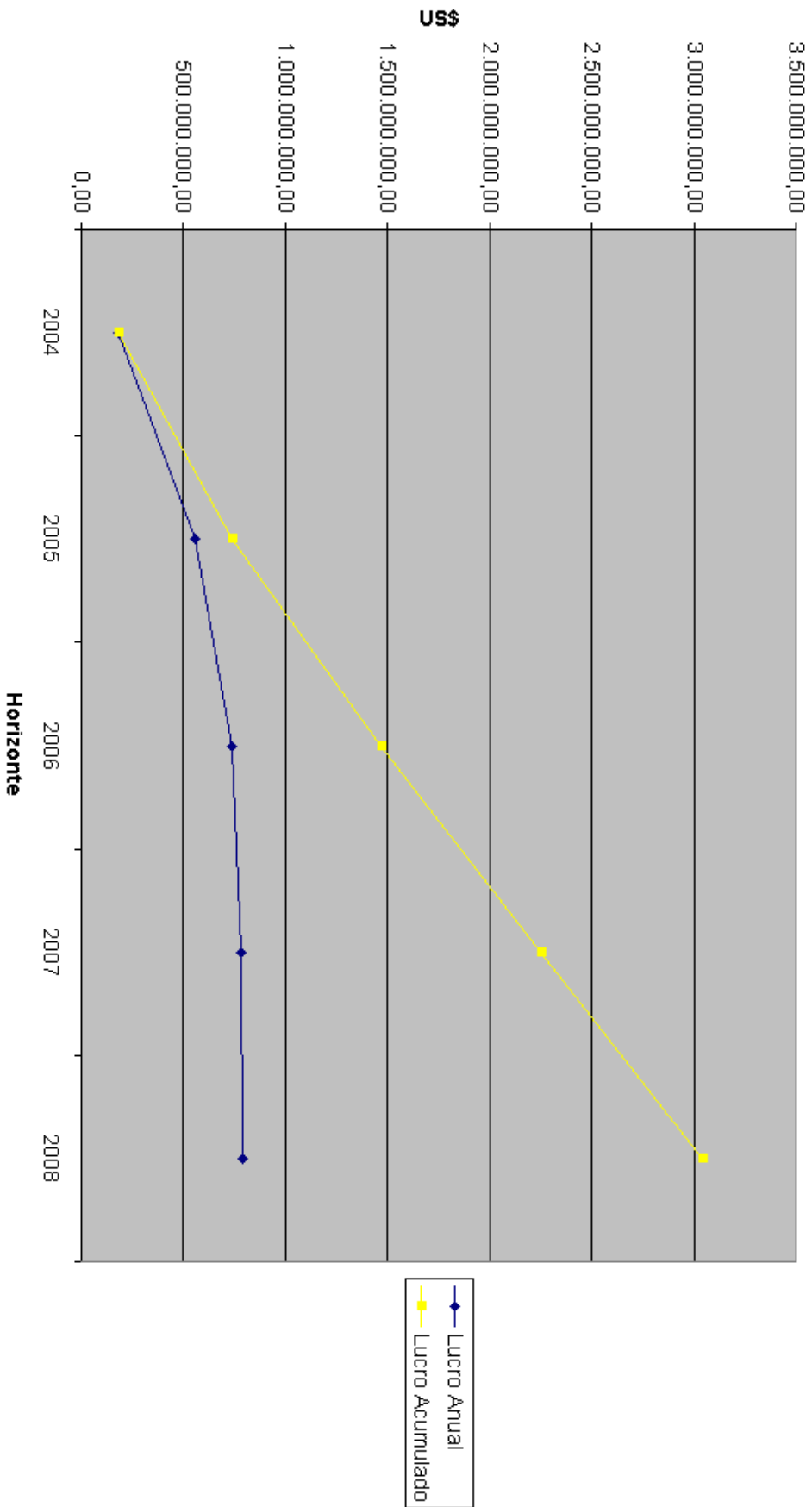
Completção Inteligente



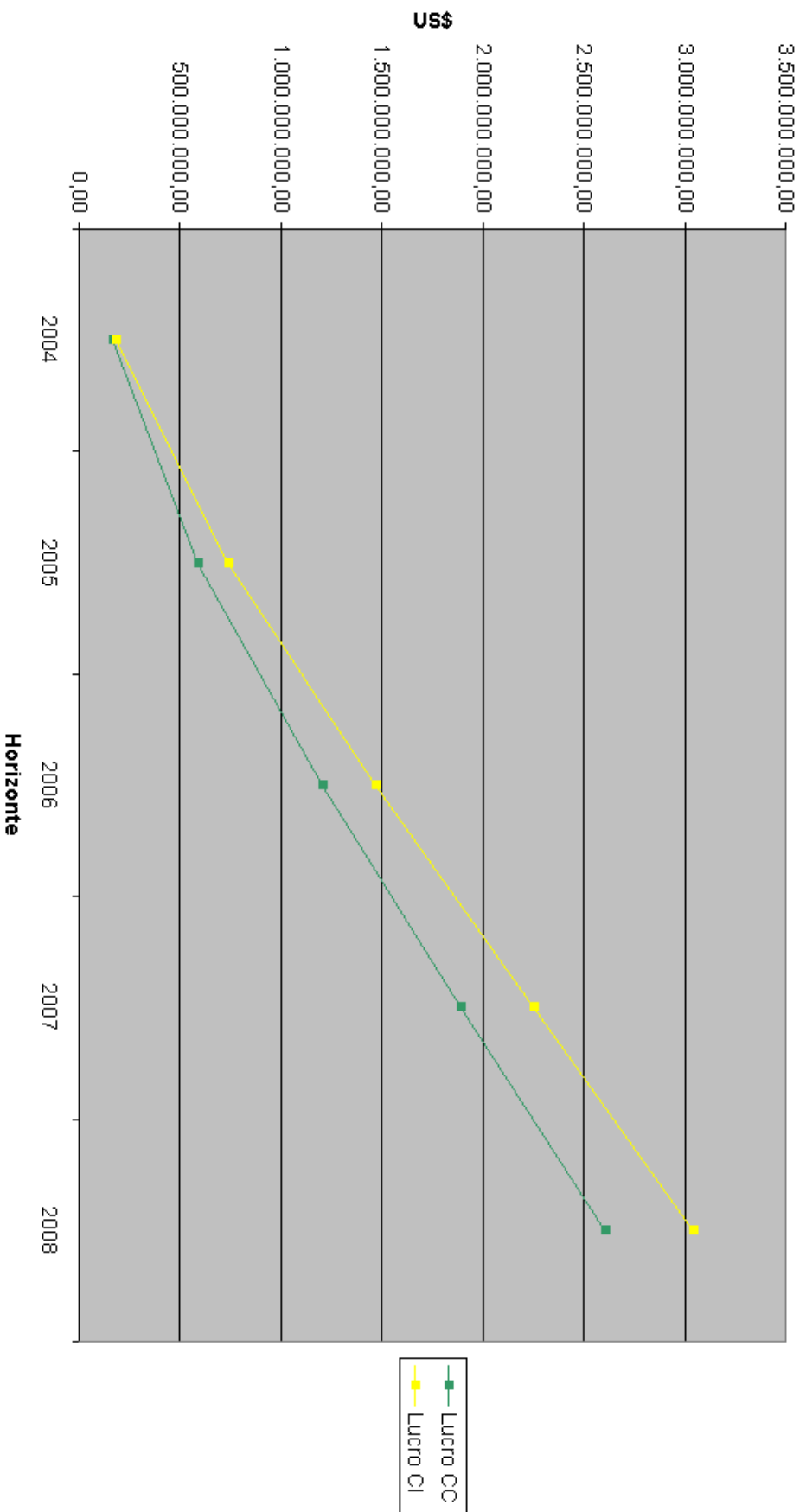
Lucro da Completação Convencional (Valor Presente)



Lucro da Completação Inteligente (Valor Presente)



Comparação do Lucro Acumulado entre: CC e CI



REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

@**RISK** for Windows. Palisade Corporation. Versão 3.5e. 1997.

ARENA. Rockwell Software. Versão 6.0. 2000.

BRASIL. Agência Nacional do Petróleo - ANP. **Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo e do Gás Natural**. Disponível em: http://www.anp.gov.br/petro/dados_estatisticos.asp?id=1. Acesso em: 3 de dezembro de 2002a.

BRASIL. Agência Nacional do Petróleo - ANP. **Glossário ANP**. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/glossario/index.asp>. Acesso em: 3 de dezembro de 2002b.

BUSSAB, Wilton O.; MORETTIN, Pedro A. **Estatística Básica**. 4. ed. São Paulo: Atual, 1987.

CASAROTTO FILHO, Néelson; KOPITTKE, Bruno Hartmut. **Análise de Investimentos**. 4. ed. Rio de Janeiro: Vértice, Editora Revista dos Tribunais, 1990. 323p.

CRYSTAL BALL 2000.1 - Standard Edition. Decisioneering, Inc. 2000.

DOCHERTY, Mark. **Permanent Monitoring Subsurface Systems**. [2002?]. CD-ROOM com uma coletânea de artigos.

DRAKELEY, Brian; DOUGLAS, Neil. **How Intelligent Well Technology Can Maximize Recoverable Reserves**. [S.l.:s.n], [200-]. Trademark de Offshore Systems. CD-ROOM com uma coletânea de artigos.

FERREIRA, Aurélio Buarque de Holanda. **Novo Dicionário Aurélio – Século XXI**. [S.l.]: Editora Nova Fronteira. Versão Eletrônica 3.0. 1999.

FONSECA, Jairo Simon da; Martins, Gilberto de A. **Curso de Estatística**. 3. ed. São Paulo: Atlas, 1982.

FREITAS FILHO, Paulo José de. **Introdução à modelagem e simulação de sistemas**. Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, 2000. 213 p. Trabalho não publicado.

FRENTE PARLAMENTAR DO PETRÓLEO E GÁS - FPP. Disponível em: <<http://www.fpp.com.br/>>. Acesso em: 10/12/2002.

GEIR-OVO, Strand; ANSELL, Jake; RAUSAND, Marvin. **Modeling of Intelligent Wells: Forecasting Life-Cycle Costs**. [S.l.:s.n.], [200-].

GEORGE, Dev. **Intelligent Wells**. [S.l.:s.n.], 05/09/2001. CD-ROOM com uma coletânea de artigos.

INPUT ANALYZER. Rockwell Software. Versão 6.0. 2000.

JACINTO, Carlos Magno C. **Discret event simulation for the risk of development of an oil field**. Proceedings of the 2002 Winter Simulation Conference. 2002.

LEVINE, David M.; BERENSON, Mark L.; STEPHAN, David. **Estatística: teoria e aplicações. Usando o Microsoft Excel**. Tradução Tereza Cristina Padilha de Souza. Rio de Janeiro: LTC Editora S.A., 2000. 811p.

MACCRIMMON, Kenneth B. **Taking Risks**. New York: Macmillan, Inc. 1986.

MEYER, Paul. **Probabilidade: aplicações à estatística**. Tradução Ruy de C. B. Lourenço Filho. 2. ed. Rio de Janeiro: LTC Editora, 1983. 425p.

NEIVA, Jucy. **Conheça o Petróleo**. 6. ed. Rio de Janeiro: Expressão e Cultura, 1993. 187p.

PEAK WELL MANAGEMENT LTD. **Probabilistic Well Time and Cost Estimation – P1. A Sophisticated Approach to the Identification & Management of Drilling Risks.** [S.l.:s.n.], 16 ago. 2000.

PETROBRAS, Petróleo Brasileiro S.A. **Fundamentos de Engenharia de Petróleo.** [S.l.:s.n.], 2001. 300 p.

PETROBRAS, Petróleo Brasileiro S.A. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br>>. Acesso em: 15/11/2002.

SILVA JÚNIOR, Manoel Feliciano da; FERREIRA, Lincoln Homero Thomé. **Completação Inteligente: controle de processos aplicado a otimização de produção e gerenciamento de reservatórios.** Petrobras: Junho/2002.

STEVENSON, William J. **Estatística Aplicada a Administração.** Tradução Alfredo A. de Farias. São Paulo: Harper&Row do Brasil, 1981. 495p.

UNICAMP, Departamento de Engenharia do Petróleo. **Boletim Eletrônico da Biblioteca Virtual de Engenharia de Petróleo.** Campinas, Ano I, n. 5, out. 2000. Disponível em: <<http://www.dep.fem.unicamp.br/boletim/boletim05/bol05.htm>>. Acesso em: 10 de dezembro de 2002.

VISUAL BASIC 6.0. Microsoft Corporation. Versão 6.0. 1998.

WALLS, Michael R. **Improving E&P Performance through Advances in Risk and Portfolio Management.** Colorado School of Mines. San Antonio, Texas: 7 nov. 2000. Disponível em: <www.fisher.osu.edu/~butler_267/SanAntonio/presentations/TD01-1.pdf>. Acesso em: 30 de outubro de 2002.

BIBLIOGRAFIA

AIRLIE, Campbell. **Improving performance using new technology and intelligent asset management**. Edinburg Petroleum Services: [200-]. CD-ROOM com uma coletânea de artigos.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR 6023: **Informação e Documentação – Referências – Elaboração**. Rio de Janeiro, 2002.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR 10520: **Informação e Documentação – Citações em Documentos – Apresentação**. Rio de Janeiro, 2002.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR 14724: **Informação e Documentação – Trabalhos Acadêmicos – Apresentação**. Rio de Janeiro, 2002.

BRATLEY, Paul; FOX, Bennett; SCHRAGE, Linus E. **A Guide to Simulation**. 2.ed. New York: Springer-Verlag, 1987. 397p.

CLARKE, Bruce A; DISNEY, Ralph L. **Probabilidade e processos estocásticos**. Tradução Gildésio Amado Filho. Rio de Janeiro: LTC, 1979. 338 p.

DEPARTAMENTO NACIONAL DE PRODUÇÃO MINERAL – DNPM. **Economia Mineral do Brasil**. Brasília: DNPM, 1995. 280p.

FURLOW, William. **Production Technology: Intelligent wells – Low-end and High-end systems, and how they work**. Offshore, abr./2001. CD-ROOM com uma coletânea de artigos.

HARMON, Paul. **Sistemas Inteligentes**. Paul Harmon e David King; tradução Antônio Fernandes Carpinteiro. Rio de Janeiro: Campus, 1998.

HORNGREN, Charles Thomas. **Contabilidade de Custos: um enfoque administrativo**. Tradução Danilo A. Nogueira. São Paulo: Atlas, 1978. Volume 2.

JACINTO, Carlos Magno C., et al. **The use of uncertain concepts for the development of an oil field: East Albacora, A Case History**. In: SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference, Melbourne, Australia, 2002. SPE 77917.

KONOPCZYNSKI, Michael; KOOT, Leo. **Planning and installing intelligent wells in sand producing environment**. Offshore, fev./2002. CD-ROOM com uma coletânea de artigos.

MAKSOUUD, Judy. **Intelligent completion systems move toward increased reliability**. Offshore, fev./2002. CD-ROOM com uma coletânea de artigos.

MONTAMAT, Daniel Gustavo. **Economía y Petróleo**. Editora PV: 1995.

NORMAS PARA APRESENTAÇÃO DE DISSERTAÇÕES E TESES. Curso de Pós-Graduação em Ciências da Computação. Versão 1.1. Arquivo: Normas2001.rtf

PETERS, James F.; PEDRYCZ, Witold. **Engenharia de Software**. Tradução Ana Patrícia Garcia. Rio de Janeiro: Campus, 2001. 604p.

TYRIE, Jeb. **Setting the value of permanent reservoir monitoring and control**. Schlumberger Consulting Services, Aberdeen – Escócia [200-]. CD-ROOM com uma coletânea de artigos.

UNICAMP, Departamento de Engenharia do Petróleo. **Boletim Eletrônico da Biblioteca Virtual de Engenharia de Petróleo**. Campinas, Ano II, n. 1, jun. 2001. Disponível em : < <http://www.dep.fem.unicamp.br/boletim/BE13/artigo1.htm>>. Acesso em: 30 de dezembro de 2002.

YOURDON, Edward. **Análise Estruturada Moderna**. Tradução Dalton Conde de Alencar. 3. ed. Rio de Janeiro: Campus, 1990. 836p.