

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
E INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
CIÊNCIAS E ENGENHARIA DE PETRÓLEO

BRUNNO RODRIGUES GUIMARÃES

Modelo para Simulação do Tempo para Perfuração de Poços de Petróleo

CAMPINAS

2011

Este exemplar corresponde à redação final da dissertação defendida por **Brunno Rodrigues Guimarães** pela Comissão julgadora em 28/02/2011.



Orientador

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
E INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
CIÊNCIAS E ENGENHARIA DE PETRÓLEO

Modelo para Simulação do Tempo para Perfuração de Poços de Petróleo

Autor: Brunno Rodrigues Guimarães

Orientador: Gabriel Alves da Costa Lima

Curso: Ciências e Engenharia de Petróleo

Área de Concentração: Gestão e reservatórios

Dissertação de mestrado acadêmico apresentada à Comissão de Pós-Graduação em Ciências e Engenharia de Petróleo da Faculdade de Engenharia Mecânica e do Instituto de Geociências, como requisito para a obtenção do título de Mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo.

Campinas, 2011

SP – Brasil

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA
BIBLIOTECA DA ÁREA DE ENGENHARIA E ARQUITETURA - BAE - UNICAMP

G947m Guimarães, Bruno Rodrigues
 Modelo para simulação do tempo para perfuração de
 poços de petróleo / Bruno Rodrigues Guimarães. --
 Campinas, SP: [s.n.], 2011.

 Orientador: Gabriel Alves da Costa Lima.
 Dissertação de Mestrado - Universidade Estadual de
 Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto
 de Geociências.

 1. Petróleo - Perfuração. 2. Avaliação de riscos. 3.
 Riscos. 4. Tempo. 5. PDCA. I. Lima, Gabriel Alves da
 Costa. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade
 de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências. III.
 Título.

Título em Inglês: Model for simulation of time to drill for oil well
Palavras-chave em Inglês: Oil - Drilling, Risk assessment, Risks, Time, PDCA
Área de concentração: Reservatórios e Gestão
Titulação: Mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo
Banca examinadora: Paulo Roberto Ribeiro, Shiniti Ohara
Data da defesa: 28/02/2011
Programa de Pós Graduação: Ciências e Engenharia de Petróleo

FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
E INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
CIÊNCIAS E ENGENHARIA DE PETRÓLEO

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO ACADÊMICO

Modelo para Simulação do Tempo para Perfuração de Poços de Petróleo

Autor: Brunno Rodrigues Guimarães

Orientador: Gabriel Alves da Costa Lima

A Banca Examinadora composta pelos membros abaixo aprovou esta Dissertação:



Prof. Dr. Gabriel Alves da Costa Lima, Presidente
Instituição (DEP/FEM/UNICAMP)



Prof. Dr. Paulo Roberto Ribeiro
Instituição (DEP/FEM/UNICAMP)



Prof. Dr. Shiniti Ohara
Instituição (Devon do Brasil Ltda.)

Campinas, 28 de Fevereiro de 2011

Dedicatória

Dedico este trabalho aos meus pais, Egidio e Nancy, e à minha irmã, Andréa, que sempre estiveram presentes na minha vida me dando incentivo e força para que eu conseguisse chegar até aqui.

À minha namorada, Patrícia, que tanto participou e acreditou em mim, servindo de apoio para momentos difíceis.

Aos amigos que fiz e me ajudaram durante meu curso de mestrado, como Luciana, Rodrigo, Eduardo, Sérgio, Walter, dentre outros, que direta ou indiretamente merecem ser lembrados.

Agradecimentos

Este trabalho não poderia ter sido concluído sem a ajuda de diversas pessoas e instituições, às quais presto minha homenagem e gratidão:

À minha família e à minha namorada, pelo apoio, pela compreensão e pelo incentivo nos momentos difíceis dessa jornada;

Ao meu orientador, Prof. Dr. Gabriel Lima, que acreditou em mim e indicou os caminhos e a direção a serem seguidos durante o desenvolvimento deste trabalho;

Um agradecimento especial ao Dr. Shiniti Ohara, gerente de perfuração da Devon do Brasil Ltda., cuja participação foi fundamental na elaboração deste trabalho, pelos subsídios e pelas inúmeras consultorias técnicas prestadas durante o período de realização deste;

Ao Engenheiro Ari Ary, da Devon do Brasil Ltda., cuja paciência e disposição para ajudar foram essenciais para a realização deste trabalho;

Ao Dr. Ricardo Furtado, da ANP, e ao Professor Dr. Paulo Ribeiro, que foram de grande ajuda para a melhoria deste trabalho;

Aos professores do programa de pós-graduação;

A todos os funcionários do DEP, em especial à Sônia e à Michelle, que por meio do suporte prestado nesse período, contribuíram para o desenvolvimento deste trabalho.

A todos os amigos e colegas do DEP, pela convivência durante o período do curso.

*“Opportunity is missed by most people because
it is dressed in overalls and looks like work.”*

Thomas Edison (1847-1931)

*"If you always do what you've always done,
you'll always get what you've always got."*

Henry Ford (1863-1947)

Resumo

O problema de estimativa de tempo para perfuração de poços de petróleo é um desafio importante para os tomadores de decisão porque envolve alocação de recursos físicos (sondas, equipes de operadores etc.) e custos. Por isso, o desenvolvimento de ferramentas que forneçam informações pode contribuir para a tomada de decisões no sentido de agregar valor.

Neste trabalho desenvolve-se uma abordagem probabilística para realizar estimativas do tempo para perfuração de poços de petróleo utilizando-se o método de Monte Carlo. Esta consiste em modelar a sequência lógica de atividades (manobra, cimentação, perfuração etc.) que compõem a perfuração de um poço. Tal sequência é composta de atividades que devem ser realizadas consecutivamente e também de outras que podem ser executadas paralelamente.

Depois, são inseridas informações na forma de distribuições de probabilidade que são usadas na modelagem da variável aleatória tempo para completar cada uma das operações da perfuração, as quais são selecionadas a partir de dados históricos de tempos de poços realizados em situações semelhantes.

Ao empregar simulação de Monte Carlo juntamente com o modelo proposto pode-se obter uma estimativa da distribuição de probabilidade do tempo total para perfurar determinado poço. Desta forma, podem-se obter respostas a perguntas diversas, tais como: 1) Qual é o tempo médio (mais provável) de perfuração do poço?; 2) Qual a probabilidade de que o tempo real seja X% superior ao valor esperado?; 3) Qual a probabilidade de que ocorram atrasos nas duas últimas fases?; 4) Caso a duração das fases concluídas seja diferente do esperado, qual a probabilidade de que o tempo total de perfuração ainda se encontre dentro do planejado?; 5) etc.

Adicionalmente, incorpora-se a abordagem dentro do ciclo do PDCA de forma a gerenciar as informações e os resultados, tornando o processo padronizado e de fácil utilização pelos profissionais da indústria de petróleo.

PALAVRAS-CHAVE: Modelo computacional, simulação, melhoria contínua, perfuração, poço, riscos, incertezas.

Abstract

The problem of estimation of the total time to drill wells in oil and gas industry can be considered as a challenge for decision-makers because it is associated with scarce resource allocation (rigs, labour, time etc.) and also restrictions in expenditures. Then, the development of a methodology that provides more information can contribute to the improve quality of decisions and add value to companies.

In this dissertation the research is focused on probabilistic approach to forecast the total time to drill wells in oil and gas industry using Monte Carlo simulation. It is based on logical modeling of activities that must be carried out over time. Some of them are in series whereas others can be in parallel.

After that, information about variability in time to complete each activity is modeled using probability distributions, which are selected from the use of statistical test applied to available historical data.

By putting together Monte Carlo simulation and the proposed model, the analyst can estimate the probability distribution of the random variable total time of drilling. With this information, it is possible the answer to questions such as: (1) What is the expected time to drill a well?; (2) What is the probability that the real time is X% higher that of the original forecast?; (3) What is the probability that delays can occur in the time do complete some of the activities?; (4) In case of the time to complete initial activities is above the expected, what is the probability that the total will not be longer that originally forecasted?; (5) etc.

Additionally, this methodology is run according to the PDCA model, which as a standard and familiar tool, in an attempt to make easier the management of information and results, make the entire process standard and easily employed by practitioners of the petroleum industry.

KEYWORDS: Computational model, simulation, continuous improvement, drilling, well, analysis of risks and uncertainties.

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS	xix
LISTA DE TABELAS	xxv
LISTA DE NOMENCLATURA	xxvii
1 - Introdução.....	1
1.1 - Motivação	3
1.2 - Justificativa.....	4
1.3 - Objetivos.....	5
1.4 - Estrutura da dissertação	5
2 - Revisão bibliográfica.....	7
2.1 - Análise de risco na previsão de tempo na perfuração	7
2.2 - Teoria determinística para cálculo de tempo na perfuração	14
2.2.1 - Tempo total da perfuração	16
2.2.2 - Taxa de penetração	18
2.2.3 - Custo total de perfuração	20
2.2.4 - Rotação da broca.....	22
2.2.5 - Manobra	26
2.2.6 - Conexão	26
3 - Modelo probabilístico para estimativa de tempo de perfuração	29
3.1 - Análise das principais estatísticas.....	30
3.2 - Modelo para simulação do tempo de perfuração.....	35
3.3 - Simulação de Monte Carlo	42
3.3 - Distribuições de interesse na análise da perfuração	46
3.3.1 - Distribuição triangular	46

3.3.2 - Distribuição normal	48
3.3.3 - Distribuição lognormal	49
3.3.4 - Distribuição beta-PERT	50
4 - Aplicação do modelo na previsão de tempo de perfuração de poços.....	53
4.1 - Aplicações do modelo proposto	53
4.2 - Planejamento (PLAN)	54
4.2.1 - Sequência padronizada dos poços.....	55
4.2.2 - Coletar e selecionar os dados dos poços de correlação.....	60
4.2.3 - Poço ideal.....	63
4.2.4 - Tratamento estatístico e seleção da melhor distribuição.....	64
4.2.6 – Informações para o apoio ao planejamento.....	81
4.3 - Executar (<i>DO</i>)	86
4.4 - Verificar (<i>CHECK</i>).....	88
4.5 - Agir (<i>ACT</i>)	91
5 - Conclusões e recomendações	93
5.1 - Considerações finais	93
5.2 - Recomendações	94
Referências	97
Anexo A.....	103
Anexo B.....	107
Anexo C.....	109
Anexo D.....	111

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 - Variáveis que influenciam o tempo e o custo da perfuração de poços de petróleo. (Alterado de Kaiser, 2009)	7
Figura 2.2 - Fatores de perfuração classificados em observáveis e não observáveis. (Alterado de Kaiser, 2009)	9
Figura 2.3 – Esquema de duração da perfuração de um poço (Rahil, 2007).....	16
Figura 2.4 – Tempo atual versus limite técnico (Alterado de Jones, 2000)	17
Figura 2.5 – Contribuição de cada atividade no tempo total perdido na perfuração (Alterado de Jones, 2000).....	18
Figura 2.6 – Taxa de penetração versus rotações por minuto (formações duras e moles) (Herriot- Watt, 2001).....	19
Figura 2.7 – Custo métrico versus profundidade (Amorim Júnior, 2008)	22
Figura 2.8 – Nível de desgaste dos dentes ou inserto da broca (Alterado de Herriot-Watt, 2001)	24
Figura 2.9 – Procedimento para adicionar mais um duto à coluna de perfuração (Alterado de Herriot-Watt, 2001)	27
Figura 3.1 – Conceito de assimetria de uma curva de frequência (Kazmier, 1982).....	30
Figura 3.2 – Tipos de curva de frequência em termos de curtose (Kazmier, 1982).....	31
Figura 3.3 – Diferença entre média, moda e mediana em termos de assimetria em uma curva de frequência (Kazmier, 1982).....	32
Figura 3.4 - Esquema de duração das fases do exemplo	35
Figura 3.5 - Duração total do exemplo de 3 fases	39
Figura 3.6 – Probabilidade de as três fases durarem menos que 5,5 dias.....	40
Figura 3.7 – Probabilidade de as três fases durarem mais que 5,7 dias.....	41
Figura 3.8 – Probabilidade acumulada da fase 1	41
Figura 3.9 – Distribuição uniforme para simular números aleatórios	43
Figura 3.10 – Comportamento da função densidade probabilidade de f_x	44
Figura 3.11 – Comportamento da função densidade probabilidade de f_y	45
Figura 3.12 – Exemplo de distribuição de variáveis contínua (a) e discreta (b) (Santos, 2002) ...	46
Figura 3.13 – Função densidade probabilidade da distribuição triangular.....	47
Figura 3.14 – Função densidade probabilidade da distribuição normal	48

Figura 3.15 – Função densidade probabilidade da distribuição lognormal.....	49
Figura 3.16 – Função densidade probabilidade da distribuição beta-PERT	51
Figura 4.1 – Ciclo PDCA	53
Figura 4.2 – Operações padronizadas do poço do campo estudado	56
Figura 4.3 - Gráfico de Grant para operações de perfuração.....	59
Figura 4.4 – Poço objetivo (dados médios obtidos em P50)	72
Figura 4.5 – Distribuição da probabilidade para tempo total da perfuração	78
Figura 4.6 – Gráfico de tempo versus profundidade	79
Figura 4.7 – Distribuição da probabilidade acumulada do tempo total da perfuração.....	80
Figura 4.8 - Gráfico da distribuição de frequência, caso ocorra atraso na duração total do poço.	81
Figura 4.9 – Probabilidade de zero ou uma ocorrência dos casos	83
Figura 4.10 - Probabilidade de zero ou uma ocorrência de atraso da perfuração.....	86
Figura 4.11 - Gráfico da análise de sensibilidade das operações não dependentes da profundidade.	87
Figura 4.12 – Gráfico de tempo versus profundidade, considerando-se fases já perfuradas (modelo 2)	89
Figura 4.13 – Checagem da duração das fases	90
Figura 4.14 – Novo design de derrick, um exemplo de mudança tecnológica (Alterado de Huisman, 2011)	92
Figura B.1 – Modelo 1.....	107
Figura C.1 – Modelo 2.....	109
Figura D.1 – Histórico e projeção da demanda por plataformas flutuantes no Brasil (RigLogix, 2010).....	112
Figura D.2 – Diagrama de fluxo para escolha da combinação entre os diâmetros dos poços e os dos revestimentos. (Rocha, Azevedo, 2009)	115
Figura D.3 – Projeto típico de poço e revestimento (Alterado de Herriot-Watt, 2001).....	116
Figura D.4 – Esquema do poço estudado (Alterado de Herriot-Watt, 2001).....	117
Figura D.5 – Conjunto descido para jateamento e revestimento condutor (Santos, 2007)	118
Figura D.6 – a) Esquema do BOP Submarino; (Kazuo, 2004) b) BOP (OTC, 2009).....	120

Figura D.7 – Esquema da interligação do BOP de plataformas <i>jack-up</i> e jaqueta ao fundo do mar. (Rocha e Azevedo, 2009)	121
Figura D.8 – Pontos básicos de uma trajetória de poço direcional (Rocha e Azevedo, 2009)....	122
Figura D.9 – UPM flutuante: a) Semissubmersível b) Navio-sonda (Herriot-Watt, 2001).....	124
Figura D.10 – Movimentos de sonda flutuante (rotação e translação) (Thomas, 2001)	125
Figura D.11 – a) Plataforma fixa (<i>steel jacket</i>) b) Plataforma autoelevável (<i>jack-up</i>) (Herriot-Watt, 2001)	126
Figura D.12 – Assentamento de plataformas fixas tipo jaqueta (Alterado de PEF2506, 2003)..	126
Figura D.13 – Plataformas autoeleváveis: a) com rebocadores; b) com propulsão própria. (Alterado de PEF2506, 2003).....	127
Figura D.14 – Broca PDC (Herriot-Watt, 2001)	128
Figura D.15 – Broca tricônica (Herriot-Watt, 2001)	129
Figura D.16 – Classificação IADC das brocas de cortadores fixos (Alterado de Herriot-Watt, 2001).....	130
Figura D.17 – Pressões sofridas no revestimento (alterado de Herriot-Watt, 2001).....	132
Figura D.18 – a) Circulação de fluido através do orifício de água (<i>water course</i>); b) Circulação de fluido através do orifício de jateamento (<i>jet nozzle</i>) (Herriot-Watt, 2001)	136
Figura D.19 – Processo de cimentação primária (Alterado de Herriot-Watt, 2001)	138

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Parâmetros recomendados para dentes ou insertos de brocas com partes móveis (Bourgoyne e Young, 1984)	23
Tabela 2.2 – Parâmetros recomendados de acordo com o tipo de fluido utilizado (Bourgoyne e Young, 1984)	24
Tabela 3.1 – Exemplo de amostra de tempos	36
Tabela 3.2 – Valores estatísticos do exemplo de modelo.....	37
Tabela 3.3 - Distribuições das três fases do exemplo.....	37
Tabela 4.1 – Profundidade e duração por fase de cada poço no campo B	61
Tabela 4.2 – Características de poço ideal	63
Tabela 4.3 – Dados estatísticos para tarefas não influenciadas pela profundidade.....	65
Tabela 4.4 – Taxa de desempenho para as tarefas dependentes da profundidade.....	68
Tabela 4.5 – Dados estatísticos para tarefas influenciadas pela profundidade.....	69
Tabela 4.6 – Profundidade por diâmetro de poço perfurado	70
Tabela 4.7 – Distâncias a serem percorridas pelas operações dependentes de profundidade	73
Tabela 4.8 – Distribuições e curvas de densidade probabilidade da fase 0.....	75
Tabela 4.9 – Modelo para calcular a probabilidade de limitações de tempo para cada fase	82
Tabela 4.10 - Modelo para calcular a probabilidade da limitação de tempo nas fases de perfuração	85
Tabela 4.11 – Modelo para determinar a probabilidade de se alcançar o sucesso de um projeto com fases já concluídas.	88

LISTA DE NOMENCLATURA

AFE – Authorization for Expenditure (Autorização para despesa)

APD – Autorização para despesa

ADP – Autorização de Duração para Perfuração

BOP – Blow out Preventer (Preventor de erupções)

CPM – Custo Por Metro

E&P – Exploração e Produção

FDP – Função Densidade Probabilidade

LDA – Lamina d água

MCC – Melhor Custo Composto

MTC – Melhor Tempo Composto

PDC – Polycrystalline Diamond Compact – Compactados de diamantes

PDCA – Plan, Do, Check e Act (Planejar, Executar, Verificar e Agir)

ROP – Rate of Penetration (Taxa de Penetração)

RPM – Rotações Por Minuto

SPE – Society of Petroleum Engineers (Sociedade dos Engenheiros de Petróleo)

TD – Taxa de Desempenho

TD_s - Taxa de Desempenho Simulada

TNP – Tempo não produtivo

TP – Taxa de penetração

$T_{dependente}$ = Tempo dependente da profundidade

$T_{não\ dependente}$ = Tempo não dependente da profundidade

$TT_{não\ dependente}$ = Tempo total não dependente da profundidade

$TT_{dependente}$ = Tempo total dependente da profundidade

$TT_{poço}$ = Tempo total do poço

TSP – Thermally Stable Polycrystalline

UPM – Unidades de Perfuração Marítima

VE – Valor esperado

1 - Introdução

No cenário atual, descobertas estão sendo feitas em áreas cada vez mais remotas e de mais difícil acesso, traduzindo-se em novos desafios para a perfuração de poços de petróleo, o que reflete no tempo e no custo de tais projetos. As atividades de perfuração das rochas do pré-sal brasileiro são exemplos dessa nova realidade.

Nesse cenário, decisões devem ser tomadas levando-se em consideração os riscos envolvidos por meio da avaliação do impacto de incertezas no desempenho da perfuração, aumentando-se a possibilidade de sucesso, quantificando-se possíveis perdas e processos sub-utilizados, bem como identificando-se as oportunidades.

O conceito de incerteza e risco varia um pouco de autor para autor e, por isso, torna-se necessário definir como eles serão utilizados neste trabalho. Segundo Costa (2003), incerteza é a grandeza associada à falta de conhecimento de atributos (produtividade, tecnologia ou econômico) cujos valores não se podem obter de maneira precisa ou para os quais exista dúvida. Risco está relacionado com a estimativa probabilística das previsões derivadas de variáveis com incerteza, sendo sua representação por meio de uma curva de distribuição (curva de risco), estando diretamente associado a uma tomada de decisão. Naturalmente, a variável tempo para a perfuração de poços de petróleo possui determinantes que são incertos e, conseqüentemente, também possui risco.

Nesse contexto, o uso de metodologias e ferramentas que permitam identificação, quantificação, monitoramento e minimização dos riscos e de seus impactos é hoje uma prática necessária, crescente, objetiva e promissora.

Assim como a vida exige escolhas e escolhas implicam em riscos, existe a preocupação de minimizar tais riscos. No entanto, muitas vezes não podemos evitá-los completamente¹. Cada operação de perfuração, por envolver pessoal especializado, equipamentos de alta tecnologia e até mesmo desperdício de tempo, gera custos elevados. Mas estas variáveis não podem ser

¹ Há diversos exemplos não somente na área de perfuração, mas também em economia e medicina, entre outros. Por exemplo, o risco de exceder o tempo de perfuração pode ser reduzido pelo investimento em equipamentos, mas não eliminado, uma vez que o custo seria excessivo.

conhecidas com certeza. Por isso, aconselha-se a utilização de funções de distribuição de probabilidade.

De acordo com Neto (2003), no desenvolvimento de um campo petrolífero, a atividade de perfuração e completação dos poços pode custar de 50% a 60% do investimento total, o que, por si só, justifica pesquisas que tentem diminuir os riscos envolvidos nessas atividades.

Grande parte do custo da perfuração de um poço é sensível ao tempo. A previsão precisa do tempo é pré-requisito para uma eficaz análise de desempenho de orçamento. Os tempos podem ser divididos em produtivo e não produtivo. O primeiro dificilmente pode ser alterado, devido principalmente às limitações técnicas do próprio projeto; contudo, quando se trata de definir os Tempos Não Produtivos (TNPs), estes tendem a variar conforme a equipe atuante, o supervisor da perfuração e/ou o engenheiro de perfuração e, com isso, a refletir sua subjetividade no relatório final do poço.

Especialistas como Adams, Gibson e Smith (2009) concluíram, por meio da avaliação dos dados históricos, que mais de 27% do tempo total de operação de perfuração de 104 poços no Mar do Norte não foram produtivos, o que se traduz em uma perda de mais de 4,5 anos do total de 16,27 anos de operação.

Ao longo da vida de um campo serão perfuradas dezenas, talvez centenas de poços, e um atraso de apenas um dia na perfuração pode representar desde aproximadamente 40 mil dólares, somente de aluguel de sonda *jack-up* para águas rasas (LDA < 150 m), até 450 mil dólares em um navio-sonda para águas profundas, consoante o banco de dados da Rigzone².

Dentre desse contexto, neste trabalho desenvolve-se uma metodologia para estimar durações das operações de perfuração considerando-se as incertezas de diversas variáveis. Assim, será possível simular o risco para diversas metas de tempo e contribuir com informações adicionais para a tomada de decisões em nível gerencial.

² Esses valores servem apenas como referência, pois variam em função das condições de: (1) oferta e demanda de sondas existentes, (2) necessidade de desenvolvimentos específicos para perfuração em condições extremas de profundidade, tipo de rochas etc.

1.1 - Motivação

A indústria de petróleo, com destaque para a nacional, já detectou que muitos dos novos campos estão localizados no mar. Assim, o desenvolvimento de novas tecnologias nos próximos anos, para que a produção torne-se economicamente viável, já se encontra em andamento. Dentro dessas iniciativas, destaca-se a necessidade de um grande número de poços a serem perfurados de modo a possibilitar tal perfil futuro da produção de petróleo.

Com a evolução da perfuração, o volume de dados mais precisos disponíveis para análise vem aumentando de maneira substancial. Contudo, tais dados, como tempo de cada operação ou tarefa, ainda não são completamente aproveitados no desenvolvimento de ferramentas de análise e gerenciamento de informação.

Apesar de contínuos esforços, a indústria de petróleo ainda tem muito que melhorar em sua capacidade de desenvolvimento. Isso é o que Unnerland e Hauser (2005) defendem. De acordo com estes autores, um grande número de profissionais gasta cerca de 60% a 80% de seus tempos procurando e organizando dados em vez de se concentrarem nas consequências de suas decisões.

De acordo com York *et al.* (2009), alguns analistas aconselham a criação de uma reserva de 10% a 25% das Autorizações para Despesas ou AFE (Authorization for Expenditure) para cobrir somente os custos inesperados na perfuração. Estes percentuais são sugeridos de forma subjetiva e, na prática podem ser suficientes ou não.

Todos esses trabalhos buscam por mais informações para melhorar a qualidade das previsões de tempo. Esta, por sua vez, reflete em melhor estimativa de custo e indicadores operacionais. Por isso, é necessário avançar no sentido de desenvolver modelos que permitam aos tomadores de decisão recorrerem a diferentes cenários (milhares), de modo a proporcionar melhor planejamento para o futuro.

Muitos dos trabalhos existentes são para análise de risco em custo de perfuração. Há outros que mencionam o tempo de perfuração, mas não a partir da variabilidade no tempo para completar cada uma das fases. Assim, o foco deste trabalho é no tempo total das operações da perfuração, pois este é considerado um dos fatores mais críticos, senão o maior, de um projeto de

poço de petróleo, visto que o custo está relacionado diretamente com o tempo, determinando, assim, a viabilidade do projeto.

1.2 - Justificativa

Em razão da importância da variável tempo no desenvolvimento de projetos de perfuração de poços, em campos tanto *onshore* como *offshore*, surge a necessidade de se desenvolver uma ferramenta computacional que considere a incerteza em variáveis, como: número de operações e suas durações, profundidades alcançadas a cada seção, dentre outras. Isso se tornará fundamental na tomada de decisões e servirá de apoio para a escolha de procedimentos como melhoria da taxa de aprendizado, do treinamento das equipes, das metas e das estratégias a serem utilizadas de modo a buscar sempre melhores resultados.

Por meio do modelo desenvolvido, algumas respostas às perguntas que surgem na tomada de decisões do dia a dia dos gerentes de perfuração serão encontradas, tais como: 1) qual a média de tempo de perfuração do poço?; 2) qual a probabilidade de que o tempo real seja X% superior ao valor esperado?; 3) qual a probabilidade de que ocorram atrasos nas duas últimas fases? 4) se ocorrer atraso nas fases iniciais, qual a probabilidade de manter-se dentro do prazo pré-estipulado?

Assim, esse modelo pode contribuir com informações para que os gerentes possam se preparar para as consequências positivas e negativas derivadas da variação do tempo da perfuração. Tais informações devem agregar valor ao processo de tomada de decisões, sobretudo em um segmento no qual os investimentos em muito podem superar US\$ 100 milhões por poço.

Alguns softwares para otimização da perfuração estão disponíveis no mercado, como, por exemplo, o *PERFORMView*, da Schlumberger. Empresas como a Halliburton possuem uma área (*Landmark*) especializada, onde são desenvolvidos diversos³ softwares utilizados na melhoria e

³ Data Analyzer™ Drilling Data Analysis Software; Data Analyzer™ Drilling Data Analysis Software; DEX™ Well Data Exchange Software; DIMS™ and iDIMS™ software; Engineer's Data Model™ Software Development Kit; Engineer's Data Model™ Engineering Project Database Software; iWellFile™ Drilling Reporting Software; OpenWells® Drilling Morning Report Software; PROFILE™ Wellbore Schematic Software; Real Time View - Drilling Data Visualization Software; Resource Scheduler Software; Well Cost Software.

no monitoramento da perfuração. Outras empresas oferecem “consultoria”, como a Baker Hughes, que, com soluções como o *Integrated Operations Management System*, visa diminuir os tempos não produtivos, ou TNPs, durante todo o projeto do poço.

Contudo, softwares como estes são uma “caixa-preta” para a indústria, visto não se saber o que é considerado em suas análises, por exemplo: como ocorre a seleção de variáveis, os tipos de distribuições utilizadas etc. Por isso, o desenvolvimento da metodologia proposta nesta dissertação, de forma aberta e transparente, pode contribuir para a disseminação do conhecimento necessário para a estimativa do tempo para perfuração de poços na indústria do petróleo.

1.3 - Objetivos

- Modelagem da variabilidade dos tempos de diferentes fases de perfuração de poços de petróleo.
- Elaboração de um modelo probabilístico para estimativa do tempo total para perfuração de poços.
- Desenvolvimento de ferramenta capaz de quantificar o risco associado à variável tempo de perfuração de poços para a E&P (Exploração e Produção) de petróleo.
- Mostrar como a metodologia desenvolvida pode ser empregada usando-se o ciclo PDCA, o qual se constitui de um método de gerenciamento amplamente usado na indústria.

1.4 - Estrutura da dissertação

A estrutura deste trabalho é composta de 5 capítulos, além de anexos e referências bibliográficas.

O primeiro capítulo apresenta, em forma de introdução, a escolha do tema e o modo como este se enquadra na indústria do petróleo, bem como a motivação e os objetivos propostos.

No segundo capítulo, aborda-se a revisão bibliográfica, em que se apresenta uma visão global dos princípios da perfuração de poço de petróleo, seus fundamentos, as unidades de

perfuração, as principais etapas de um projeto de poços de petróleo e as pesquisas que já foram realizadas na área. Foram, ainda, realizadas as descrições das principais ferramentas e operações envolvidas em todo o processo.

No capítulo 3, encontra-se o detalhamento do modelo proposto nesta dissertação para a estimativa do tempo de perfuração e quantificação de riscos.

No capítulo 4 é realizada a aplicação da metodologia e são apresentados os respectivos resultados. São descritos, ainda, os passos e o direcionamento para a aplicação da metodologia baseada no ciclo PDCA, os critérios de decisão e a simplificação do processo de análise de perfuração para poços de correlação.

As principais conclusões e as recomendações para trabalhos futuros são apresentadas no capítulo 5.

2 - Revisão bibliográfica

2.1 - Análise de risco na previsão de tempo na perfuração

Tempo é dinheiro. Ao se reduzir o tempo que se leva para perfurar um poço, o seu custo, conseqüentemente, diminuirá. Seguindo este princípio, um dos objetivos da perfuração é chegar à profundidade planejada em menor tempo possível, empregando-se a tecnologia disponível e sempre visando à qualidade e à segurança desejadas para o processo como um todo. Na Figura 2.1 encontra-se uma ilustração de vários fatores associados direta ou indiretamente à variável tempo de perfuração de um poço de petróleo.

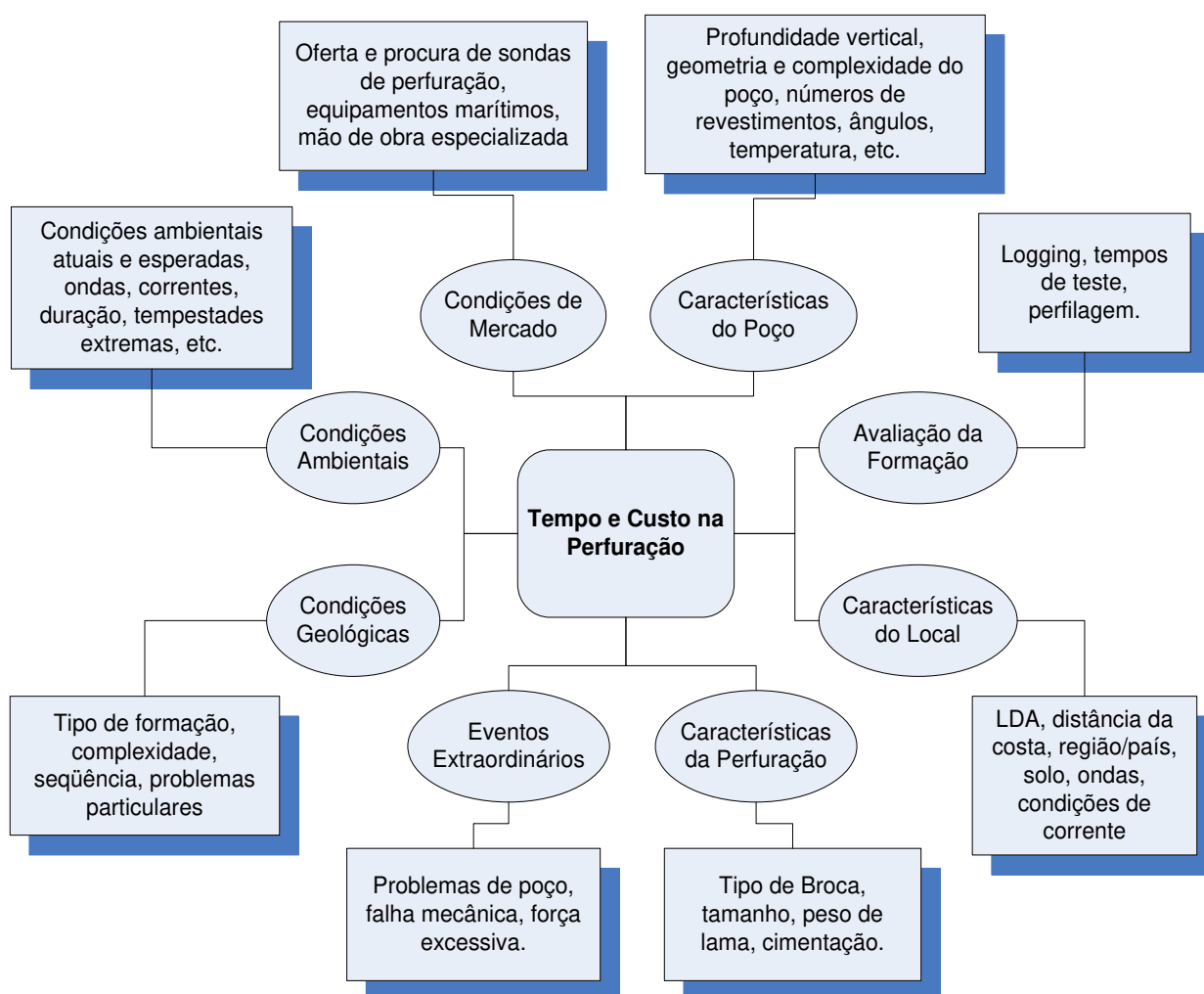


Figura 2.1 – Variáveis que influenciam o tempo e o custo da perfuração de poços de petróleo. (Alterado de Kaiser, 2009)

Como exemplo, as características das formações geológicas variam em todo o mundo, e certamente dentro da mesma bacia produtora. Formações duras, abrasivas e heterogêneas normalmente diminuem a taxa de penetração, o que irá afetar diretamente a coluna de perfuração e, por vezes, criará desvios significantes na trajetória planejada. Outra situação é que os reservatórios profundos são normalmente caracterizados por baixa permeabilidade, altas temperaturas e pressões, algumas situações de estresse e por vezes contaminantes como o CO₂, o que aumenta a complexidade do poço e faz com que o operador lide com número maior de preocupações no que tange à segurança e ao desempenho das operações.

Para contornar tais problemas, os métodos utilizados na perfuração dependem de variáveis como: (1) formação geológica, (2) tecnologia aplicada, (3) quantidade de informação conhecida sobre a formação, (4) experiência do operador, (5) equipamento disponível, e (6) experiência da equipe de perfuração. Além destas, há outras características adicionais como LDA, experiência do operador na região, condições ambientais que influenciam a decisão do operador para seleção dos tipos de contratos, tipo de sonda etc. Há também fenômenos como aprisionamento de coluna, condições meteorológicas adversas e falhas mecânicas que não podem ser previstas com certeza, mas que se ocorrerem causa impacto significativo no tempo e no custo de um poço. A interação direta ou mesmo indireta entre estas variáveis faz com que o tempo para cada uma das fases de perfuração seja uma variável incerta. Na Figura 2.2 se encontra uma classificação de tais variáveis em tipo observável e não observável.

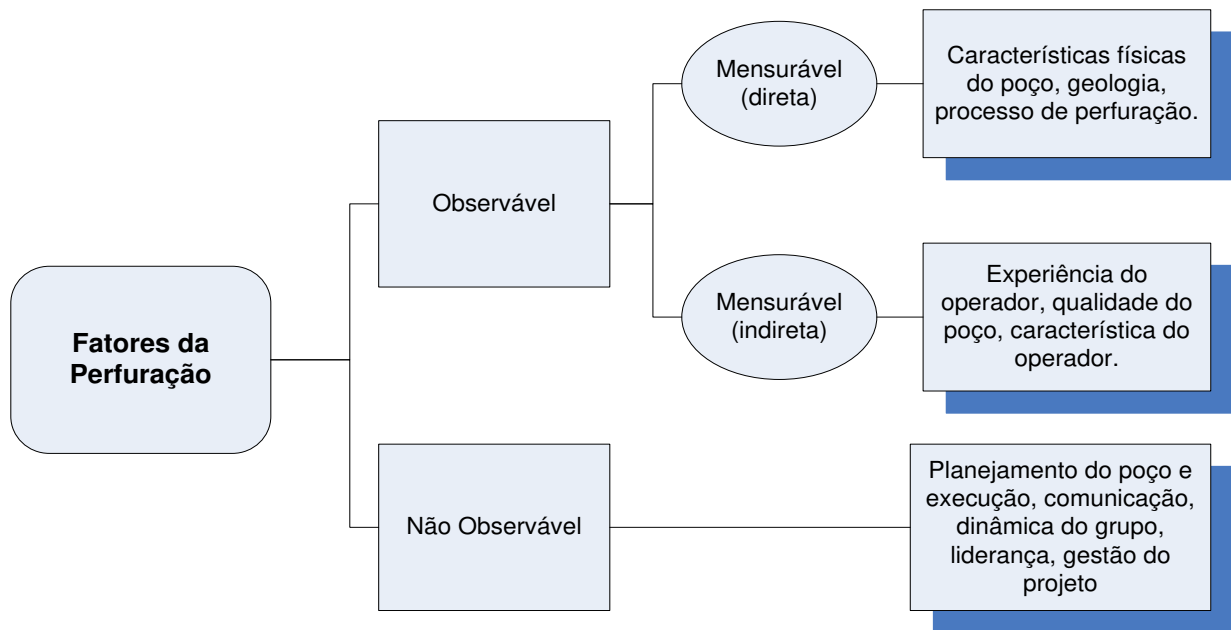


Figura 2.2 - Fatores de perfuração classificados em observáveis e não observáveis. (Alterado de Kaiser, 2009)

Os fatores mensuráveis incluem características físicas do poço tais como geologia e parâmetros de perfuração. Os indiretos incluem *design* do poço, experiência do operador e qualidade do poço. Essas variáveis são incertas, mas devem ser incorporadas na análise. Fatores como comunicação, liderança e habilidades de gerenciamento de projetos também impactam no desempenho da perfuração, às vezes significativamente, mas capturar e identificar a influência destas variáveis (não observáveis) é geralmente uma tarefa bastante difícil, visto que tal informação não consta no relatório dos operadores.

Devido a esse grande número de variáveis incertas associadas à variável tempo para a perfuração de poços, nos últimos anos vêm surgindo trabalhos de previsão empregando-se métodos estatístico-probabilísticos. Cunha (1994) pode observar que as tomadas de decisão em situações de pescaria de ferramentas eram muitas vezes erradas e/ou desnecessárias, o que representava perda de tempo e de dinheiro. Logo, neste artigo o autor discutiu um método capaz de verificar cada decisão, por parte do operador, com base na teoria de análise de risco. Isto permitiu implementar decisões diariamente nas operações de pescaria de forma mais precisa e, assim, aumentar a probabilidade de se atingir melhor resultado econômico.

Peterson, Murtha e Roberts (1995), com base em uma análise estatística de dados históricos de perfuração de dois campos, decidiram incorporar um modelo de análise de risco juntamente com a simulação de Monte Carlo para obter melhores estimativas de APD e fornecer não somente valores esperados (médias), mas também os níveis de risco (probabilidade de falta recursos) em cada uma das alternativas selecionadas.

Kitchel *et al.* (1996) descrevem detalhadamente o uso de técnicas estocásticas para estimar o tempo e o custo da perfuração. Em seu trabalho são apontados diversos tempos de operações a partir de modelagem probabilística de variável como a taxa de penetração. Assim, é possível gerar a distribuição de frequências do tempo de perfuração em vez de apenas um único valor, como seria no caso determinístico. No entanto, não se faz consideração sobre a sequência de atividades que são executadas na perfuração de poços. Vale destacar que estes autores ainda possibilitam ao leitor uma detalhada descrição dos vários componentes que contribuem para o custo da perfuração, tais como: (1) custos sensíveis ao tempo, sendo o mais impactante o aluguel da sonda, que pode ultrapassar facilmente os U\$ 450.000,00 diários, excluindo todos os outros custos, como ferramentas, energia, aluguel de outros equipamentos etc.; (2) custos sensíveis à profundidade, por exemplo, quantidades de revestimento que deverão ser descidas, fluidos de perfuração, cimentação, *logging* etc.; (3) custos fixos – normalmente relacionados à localização, como custo de mobilização ou desmobilização, fornecimento de materiais e de trabalhadores –, que geralmente não estão ligados diretamente ao custo da perfuração, contudo impactam no tempo total do poço.

Nesta modelagem, os autores utilizaram a distribuição normal para a variável preço do aluguel diário da plataforma e a distribuição uniforme para representar variáveis como custo de cabeça de poço, custo da lama, custo do revestimento e taxa de desempenho diário da perfuração para cada um dos diâmetros do poço. É importante destacar que o uso da distribuição uniforme para a modelagem de variabilidade deve ocorrer quando há grande escassez de informações na forma de dados, pois há a mesma chance para todos os valores que podem ser sorteados dentro da distribuição – por exemplo, se para uma variável aleatória com o custo de cabeça de poço for empregada a distribuição uniforme com mínimo igual a 1000 e máximo igual a 5000, então todos os valores dentro deste intervalo são equiprováveis.

Murtha (1997) abordou a simulação de Monte Carlo de forma bastante objetiva, mencionando a aplicação do método num modelo computacional de custos de perfuração. Ele defendeu a aplicação do método como uma prática de rotina que pudesse ser mais vezes utilizada e disponibilizada em planilhas para análise. No entanto, não mostra como realizar a quantificação de riscos da variável tempo de perfuração de poços empregando-se claramente as diversas etapas de operação.

Williamson, Sawaryn e Morrison (2004) discutiram a abrangência do método de Monte Carlo para estimar o tempo e o custo da perfuração, contudo os autores resolveram focar na pesquisa e na análise dos erros comuns de avaliação na hora de ser criar uma estimativa de tempo e custo. Utilizando-se de um programa de múltiplos poços, com seus cronogramas e problemas de produção, demonstraram a amplitude e a validade do método, apontando ao mesmo tempo erros na hora de definir o modelo a ser seguido, organização dos dados, definição das distribuições, entrada de dados e utilização e interpretação dos resultados. Mostraram que, se tal técnica não for aplicada com extremo cuidado, seus resultados podem ser equivocados.

Akins, Abell e Diggins (2005) observaram que o gerenciamento de risco para o processo de construção de poço, além de positivo, em algumas jurisdições pelo mundo é um pré-requisito para se fazer negócios. Eles tiveram como objetivo criar um modelo de tempo e custo na perfuração e na completação com uma abordagem probabilística que poderá ser utilizada durante todo o ciclo de vida do projeto, desde sua concepção até as operações, servindo como uma ferramenta de revisão. Nos três casos apresentados, não ficou claro qual a distribuição de probabilidade utilizada para sua previsão.

Cunha, Demirdal e Gui (2005) analisaram os custos de 16 itens relacionados ao custo da perfuração considerando seus riscos e incertezas. Eles empregaram a abordagem de Monte Carlo para a quantificação de riscos. Possibilitaram assim, a criação de uma AFE probabilística. No entanto, não estimaram o risco da variável tempo total de perfuração empregando-se o sequenciamento lógico das atividades operacionais.

De acordo com Hariharan, Judge e Nguyen (2006), uma das primeiras publicações da SPE que utilizou métodos probabilísticos para quantificar as incertezas foi Capem (1976) há mais de trinta anos. Ele observou que existia sempre uma tendência de subestimar as incertezas, mesmo

em grupos de supostos experientes no assunto, ou seja, pessoas que já trabalham na mesma área há um longo período de tempo.

Hariharan, Judge e Nguyen (2006), em seu trabalho, utilizam um software comercial que faz uso da simulação de Monte Carlo para estimar, por meio de uma nova abordagem, o tempo e o custo da perfuração de petróleo. Utilizando-se de 12 fases para representar toda a perfuração, entretanto, não ficou muito clara a estrutura utilizada para as estimativas. Seu trabalho contou também com uma pesquisa em que foram colocadas 11 questões de múltipla escolha para avaliar a carência de informações relativas às análises probabilísticas na indústria de perfuração de poços.

Jacinto, Droguett e Garcia (2006) apresentam alguns aspectos teóricos e metodológicos para a realização de uma análise quantitativa de risco na construção e na restauração de poços. Por meio de adaptações de técnicas de análise de risco e utilização de árvores de decisões, os autores foram capazes de identificar perigos associados à segurança ou ao sucesso das operações de construção do poço, bem como estimar as probabilidades de ocorrência dos principais perigos e seus desdobramentos e calcular as consequências da ocorrência de eventos indesejáveis. No entanto, os autores não trataram diretamente do problema de estimativa do risco na variável tempo para a perfuração de poços de petróleo.

Akbari, Ravari e Amani (2007) apresentaram em seu trabalho uma nova metodologia para encontrar a APD probabilística por meio de três equações:

- ***Tempo Total de Problemas*** = *Reparação de equipamentos + Pescaria + Desvio da perfuração + Limpeza + Tempo de espera;* (2.1)
- ***Tempo Total da Perfuração*** = *Tempo da perfuração (produtivo) + Tempo total de problemas;* (2.2)
- ***Taxa de Conclusão do Poço*** = *Profundidade do poço / Tempo total de perfuração;* (2.3)

O foco principal do trabalho está na variável taxa de conclusão do poço (TCP), que é um índice de desempenho da perfuração. Para a criação do modelo, os autores utilizaram sete variáveis de entrada (profundidade do poço, tempo de reparação de equipamentos, tempo de pescaria, tempo de desvio da perfuração, tempo de limpeza, tempo de espera e tempo de

perfuração produtiva) listadas nas equações acima (2.1, 2.2 e 2.3). Foram empregadas algumas distribuições para representar o comportamento destas variáveis, tais como: (1) lognormal, para profundidade do poço, tempo de perfuração (produtivo) e reparação de equipamentos; (2) beta, para pescaria, limpeza e tempos de espera. No entanto, não foi realizada modelagem da variável tempo de perfuração de poços.

No trabalho de Saibi (2007), o objetivo é fornecer ao gerente de perfuração uma ferramenta eficiente no controle de custo para facilitar o gerenciamento das APDs e, ao mesmo, permitir em tempo real gerar informações e medidas corretivas. Para se alcançar isso, o modelo conta com uma grande quantidade de dados históricos provenientes do campo em estudo (Hassi-Messaoud Oil Field) que foi dividido em duas etapas: a primeira é a criação de um planejamento para novos poços, resultado da simulação de Monte Carlo combinada com análise de risco; a segunda é a implementação de um controle de custo em tempo real, juntamente com um processo de melhoria contínua, durante todas as fases do projeto. Embora o autor tenha empregado análise de risco, o enfoque é dedicado à variável custo, e não ao tempo de perfuração.

Loberg *et al.* (2008) demonstraram em seu trabalho formas de utilização de uma estimativa probabilística de custo para um poço de petróleo. Por meio de uma descrição matemática, este trabalho apresenta vantagens de uma abordagem tradicional, como resposta rápida e facilidade de entendimento, e desvantagens, como diversas perguntas envolvendo incertezas, que não são respondidas. Além disso, as vantagens da abordagem probabilística permitiram dividir a perfuração em sub-operações considerando-se suas incertezas e, quando somadas, retornarão as estimativas de tempo e o custo total da perfuração. Por meio de um fluxo de trabalho criado por eles, os autores introduziram um método capaz de considerar o julgamento de especialistas, combinado com dados experimentais, para que se pudesse estimar o custo e a duração da construção de um poço, por meio de um software comercial que faz uso da simulação de Monte Carlo. Vale lembrar que software comercial, por mais prático e confiável que seja, não permite ao analista da perfuração a liberdade de escolhas de uma metodologia aberta como a utilizada neste trabalho.

Cunha (2007) discute a necessidade de incorporar métodos mais realísticos na academia, tais como análise e desenvolvimento de estudos de viabilidade econômica em projetos de petróleo, para que os novos profissionais estejam mais preparados para responderem aos desafios

reais do dia a dia profissional. Por se tratar de uma indústria que envolve diversos tipos de riscos em seus projetos de exploração e produção (quantificação de reservas e fatores externos, como preços do óleo e gás, regulamentações dos governos, situações políticas, entre outras), torna-se necessário o uso de análise econômica e de risco para a maioria dos projetos. Ele observa que está havendo grande mudança da indústria do petróleo, visto que grandes companhias já esperam que os jovens profissionais estejam prontos para exercícios de liderança, para lidar com assuntos gerenciais, implementando novas políticas que possam vir a contribuir para o sucesso e o lucro da companhia.

Nota-se que existe um número considerável de trabalhos que tratam de análise de risco e perfuração de poços, mas estes se concentram mais na variável custo e menos em tempo de perfuração. Não se encontraram trabalhos específicos sobre modelagem e quantificação do risco do tempo das operações de perfuração empregando-se diretamente a variável duração de tempo de cada uma das atividades que constituem o tempo de perfuração total de um poço.

Nesse contexto, este trabalho pode preencher uma lacuna existente na literatura ao empregar uma metodologia padronizada, de fácil aplicação e com o uso de uma ferramenta (software) de baixo custo e livre para que o usuário possa fazer as modificações que julgar necessárias. Isto possibilita ao usuário liberdade para criar e alterar o modelo, conforme suas preferências e condições, o que não ocorre no caso de softwares comerciais disponíveis no mercado (com altos custos e que funcionam como uma caixa preta, tornando-se restritivo e duvidoso, em suas considerações para seus utilizadores).

2.2 - Teoria determinística para cálculo de tempo na perfuração

De acordo com Dyer (1984), o responsável pela perfuração de poços em um campo segue, normalmente, um modelo simples para a escolha do método de perfuração a ser empregada em seus poços. Ele examina o Custo Por Metro (CPM), ou seja, o mais barato irá perfurar o poço ou uma seção dele.

Decidir apenas pelo custo métrico gera um grande problema, visto que esse custo só é considerado quando a broca está no fundo do poço. Na perfuração de poços de petróleo, o tempo está relacionado diretamente com o custo, logo o CPM acaba por descartar o tempo de serviço de

plataforma, a quantidade de manobras efetuadas, as brocas utilizadas etc., afetando consideravelmente o custo da perfuração.

Jones (2000), ao avaliar a contribuição de cada atividade (ele considera 93 atividades) para o tempo total perdido durante a perfuração, observou que apenas 29% desse tempo eram oriundos da perfuração com broca no fundo, o que significa dizer que 71% do tempo perdido estão relacionados às outras atividades.

Como já foi dito no início do trabalho, especialistas como Adams, Gibson e Smith (2009) apontaram que 27% do tempo total da perfuração são tempos não produtivos (TNP). Ou seja, validar um método de perfuração apenas pelo CPM (o que, de acordo com especialistas, seria responsável pela não produtividade de apenas por 8%, aproximadamente, do tempo total do poço) nem sempre é a chave para reduzir o tempo/custo na perfuração.

Contudo, existem diversos métodos⁴ para reduzir tempo/custo na perfuração. Estes normalmente são divididos em duas categorias. A primeira é a redução do tempo de perfuração, aumentando a taxa de penetração (TP). A segunda poderá ser a redução ou a eliminação dos atrasos e dos tempos indesejáveis, que podem ser definidos por:

- Tempo excessivo de manobras (subutilização da broca ou broca de baixa vida útil);
- Pescaria (perdas de cone, aprisionamento de coluna etc.);
- Desvios da perfuração (normalmente por falta de planejamento e conhecimento da geologia, ou perda de ferramenta dentro do poço);
- Problemas de revestimento (re-cimentação, perda de fluidos para formação etc.);
- Problemas de poço (*kicks*, *creep* etc.);
- Trocas de broca (qualidade da broca, tempo excessivo de broca no fundo etc.);
- Baixa taxa de aprendizagem (mão de obra pouco experiente, não motivada etc.).

O modelo proposto tem o objetivo de analisar (aumentar o conhecimento das operações, identificar oportunidades de melhoria, testar hipóteses etc.) e gerar previsões do tempo de perfuração. O tempo utilizado no modelo é referente apenas às operações de perfuração como um

⁴Dentre os quais podemos citar estes exemplos: um modelo de broca mais barata diminuiria o CPM, contudo o desgaste poderia ser maior, aumentando o número de manobras necessárias; um modelo de broca mais cortante poderia penetrar mais rapidamente ou ter menor desgaste na formação, porém o desgaste ou o custo seria maior, aumentando, assim, o custo total do poço etc.

todo, considerando-se nelas todas as incertezas associadas à operação, independentemente da taxa de penetração ou do atraso ocorrido em sua execução.

2.2.1 - Tempo total da perfuração

O tempo de perfuração é dividido em três classes distintas. De acordo com Rahil (2007), elas podem ser observadas na Figura 2.3:

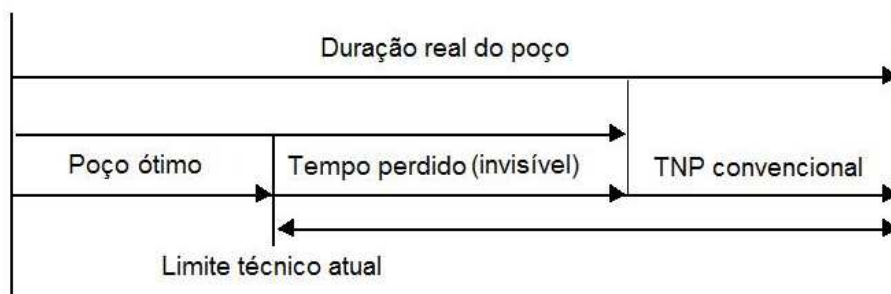


Figura 2.3 – Esquema de duração da perfuração de um poço (Rahil, 2007)

Na Figura 2.3, o TNP convencional pode ser definido como o tempo em que não se produz. Este é o tempo perdido por aprisionamento de coluna, quebra de equipamentos, espera das condições meteorológicas etc. De acordo com Paes, Aragão e Chen (2005), pode vir a representar 20% de todo o tempo da perfuração do poço.

O tempo perdido (invisível) é dado pelo tempo que não acrescenta valor algum ao avanço da penetração, sendo que alguns especialistas o consideram também como TNP. Estes, segundo Rahil (2007), podem ser descritos como: tempo de manobra lento, descidas de revestimento, procedimentos não apropriados etc. Segundo Gupta (2006), perfurar juntamente com o revestimento pode representar de 20% a 30% de economia no tempo total da perfuração do poço.

O poço ótimo consiste em um suposto tempo de perfuração, limitado apenas pelas condições tecnológicas atuais. No caso deste trabalho, será interpretado como o poço ideal, o que se verá no capítulo 4.2.3.

Para a redução dos tempos não produtivos e invisíveis, Iyoho et al. (2004) recomendaram utilizar a análise estatística para desenvolver um Melhor Tempo Composto (MTC) para poços de correlação (localidade, lâmina d'água, profundidade etc.), levando-se sempre em consideração as

limitações técnicas disponíveis para o projeto. Isto permitirá melhor entendimento histórico da construção de poços, contribuindo para a melhoria contínua da perfuração.

Jones (2000), durante uma pesquisa em poços perfurados no centro do Mar do Norte, classificou os tempos ótimos (limite técnico) com os tempos atuais da perfuração, o que se traduz no gráfico observado na Figura 2.4.

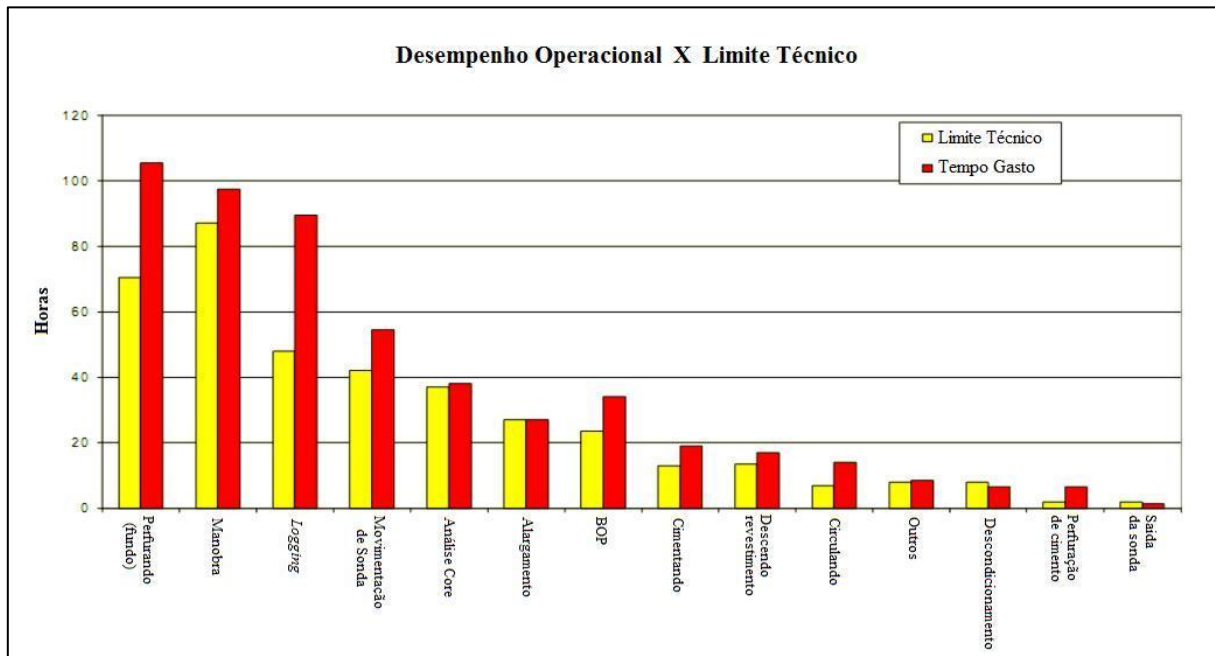


Figura 2.4 – Tempo atual versus limite técnico (Alterado de Jones, 2000)

Na Figura 2.4, pode-se observar considerável diferença entre o tempo atual de perfuração (em vermelho) e o tempo ótimo (limite técnico – amarelo). Analisando tais resultados, Jones (2000) decidiu avaliar a contribuição de cada atividade para o tempo total perdido durante a perfuração, o que se traduz no gráfico da Figura 2.5.

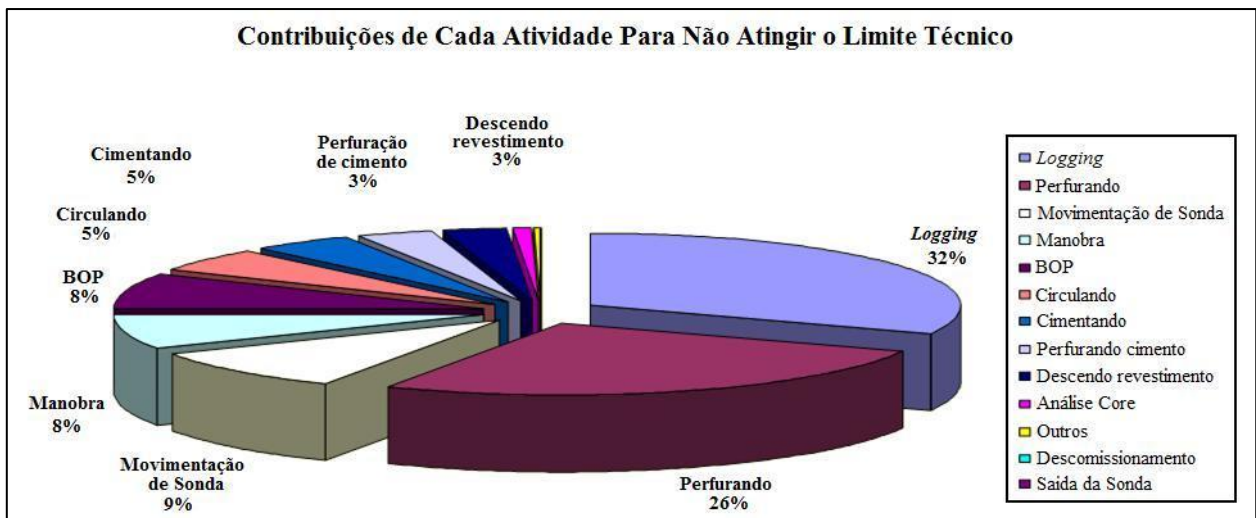


Figura 2.5 – Contribuição de cada atividade no tempo total perdido na perfuração (Alterado de Jones, 2000)

Jones (2000) analisou seus dados e concluiu que, para implementar melhorias que o aproximassem de atingir o limite técnico da perfuração, deveria investir a mais cerca de 1% da autorização para despesa (APD) em análises de risco e planejamento, e isto poderia representar uma redução de mais de 25% do custo esperado pela APD.

2.2.2 - Taxa de penetração

A taxa de penetração, ou TP, mede a “velocidade” com que a broca perfura determinado intervalo de formação, sendo um dos parâmetros mais utilizados para medir o grau de compactação dos sedimentos. Em trechos normalmente compactados, a porosidade diminui com a profundidade, fazendo com que a velocidade de perfuração também se reduza, já que maior porosidade torna os sedimentos mais fáceis de serem perfurados. Entretanto, este argumento deve ser cuidadosamente analisado, de modo a excluir todos os outros fatores, como mudança de litologia e de parâmetros mecânicos (peso sobre a broca e rotação), o que também poderia levar a uma alteração da taxa de penetração.

De acordo com Barragan (1995), o processo de perfuração envolve uma complexa interação de mais de 20 variáveis independentes⁵. Os modelos ROP são equações empíricas ou semiempíricas mostradas na literatura com a finalidade de prever a taxa de perfuração, em

⁵ Custo da broca, diâmetro da broca, força do impacto do jato, gradiente de pressão dos poros da formação, pressão no fundo do poço etc.

função de parâmetros operacionais (peso sobre a broca, rotações da broca – RPM –, pressão dos jatos, entre outros), tipo e/ou desenho da broca e propriedades da formação perfurada. De acordo com Winters, Warren e Onyia (1987), esses modelos, quando calibrados para uma área, podem prover previsões aceitáveis.

Verifica-se que quanto maior a resistência da rocha, menor a porosidade, situação semelhante à encontrada em grandes profundidades. Esta característica da rocha (dureza) influenciará diretamente a taxa de penetração (TP) e a velocidade de rotação da broca (RPM – Rotações Por Minuto). (Figura 2.6)

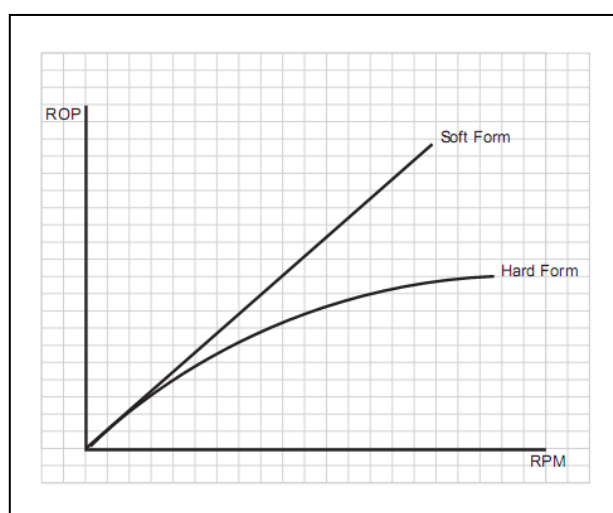


Figura 2.6 – Taxa de penetração *versus* rotações por minuto (formações duras e moles) (Herriot-Watt, 2001)

Na Figura 2.6, observa-se a variação do TP com RPM para diferentes formações. As formações mais duras são mais difíceis de penetrar, o que normalmente requer baixo RPM, já que uma velocidade excessiva pode vir a danificar a broca ou a coluna de perfuração – isso explica a não linearidade da função observada na Figura 2.6. Logo, a taxa de penetração será afetada pela velocidade de rotação, fazendo-se necessário propor uma velocidade ideal para se perfurar determinada formação. Esta velocidade pode estar em função do:

- tipo de broca, já que broca com dentes mais longos demoram mais tempo para penetrar e cortar a rocha de dentro do poço;
- tipo de formação, visto que a broca e a coluna de perfuração poderão estar sujeitas a danos, caso um alto RPM seja-lhes aplicado enquanto perfuram formações mais

duras. Em tais formações, dentes ou insertos necessitam de mais tempo para conseguir penetrar e cortar a rocha.

O modelo de Bourgoyne e Young (1984), apesar de bastante conhecido, não considera a tensão de compressão da rocha. Ohara (1989), por sua vez, adotou a proposta de Manson (1987) para fazer a escolha de brocas, baseado em perfis sônicos. Ele montou um programa computacional para o cálculo da tensão de compressão em função do tempo de trânsito compressional e cisalhante.

Com isso, Ohara (1989) propôs um modelo de perfuração desenvolvido por meio de análise dimensional, considerando a resistência da compressão, chegando à equação 2.4.

$$ROP = e^{\left(b1 + \ln(vd) + b2 * \ln\left(\frac{W}{Sc * d^2}\right) + b3 * \frac{(pp - pc)}{Sc} + b4 * (2 - 5 * 10^{-5} * (D/d)) + b5 * \ln\left(\frac{Fj}{Sc * d^2}\right) + b6 * \left(\frac{-h}{d}\right) \right)} \quad (2.4)$$

Em que:

$b1, b2, b3, b4, b5, b6$ – coeficientes de proporcionalidade

v = viscosidade do fluido de perfuração (cp)

Sc = tensão de compressão da rocha (lb/pol²)

pp = peso específico equivalente à pressão de poros (lbf/gal)

pc = peso específico do fluido de perfuração (lbf/gal)

D = profundidade (pés)

Fj = força dos jatos da broca (lbs)

h = altura fracionada do dente (0-1)

d = diâmetro da broca;

W = peso aplicado sobre a broca;

2.2.3 - Custo total de perfuração

O custo total de perfuração é influenciado, principalmente, pela duração total do projeto de perfuração e da profundidade a ser atingida.

De acordo com Bourgoyne e Young (1984), o custo total de perfuração pode ser representado pela equação 2.5. Nela, pode-se observar relação direta entre o tempo e o custo total do projeto:

$$C_s = \frac{C_b + C_o * (t_b + t_c + t_m)}{\Delta D}, (\$/m) \quad (2.5)$$

Em que C_s é o custo da perfuração por seção perfurada, C_b é o custo da broca utilizada nesta seção, C_o é o custo fixo de operação da sonda por unidade de tempo (aluguel da sonda), t_b é o total do tempo de rotação da broca durante a perfuração, t_c é o tempo de não rotação da broca no fundo ou tempo de conexão, t_m é o tempo de manobra e ΔD é a distância perfurada pela broca.

Esse custo sofre também forte influência da profundidade perfurada e tende a aumentar consideravelmente, de acordo com Bourgoyne e Young (1984). Com base nisso, Amorim (2008), através do tratamento de um conjunto de dados de um campo real, designado pelo autor como campo P, desenvolveu uma curva de tendência que teve como objetivo encontrar uma fórmula que conseguisse representar o custo por metro (CPM) de determinado campo, o que pode expressar-se por (equação 2.6):

$$CPM = k_1 * e^{k_2 P}, (\$/m) \quad (2.6)$$

Em que:

k_1 = fator que expressa um padrão médio de valores do custo nesta área;

k_2 = fator que expressa quanto o custo aumenta com o aumento da profundidade;

P = profundidade de saída da broca.

Nos fatores k_1 e k_2 , estão implícitos elementos como dureza da rocha, tecnologias e parâmetros utilizados, potência hidráulica, tipo do fluido de perfuração etc. Os tempos de perfuração, manobra etc. estão implícitos na equação.

Em seu estudo de caso, Amorim (2008) aplicou a equação 2.6 para o campo P e dividiu sua análise por décadas, a fim de encontrar uma relação com taxa de aprendizado e tecnologias existentes. Para seu trabalho, ele utilizou apenas a curva compreendida nos anos de 2000 a 2006

(Figura 2.7), visto a maior proximidade com o ano de seu estudo e com as tecnologias e a profundidade alcançadas até então, determinando o custo métrico para P, visto na equação 2.7:

$$CPM = 103,48 * e^{0,0004 * P}, R^2 = 0,3293 \quad (2.7)$$

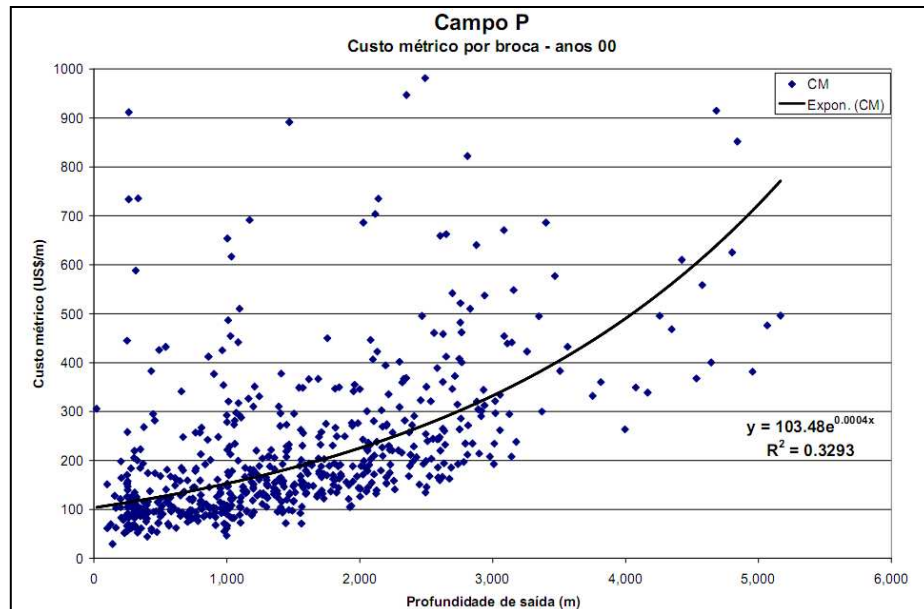


Figura 2.7 – Custo métrico versus profundidade (Amorim Júnior, 2008)

A profundidade máxima alcançada nesse período foi de 5.100 m. De acordo com seu estudo, a profundidade é responsável por uma incerteza de aproximadamente 33%, refletindo, assim, uma incerteza de 67% influenciada por: custo da mão de obra, preço dos equipamentos, preço do barril de petróleo no mercado etc.

2.2.4 - Rotação da broca

Durante a perfuração, a broca sofre desgaste tanto do dente quanto do rolamento. Este desgaste pode ocasionar a perda desses itens, fazendo-se necessário encontrar o tempo de rotação da broca⁶.

Esse tempo é alvo de diversos estudos. Se tirarmos a broca muito cedo, perderemos tempo de manobra, conexão etc. Caso contrário, se demormos a tirar a broca de dentro do poço, isto

⁶ Esse tempo pode ser, também, definido como tempo de vida útil da broca. Este pode ser determinado pelo tempo de desgaste dos dentes (insertos) da broca ou do rolamento (neste caso, quando se tratar de uma broca tricônica).

poderá diminuir consideravelmente a TP, tornando-se pouco eficiente a perfuração e, em alguns casos, ocasionar a perda do cone, quando se tratar de brocas com partes móveis (por exemplo: tricônicas), aumentando consideravelmente o custo, em razão de pescarias e manobras desnecessárias.

Para determinar o tempo otimizado em que a broca deverá permanecer no fundo do poço, deveremos considerar o tempo total de desgaste dos seus dentes e dos seus rolamentos. Diversos autores consideram as equações de Bourgoyne e Young (1984), que utilizam parâmetros operacionais – como peso sobre a broca, RPM, GPM, entre outros – e físicos – como tipo e/ou desenho da broca, diâmetro dos jatos da broca etc.

De acordo com Bourgoyne e Young (1984), os fabricantes das brocas encontraram constantes (H_1 , H_2 , $(W/D)_{máx}$, B_1 e B_2) que ajudarão a calcular o tempo de duração tanto dos dentes quanto dos rolamentos, correlacionando as características físicas das brocas e os fluidos por elas utilizados (Tabelas 2.1 e 2.2).

Para o tempo total de duração do dente ou inserto, as constantes H_1 e H_2 deverão ser obtidas. Utilizando a Tabela 2.1, correlacionam-se a classe da broca definida pelo IADC (International Association of Drilling Contractors) e a razão entre o WOB e o diâmetro da broca.

Tabela 2.1 – Parâmetros recomendados para dentes ou insertos de brocas com partes móveis (Bourgoyne e Young, 1984)

<i>Classe da broca</i>	<i>H1</i>	<i>H2</i>	<i>(W/d)_{máx}</i>
1 - 1 to 1 - 2	1,90	7	7,0
1 - 3 to 1 - 4	1,84	6	8,0
2 - 1 to 2 - 2	1,80	5	8,5
2 - 3	1,76	4	9,0
3 - 1	1,70	3	10,0
3 - 2	1,65	2	10,0
3 - 3	1,60	2	10,0
3 - 4	1,50	2	10,0

Na Figura 2.8, podem-se observar os níveis de desgaste dos dentes ou inserto da broca e como podemos classificá-los quanto ao seu desgaste.

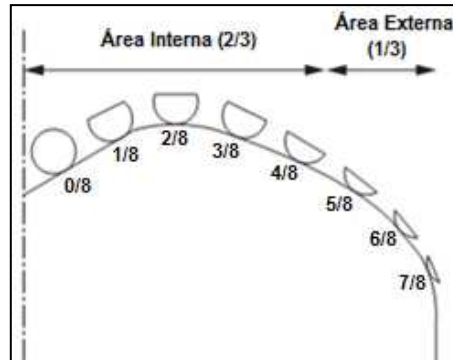


Figura 2.8 – Nível de desgaste dos dentes ou inserto da broca (Alterado de Herriot-Watt, 2001)

Bourgoyne e Young (1984), por meio desses dados, definiram a duração do dente ou inserto de uma broca de acordo com a Equação 2.8.

$$t_{dente} = \left(\frac{1}{1+H_2/2} \right) * \left(\frac{60}{RPM} \right)^{H_1} * \left[\frac{(W/d)_{max}^{-(W/d)}}{(W/d)_{max}^{-4}} \right] * \tau_h * \left(h_f + H_2 \frac{h_f^2}{2} \right) \quad (2.8)$$

Em que:

t_{dente} = tempo total do desgaste do dente ou inserto (h);

H_1 , H_2 e $(W/d)_{max}$ = constantes recomendadas e tabeladas pelos fabricantes;

h_f = desgaste do dente ou inserto, número puro (0-1);

τ_h = abrasividade da formação (h).

Para determinar o tempo de duração do rolamento de uma broca tricônica, as constantes B_1 e B_2 deverão ser obtidas por meio da Tabela 2.2, que correlacionará o tipo de rolamento com o tipo de fluido de perfuração escolhido.

Tabela 2.2 – Parâmetros recomendados de acordo com o tipo de fluido utilizado (Bourgoyne e Young, 1984)

<i>Tipo de rolamento</i>	<i>Tipo de fluido (lama)</i>	<i>B₁</i>	<i>B₂</i>
Não selado	Sulfato de bário	1,0	1,0
	Sulfureto	1,0	1,0
	Água	1,0	1,2
	Argila/água	1,0	1,5
	Base de óleo	1,0	2,0
Selado (esfera)	-	0,70	0,85
Selado (mancal)	-	1,6	1,00

Por meio das constantes B_1 e B_2 , Bourgoyne e Young (1984) definiram o tempo de vida de um rolamento como (Equação 2.9):

$$t_{rolamento} = \left(\frac{60}{RPM}\right)^{B_1} * \left(\frac{4*d}{W}\right)^{B_2} * \tau_b * b_f \quad (2.9)$$

Em que:

$t_{rolamento}$ = tempo total do desgaste dos rolamentos (h);

B_1 e B_2 = expoente do desgaste dos rolamentos;

τ_b = constante do rolamento (h);

b_f = desgaste do rolamento (0-1);

d = diâmetro da broca (in);

W = peso sobre a broca (Kgf).

De acordo com Bourgoyne e Young (1984), para se definir o tempo limite de duração de uma broca, devem-se utilizar as equações do tempo total de desgaste dos dentes e do tempo total de desgaste dos rolamentos e considerar o tempo de menor duração, entre os dois, limitando o tempo de broca perfurando (t_b).

$$Se, t_b = \begin{cases} t_{rolamento}, & t_{rolamento} < t_{broca} \\ t_{broca}, & t_{rolamento} > t_{broca} \end{cases}$$

2.2.5 - Manobra

As horas de manobras ou de conexão, pela ótica econômica, podem ser consideradas como horas não produtivas, pois não produzem um avanço efetivo na perfuração do poço, contudo representam um custo real no orçamento do operador, visto que, quanto mais profundo o poço, mais horas serão necessárias para retirar e descer a coluna de perfuração.

A determinação do tempo de manobra nem sempre pode ser feita de maneira precisa. Como o tempo gasto nessas operações é diretamente influenciado pelo tipo de sonda, pela idade e experiência dos plataformistas, pelo clima etc., utiliza-se uma equação bastante conhecida e aplicada na engenharia de petróleo para o cálculo do tempo de manobra, embora não haja referência bibliográfica que permita rastrear sua origem (equação 2.10):

$$t_m = 0,003 * P \quad (2.10)$$

Em que:

t_m = tempo de manobra (h);

P = profundidade de saída/entrada da broca (m).

De acordo com a bibliografia revisada, o fator 0,003 é originado na média de 3 horas de manobra para cada 1.000 metros de profundidade de retirada da broca, funcionando como uma espécie de fator de produtividade da equipe da sonda.

2.2.6 - Conexão

O tempo de conexão é o tempo necessário para se conectar um duto padrão de 9 metros a uma coluna de perfuração, enquanto a broca se encontra no fundo do poço (Figura 2.9).

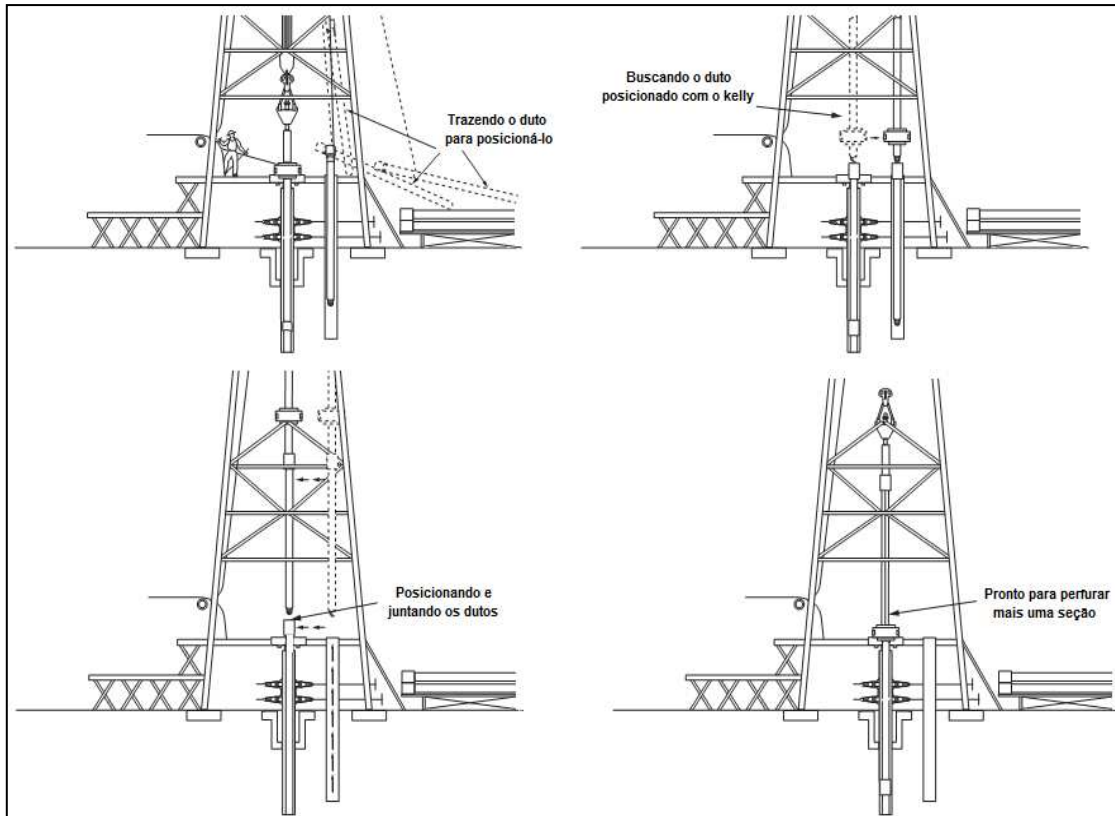


Figura 2.9 – Procedimento para adicionar mais um duto à coluna de perfuração (Alterado de Herriot-Watt, 2001)

Esse evento durará em média 3 minutos, de acordo com Bourgoyne e Young (1984), que consideram o tempo de conexão como:

$$t_c = \frac{3}{60} * \frac{(P_{Saída} - P_{Entrada})}{9} = \frac{\Delta P_{perfurado}}{180} \quad (2.11)$$

Em que:

t_c = tempo de conexão (h);

P_E = profundidade de entrada da broca (m);

P_S = profundidade de saída da broca (m);

ΔP = metros de tubos/seções descidas para dentro do poço (m).

Essa equação reflete uma “taxa de produtividade” dos trabalhadores e dos equipamentos da sonda, no que se refere à inserção de novos dutos de perfuração (*drillpipe*); como incerteza, poderá variar de acordo com a experiência da tripulação.

3 - Modelo probabilístico para estimativa de tempo de perfuração

Para estimar o tempo de perfuração, optou-se por utilizar o conceito de modelagem probabilística para obter uma distribuição de probabilidade dos resultados em vez de uma única resposta determinística. Desta forma, pode-se considerar a incerteza contida nos dados dos tempos para realizar as diferentes atividades de perfuração de um poço de petróleo.

A quantificação do risco relacionado aos projetos de perfuração de poços pode vir a ser fundamental para a tomada de decisão, visto que:

- Facilita e agiliza o processo de decisão;
- Padroniza a comparação entre poços ou projetos;
- Padroniza informações entre operadoras e empresas de serviços;
- Permite analisar a necessidade de avaliação adicional durante a perfuração, tornando mais flexível um projeto.

Apesar de os modelos probabilísticos serem úteis para representar situações reais, dada sua capacidade de varredura das faixas e graus de certeza, nem sempre certas questões podem ser resolvidas analiticamente, o que nos obriga a recorrer a *estudos da simulação* para obter melhores aproximações dos valores de interesse.

De modo bastante amplo, estudos da simulação tentam reproduzir, em um ambiente controlado, o que se passa com um problema real. Para o propósito deste trabalho, a solução de um problema real consistirá na simulação de variáveis aleatórias, como o tempo. A simulação de variáveis aleatórias deu origem aos chamados *métodos* de Monte Carlo (MMC), que, por sua vez, supõem que o pesquisador disponha de um *gerador de números aleatórios equiprováveis*.

Um número aleatório (NA) pode constituir-se de valores de uma variável aleatória uniformemente distribuída no intervalo (0,1). Originalmente, estes números eram gerados manualmente ou mecanicamente, utilizando-se dados, roletas etc. Atualmente, podem-se usar

computadores para gerar números que, na realidade, são chamados de pseudoaleatórios (NPA)⁷ - (BUSSAB, MORETTIN, 2010).

Neste trabalho, uma parte da solução do problema para se obterem mais informações sobre a estimativa do tempo de perfuração de poços de petróleo será por meio de simulação de Monte Carlo, de modo a permitir encontrar a distribuição de probabilidade do tempo total de perfuração do poço.

3.1 - Análise das principais estatísticas

Uma parte importante do modelo para estimativa do tempo para a perfuração de poços consiste em realizar análises estatísticas em dados existentes e também nos resultados da simulação.

De forma geral, a distribuição de probabilidade de uma variável aleatória pode ser (Figura 3.1): (1) *assimétrica negativa* – assimétrica com a “cauda” para esquerda; (2) *assimétrica positiva* – assimétrica com a “cauda” para direita; ou (3) *simétrica*. (KAZMIER, 1982)

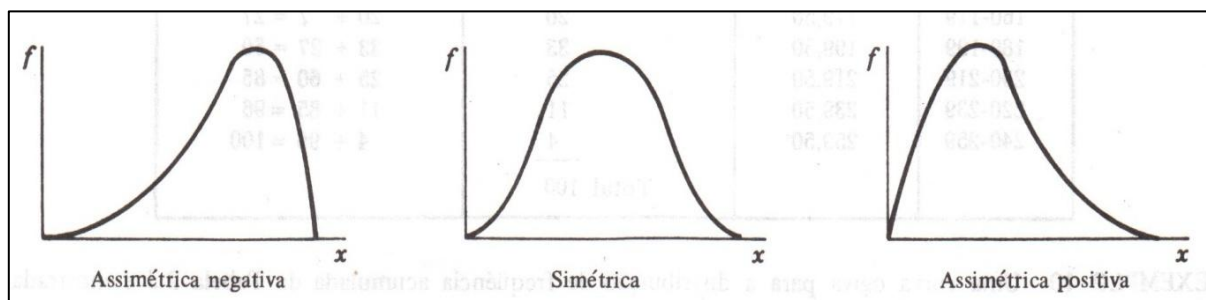


Figura 3.1 – Conceito de assimetria de uma curva de frequência (Kazmier, 1982)

⁷ Os números pseudoaleatórios (NPA) são obtidos por meio de técnicas que usam relações matemáticas recursivas determinísticas. Logo, um NPA gerado numa iteração dependerá do número gerado na iteração anterior e, portanto, não será realmente aleatório, originando seu nome.

Há vários métodos para gerar NPA. Um dos primeiros, formulado pelo matemático John Von Neumann, é chamado de método de quadrados centrais. Um método bastante utilizado em pacotes computacionais é o método congruencial.

Diversos pacotes aplicativos, estatísticos ou não, utilizam métodos como o congruencial para implementar sub-rotinas de geração de NPA. Como exemplo de pacotes, existe o NSG (Numerical Algorithm Group), atualmente incorporado ao pacote MATLAB, e o IML. (BUSSAB, MORETTIN, 2010)

A assimetria mede como os grandes valores interferem nos valores centrais. Por exemplo, seja o caso do tempo de duração de uma atividade de manobra. Muitos de seus valores são próximos uns aos outros, mas uns poucos podem ser muito maiores, e isso desloca a média da distribuição no sentido de tais valores extremos⁸.

Em termos de achatamento, uma curva de frequência pode ser (Figura 3.2): (1) *platicúrtica* – achatada, com as observações distribuídas de modo relativamente uniforme entre as classes; (2) *leptocúrtica* – pontiaguda, com as observações concentradas em um pequeno intervalo de valores; (3) *mesocúrtica* – nem achatada nem pontiaguda, em termos de valores observados. (KAZMIER, 1982)

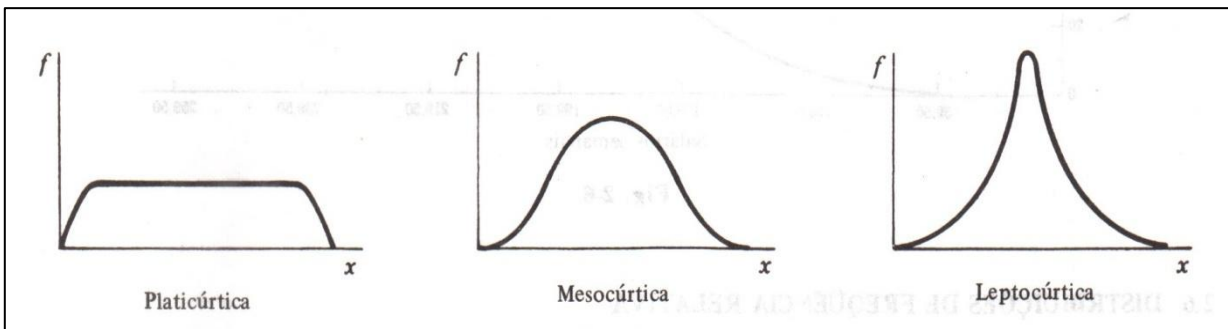


Figura 3.2 – Tipos de curva de frequência em termos de curtose (Kazmier, 1982)

A curtose é um conceito importante quando se deseja comparar uma distribuição em particular com a Normal, a qual possui curtose igual 3 e assimetria igual a zero.

Existem alguns valores específicos que podem representar importantes informações sobre a distribuição de probabilidades, como, por exemplo: (a) o parâmetro que descreve a tendência central da variável aleatória; e (b) o parâmetro que descreve a variabilidade.

A média aritmética de uma variável X é definida por:

$$\bar{X} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^{\infty} X_i \quad (3.1)$$

⁸ No caso da variável tempo, o tempo mínimo é sempre positivo e reflete as melhores condições operacionais e a produtividade dos operadores. Já o tempo máximo é teoricamente infinito e pode ser causado pelos eventos incertos que surgem na execução das atividades.

A mediana de n valores é o aquele que divide o conjunto de dados ao meio, ou seja, metade terá valores inferiores à mediana, e a outra terá valores superiores.

$$Med = X_{[(n/2)+(1/2)]} \quad (3.2)$$

Por exemplo: para encontrar 6 diferentes campos de petróleo, foi necessário perfurar as seguintes quantidades de poços, respectivamente: 3, 5, 5, 6, 8, 9. O valor da mediana é:

$$Med = X_{[(n/2)+(1/2)]} = X_{[(6/2)+(1/2)]} = 5,5$$

É importante notar que a mediana é insensível aos valores extremos, sendo que isso não ocorre com a média aritmética.

A moda é o valor que ocorre com maior frequência num conjunto de valores. Na Figura 3.3, encontram-se três tipos de representações de localização dos valores de mediana, moda, média aritmética para diferentes tipos de distribuição.

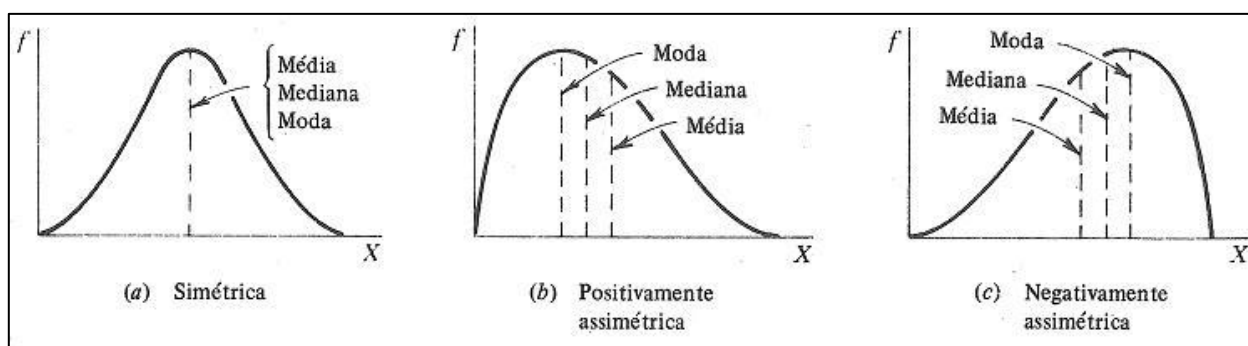


Figura 3.3 – Diferença entre média, moda e mediana em termos de assimetria em uma curva de frequência (Kazmier, 1982)

Nesse caso, a distribuição é unimodal. Para pequenos conjuntos de dados, em que não há repetição dos valores, não existe moda⁹. Quando dois valores, não adjacentes, são quase iguais ao serem associados a frequências máximas, a distribuição é descrita como sendo bimodal. As distribuições de medidas com várias modas são chamadas de distribuições *multimodais*. (BUSSAB, MORETTIN, 2010)

⁹ Em resultados de simulação de Monte Carlo em que as variáveis de entrada são do tipo contínuas, geralmente não há moda, porque o computador não gera dois resultados iguais.

Para os dados agrupados representados por uma curva de frequência, as diferenças entre os valores da média, da mediana e da moda são indicadores da forma da curva em termos de assimetria. Para uma distribuição unimodal simétrica, a média, a mediana e a moda são todas coincidentes em valor (Figura 3.3 a). Para uma distribuição positivamente assimétrica, a média apresenta o valor mais elevado, enquanto a mediana é maior do que a moda, mas menor do que a média (Figura 3.3 b). Para uma distribuição negativamente assimétrica, a média apresenta o menor valor, e a mediana se encontra abaixo da moda, mas acima da média (Figura 3.3 c). (KAZMIER, 1982)

Amplitude

A amplitude total, ou R, é a diferença entre o maior e o menor valor que não tenham sido agrupados em uma distribuição de frequência. Então, se H representa o maior valor do grupo e L representa o menor valor, a amplitude total para dados não agrupados é:

$$R = H - L \quad (3.3)$$

Desvio médio

O desvio médio, ou DM, é baseado na diferença entre cada valor do conjunto de dados e a média do grupo.

$$DM = \frac{\sum_{i=1}^N (X_i - \bar{X})}{N} \quad (3.4)$$

Calcula-se a média desses desvios (alguns estatísticos usam a diferença entre cada valor e a mediana). Se fosse calculada a média das diferenças positivas e negativas entre cada valor e a média aritmética, o resultado seria, de fato, sempre igual a zero. Por esta razão, são tomadas as diferenças em valores absolutos. (BUSSAB, MORETTIN, 2010)

Variância e desvio padrão

A variância é similar ao desvio médio, já que é definida por uma média aritmética de quadrados de desvios (diferença entre os valores X_i e a sua média). Para uma população, a variância é representada pela letra grega σ^2 , sendo a fórmula:

$$Var[X] = \begin{cases} \frac{\sum_{i=1}^N (X_i - \bar{X})^2}{N-1}, & se N \leq 30 \\ \frac{\sum_{i=1}^N (X_i - \bar{X})^2}{N}, & se N > 30 \end{cases} \quad (3.5)$$

Em que:

x_i - valores da variável aleatória;

\bar{X} - valor médio dos dados;

N- número total da população.

O desvio padrão é simplesmente a raiz quadrada da variância, representada por σ . É dado por:

$$\sigma = \sqrt{Var[X]} \quad (3.6)$$

O desvio padrão é utilizado com mais frequência, sendo particularmente útil em conjunção com a chamada distribuição normal de probabilidade.

Coefficiente de variação

O coeficiente de variação é definido por:

$$C_v = \frac{\sigma}{\bar{X}} \quad (3.7)$$

O valor de C_v indica a magnitude relativa do desvio padrão quando comparado com a média.

Ao se realizar uma simulação, a tomada de decisão ocorre de acordo com essas estatísticas, que são geradas por meio de simulação de Monte Carlo. Ademais, em alguns casos elas são usadas diretamente como estimadores de parâmetros de distribuições, como no caso da Gaussiana.

3.2 - Modelo para simulação do tempo de perfuração

De acordo com Schuyler (2001), a simulação de Monte Carlo talvez seja a mais popular das várias técnicas da ciência do gerenciamento, sendo uma forma fácil e útil de considerar várias fontes de incertezas.

Esse tipo de simulação permite que distribuições representem uma estimativa de tempo para certa atividade juntamente com incertezas do processo. A técnica é considerada um método de amostragem, pois os dados de entrada são gerados de forma pseudoaleatória com base em distribuições de probabilidades.

Para ilustrar o modelo probabilístico para a simulação do tempo para perfurar um poço, inicialmente devemos identificar as fases que compõem a perfuração. Suponhamos num caso genérico a existência de três fases, que são chamadas de Fase 0, Fase 1 e Fase 2, como mostrado na Figura 3.4.

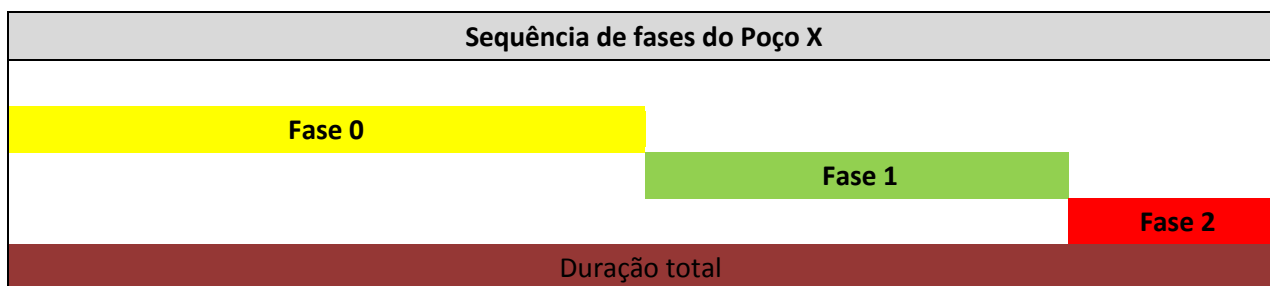


Figura 3.4 - Esquema de duração das fases do exemplo

Na Figura 3.4, podem-se observar barras horizontais, as quais representam a duração de cada uma das três fases do poço, que, somadas, geram a duração total da perfuração (última barra).

Assim, é imprescindível que a Fase 0 seja a primeira a ser realizada e, ao terminá-la, deve-se passar imediatamente para a próxima fase, no caso a Fase 1. Ao terminar a Fase 1, a Fase 2 pode ser iniciada. Portanto, são três atividades independentes, mas que devem ser realizadas sequencialmente.

Se T_0 , T_1 e T_2 forem as variáveis aleatórias que se referem às durações de execução para cada uma das três atividades, então o tempo total (T_T) será:

$$T_T = T_0 + T_1 + T_2; \quad (3.8)$$

Naturalmente, se T_0 , T_1 e T_2 são variável incertas, a variável resposta, T_T , também será uma variável incerta a ser obtida por meio de simulação de Monte Carlo.

Para a modelagem da variabilidade do tempo de perfuração de cada uma das fases (T_0 , T_1 e T_2), foram coletados dados de situações semelhantes, os quais se encontram na Tabela 3.1.

Tabela 3.1 – Exemplo de amostra de tempos

	Duração em dias de cada poço			
	Poço 1	Poço 2	Poço 3	Poço 4
Fase 0	2,00	1,00	1,32	1,76
Fase 1	2,34	3,10	2,40	2,10
Fase 2	1,80	1,50	1,90	1,75
Total	6,14	5,60	5,62	5,61

No caso da Fase 0, houve duração de 2 dias para o poço 1, 1 dia para o poço 2, 1,32 dias para o poço 3 e 1,76 dias para o poço 4. Note-se que o tempo para a mesma fase possui uma variabilidade significativa. Assim, para se calcular o tempo médio (equação 3.1) da Fase 0, recorreu-se ao seu tempo para cada um dos quatro poços, obtendo:

$$\bar{X} = \frac{2 \text{ dias (poço 1)} + 1 \text{ dias (poço ...)} + 1,32 \text{ dias} + 1,76 \text{ dias}}{4} = 1,52 \text{ dias}$$

A mediana servirá para dividir o conjunto de dados ao meio. Metade terá o valor abaixo da mediana, e a outra metade, acima. Neste caso, a mediana será calculada analiticamente por meio da equação 3.2, que retornará seu valor determinístico.

$$Med = X_{[(n/2)+(1/2)]} = 1,32 + \frac{(1,76 - 1,32)}{2} = 1,54 \text{ dias}$$

Seu desvio padrão foi achado utilizando-se a equação 3.6.

$$\sigma = \sqrt{\frac{(2 - 1,52)^2 + (1 - 1,52)^2 + (1,32 - 1,52)^2 + (1,76 - 1,52)^2}{3}} = 0,45$$

Na Tabela 3.2 encontram-se as principais estatísticas dos dados históricos de duração de cada fase de perfuração.

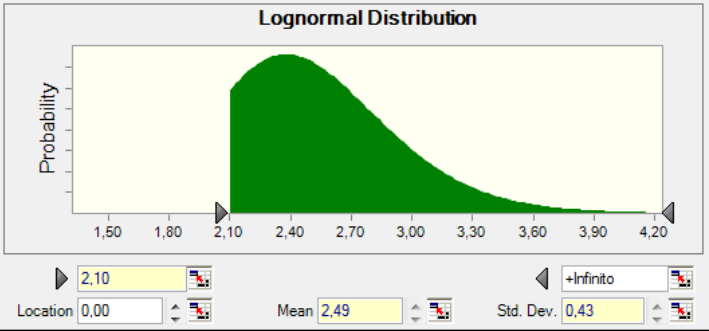
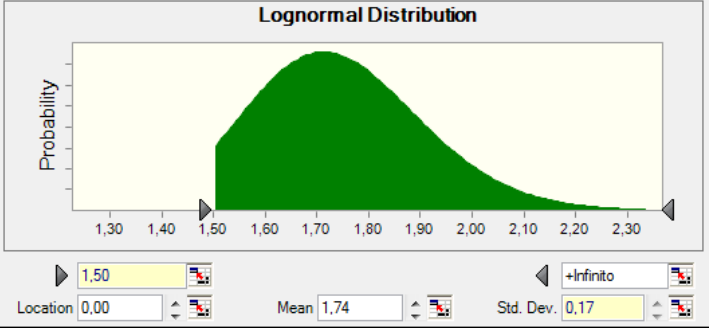
Tabela 3.2 – Valores estatísticos do exemplo de modelo

Estatísticas	Fase 0	Fase 1	Fase 2	Total
Média (Dias)	1,52	2,49	1,74	5,74
Mediana (Dias)	1,54	2,37	1,78	5,62
Variância	0,20	0,18	0,03	0,07
Coef. Variabilidade	0,25	0,15	0,08	0,04
Desvio Padrão (dias)	0,45	0,43	0,17	0,27

Para todo esse pequeno conjunto de dados foi ajustada uma distribuição lognormal para cada fase, de modo a representar a variabilidade (comportamento) dos dados existentes (Tabela 3.3).

Tabela 3.3 - Distribuições das três fases do exemplo

Fases	Distribuições	Média (dias)	Desvio Padrão (dias)	Mínimo (dias)
0		1,52	0,45	1,00

1		2,49	0,43	2,10
2		1,74	0,17	1,50

A definição de boas distribuições permite representar o comportamento do tempo de cada fase do exemplo. Por meio da simulação de Monte Carlo, torna-se possível gerar valores aleatórios da duração de cada uma das fases. A cada iteração, os valores gerados de cada fase são somados e representam, assim, a duração total da perfuração. Neste exemplo serão executadas 2.000 interações.

Ao realizar todas as interações, obteve-se como resposta a Figura 3.5, por meio da qual é possível analisar a frequência acumulada dos casos simulados (interações), ajustando-se de maneira precisa o intervalo (entre os percentis P10 e P90) em que se deseja analisar a probabilidade da duração dos poços futuros.

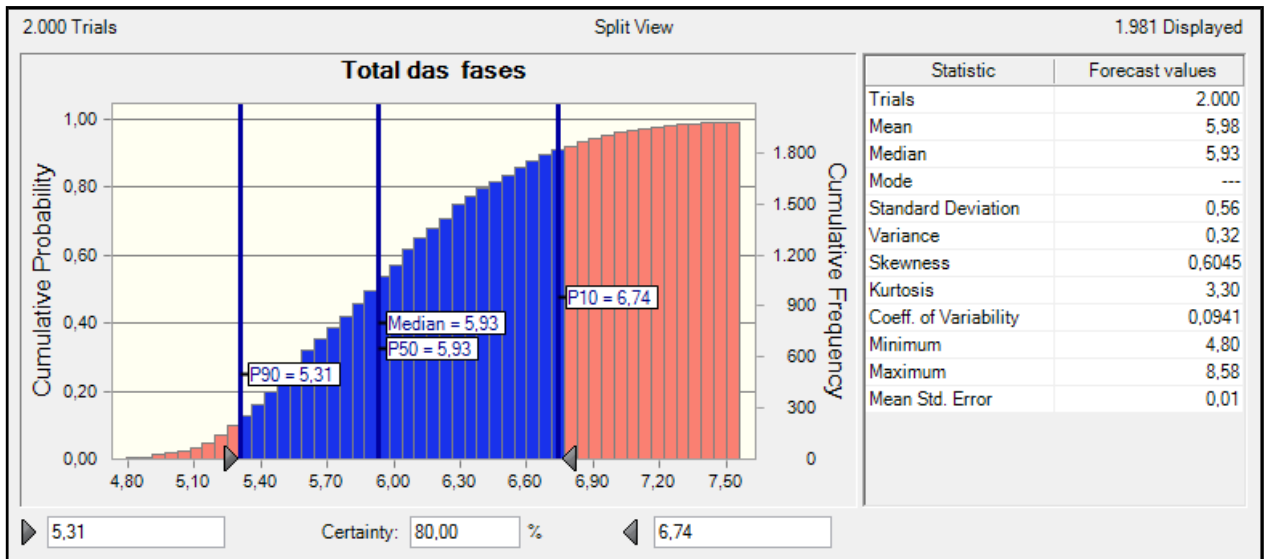


Figura 3.5 - Duração total do exemplo de três fases

Na Figura 3.5, nota-se que há 80% de chance de que o tempo para a perfuração do poço esteja entre 5,31 dias e 6,74 dias, ou seja, sobram apenas 20% de chance de que a duração do próximo poço esteja fora deste intervalo.

Para uma previsão são estabelecidos alguns limites: o limite mínimo representa a menor duração entre todos os poços estudados, e diversos autores chamam-no de “limite técnico”; o limite máximo representa o pior caso já ocorrido entre todos os poços, ou seja, a maior duração da operação. Ambos os limites são passíveis de melhoria ou de piora; tudo dependerá do poço seguinte e de seus dados.

Nesse exemplo, observa-se, na Figura 3.5, que o menor tempo previsto pelo modelo simulado para a duração total da perfuração foi de 4,80 dias, e no pior dos casos foi de 8,58 dias. Observa-se também que a média e o desvio padrão, encontrados deterministicamente, estão subestimados em relação à simulação (média de 5,98 dias e desvio padrão de 0,56 dia), demonstrando a falta de precisão com a realidade.

Assim, uma pergunta importante que pode ser respondida é: qual a probabilidade de essas três fases somadas demorarem menos de 5,5 dias?

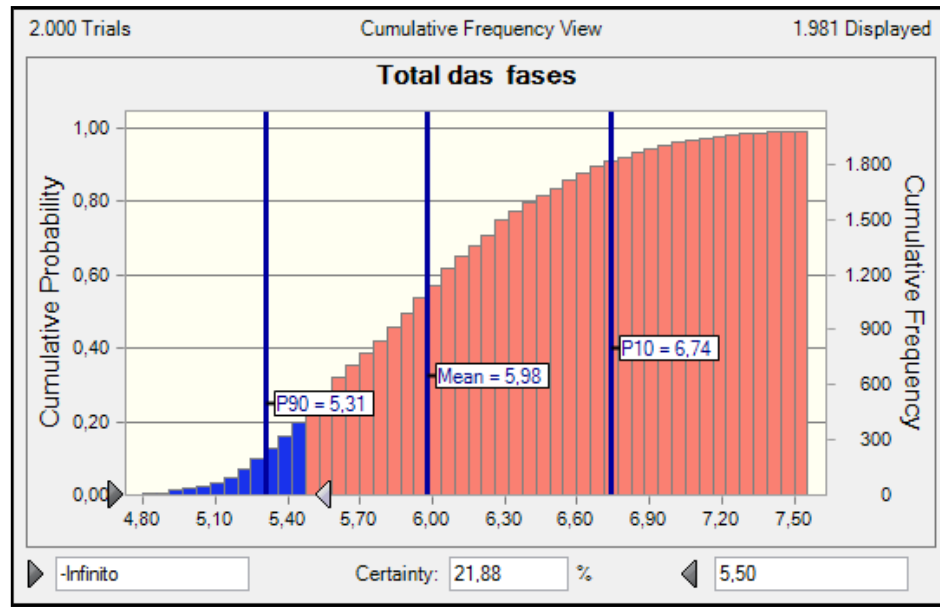


Figura 3.6 – Probabilidade de as três fases durarem menos que 5,5 dias

Depois de executada a simulação, observou-se, na Figura 3.6, que metade dos valores retornados está abaixo de 5,91 dias (P50), representando a mediana. Para que a soma das três fases fique abaixo dos 5,50 dias, essa probabilidade cai para apenas de 21,88%.

Uma segunda pergunta que pode ser respondida é: qual a probabilidade de essas três tarefas durarem mais que 5,7 dias?

Com base na mesma simulação, temos a possibilidade de obter o gráfico da distribuição acumulada, considerando apenas a probabilidade de valores acima de 5,7 dias (Figura 3.7).

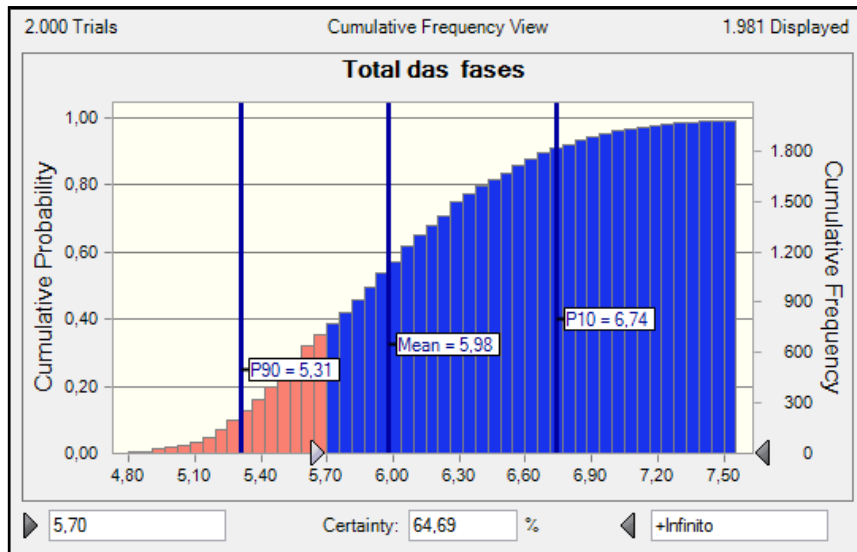


Figura 3.7 – Probabilidade de as três fases durarem mais que 5,7 dias

Na Figura 3.7, consegue-se observar que a probabilidade de que a duração das três fases seja superior aos 5,70 dias (64,69%) é quase três vezes maior do que as chances de estar abaixo dos 5,50 dias.

Outra pergunta: qual a probabilidade de que a fase 1 dure mais que 2,3 dias?

A probabilidade acumulada da fase 1 pode ser observada na Figura 3.8.

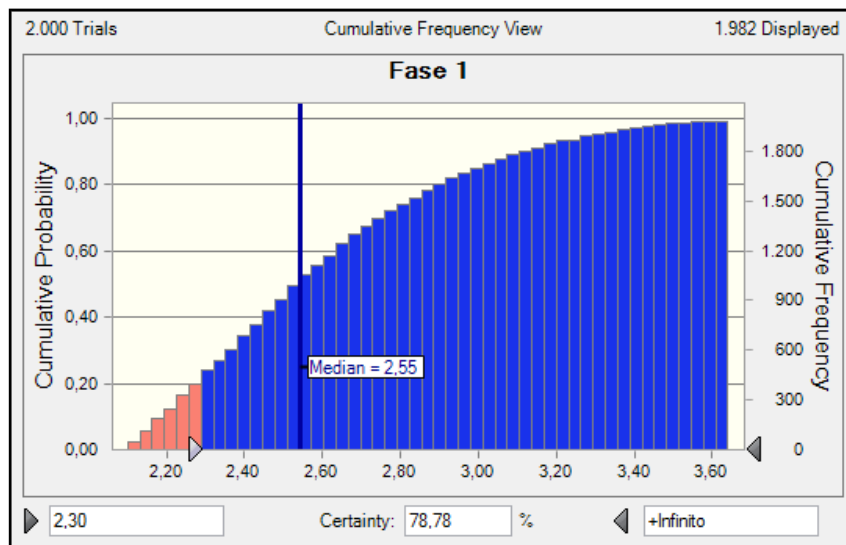


Figura 3.8 – Probabilidade acumulada da fase 1

No gráfico da Figura 3.8, observa-se que o valor a ser analisado, de 2,3 dias, está abaixo da mediana, tornando-se claro que a duração supere os 50% de probabilidade. Torna-se possível verificar a chance de 78,78% de que o valor passe os 2,3 dias.

Outra pergunta: qual dessas tarefas sofre mais com a variabilidade?

Por meio da Tabela 3.2, e utilizando-se o coeficiente de variabilidade, foi possível avaliar a variação de cada fase em relação à sua média. Pode-se concluir que a Fase 0 sofre variação de 25% em relação à média, contra 15% da Fase 1 e apenas 8% da Fase 2. Sendo assim, a operação que mais oscila é a Fase 0, podendo ser calculada analiticamente, por meio da equação 3.7:

$$\text{Coef. de Variabilidade}_{\text{Fase 0}} = \frac{0,39}{1,52} = 0,25 \cong 25\%$$

3.3 - Simulação de Monte Carlo

Por exemplo: dada uma função densidade probabilidade $f_X(x)$, achar a média de uma variável aleatória X. (BASSETT et al., 2000)

$$f_X(x) = \begin{cases} 3x^{-4}, & \text{se } x \geq 1 \\ 0, & \text{se } x < 1 \end{cases} \quad (3.9)$$

Logo, utilizando a equação do valor esperado (VE), tem-se:

$$\begin{aligned} VE &= 3 \int_1^{\infty} x * x^{-4} dx \\ &= 3 * \left[-\frac{1}{2 * x^2} \right]_1^{\infty} = 3 * \left[-0 - \left(-\frac{1}{2 * 1^2} \right) \right] = \frac{3}{2} \end{aligned}$$

A nova variável aleatória, Y, pode ser definida como uma relação de $Y=X^{-1}$. Sua função de distribuição acumulada é dada por $f_Y(y) = P(Y \leq y)$. Com isso, pode-se observar que ambos os casos $\{Y \leq y\}$ e $\{Y \leq y^{-1}\}$ são idênticos em $0 \leq y \leq 1$. (BASSETT et al., 2000)

$$P(Y \leq y) = P(Y \leq y^{-1}) = 3 \int_{y^{-1}}^{\infty} x^{-4} dx = y^3$$

A função densidade probabilidade pode ser dada por:

$$f_Y(y) = \begin{cases} 3y^2, & \text{se } 0 \leq y \leq 1 \\ \text{Senão,} & y = 0 \end{cases}$$

Utilizando a equação do VE, tem-se:

$$\begin{aligned} VE &= \int_0^1 y * 3y^2 dy = 3 \int_0^1 y^3 dy = \\ &= 3 * \left[\frac{1}{4x^4} \right]_0^1 = 3 * \left[\frac{1}{4 * 1^2} - 0 \right] = \frac{3}{4} \end{aligned}$$

Para que se consiga validar os resultados da simulação de Monte Carlo, optou-se por reproduzir tais cálculos de modo a comprovar a validade do método.

Utilizou-se o Crystal Ball, macro do Excel, que permitiu, por meio da simulação de uma distribuição uniforme, gerar números aleatórios, como mostrado na Figura 3.9.

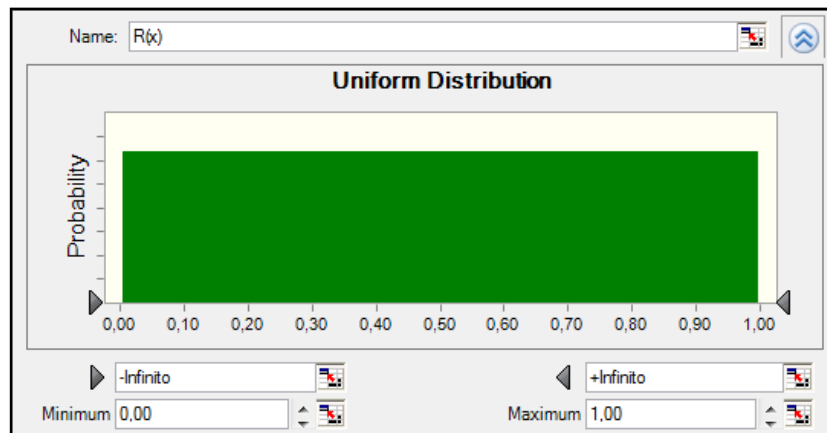


Figura 3.9 – Distribuição uniforme para simular números aleatórios

Na Figura 3.9 encontra-se a distribuição de probabilidade uniforme usada para simular o valor de uma variável aleatória X no intervalo entre 0 e 1.

A função de probabilidade acumulada decrescente da variável X (R(X)) pode ser encontrada por meio de:

$$R(X) = 3 \int_x^{\infty} x^{-4} dx = x^{-3}$$

Logo,

$$-\frac{1}{3} * \ln(R(X)) = \ln(X)$$

$$X = \exp \left[-\frac{1}{3} * \ln(R(X)) \right] \quad (3.10)$$

Na equação 3.10, encontra-se a relação entre X e R(X). Entretanto, sabe-se que R(X) deve encontrar-se dentro de 0 a 1, pois trata-se de uma função de probabilidade. Logo, ela pode ser modelada por meio de distribuição de probabilidade como a mostrada na Figura 3.10.

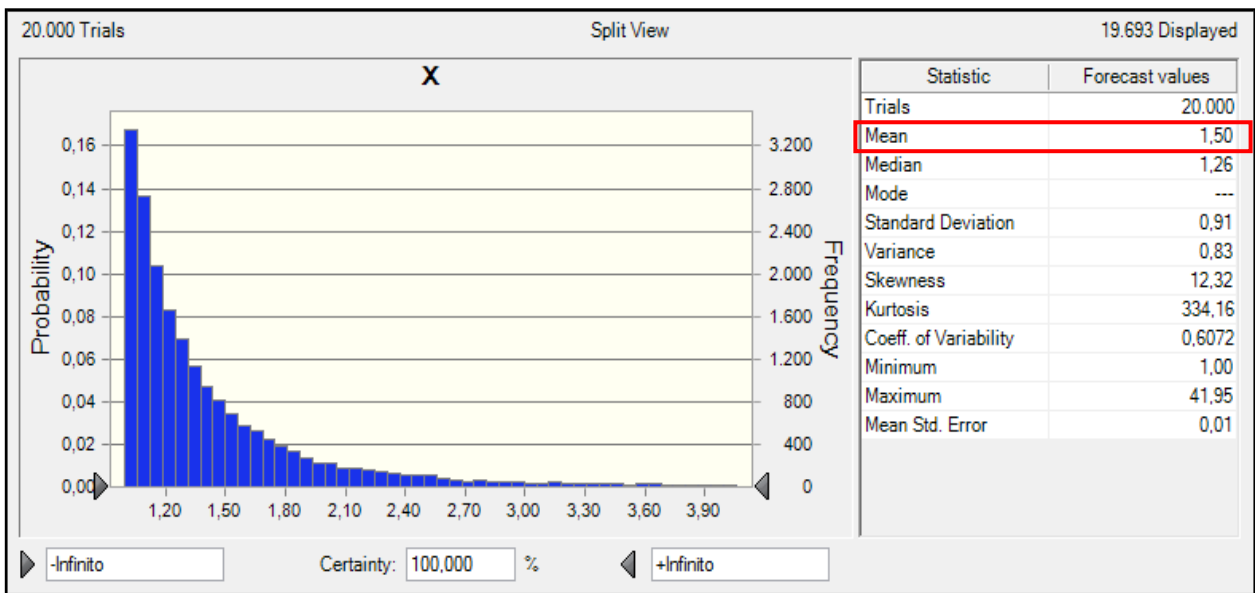


Figura 3.10 – Comportamento da função densidade probabilidade de fx

Depois de 20 mil iterações, na Figura 3.10 se encontram as estatísticas geradas pelo software que realiza simulação de Monte Carlo. E, como já foi dito antes, depois de simular diversas vezes, a média dos resultados se aproximará do valor esperado, calculado analiticamente.

$$VE(X) = \frac{3}{2} = 1,5 \quad \text{e} \quad \bar{X} = 1,5$$

Assim, nota-se que a simulação de Monte Carlo possui grande potencial para ser empregada na busca de soluções em diversas áreas, incluindo o problema de estimativa de tempo para a perfuração de poços de petróleo.

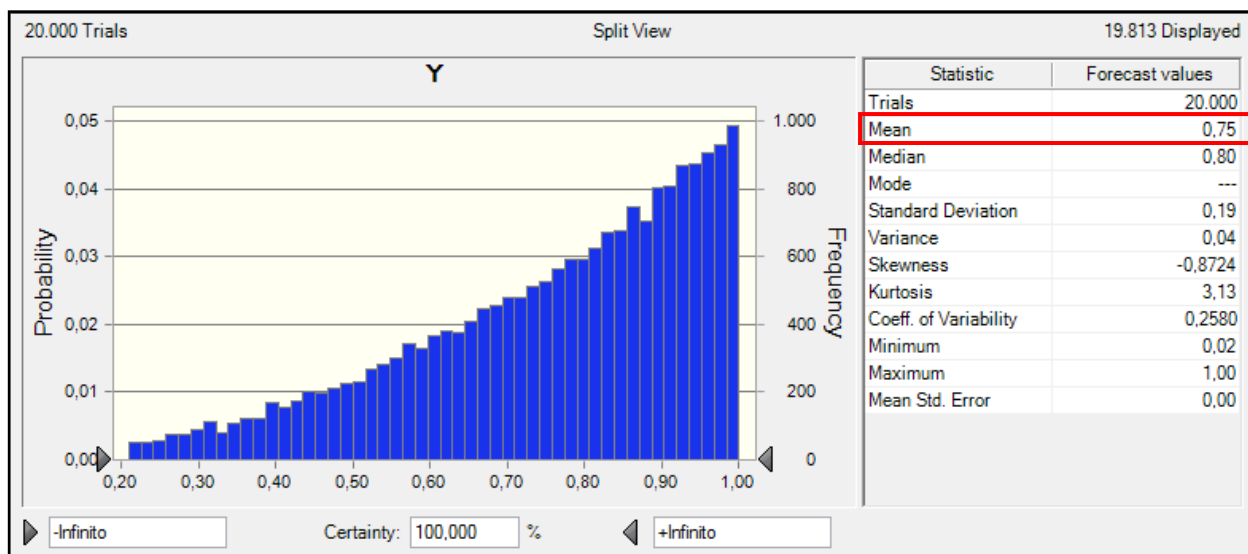


Figura 3.11 – Comportamento da função densidade probabilidade de fy

Na Figura 3.11, pode-se observar que a média retornada pela simulação está de acordo com o valor esperado de Y, calculado analiticamente.

$$VE(X) = \frac{3}{4} = 0,75 \quad e \quad \bar{X} = 0,75$$

Com um modelo de simulação, o gerente de projeto pode prever elementos como:

- A probabilidade de uma atividade percorre o caminho crítico (caminho ideal).
- A distribuição de tempo para se completar um projeto ou uma sequência de atividades.
- A distribuição do custo do projeto, o desempenho da análise do custo/benefício para ações de diminuição dos riscos e para avaliação de uma possível aceleração dos esforços na atividade.

Para aplicação da simulação de Monte Carlo, existem diversos programas comerciais disponíveis no mercado, como o Crystal Ball, utilizado neste trabalho.

3.3 - Distribuições de interesse na análise da perfuração

A distribuição de probabilidade representa a chance de ocorrência dos possíveis valores de uma variável randômica. A Figura 3.12 (a) expressa um exemplo de distribuição de probabilidade contínua, sendo possível qualquer valor dentro do intervalo X_{\min} e do X_{\max} . A Figura 3.12 (b) apresenta a distribuição de probabilidade de uma variável discreta.

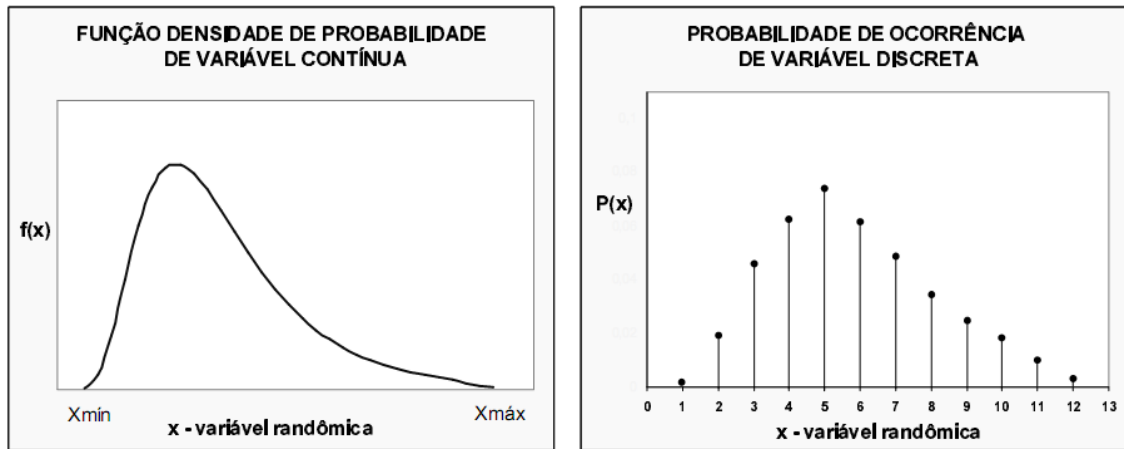


Figura 3.12 – Exemplo de distribuição de variáveis contínua (a) e discreta (b) (Santos, 2002)

O parâmetro no eixo vertical, $f(x)$, é denominado função densidade de probabilidade. A área abaixo da distribuição pela integral de $f(x)$ entre X_{\min} e X_{\max} é a soma das probabilidades de ocorrência e tem como resultado o valor 1. (COSTA, 2003)

A probabilidade de ocorrência para valores menores que X_{\min} e maiores que X_{\max} é zero. As funções distribuições são, em geral, funções matemáticas que podem ser plotadas facilmente pelo uso de técnicas gráficas ou Tabelas.

Algumas distribuições geram maior interesse para análise da perfuração. São elas: triangular, normal, lognormal, beta-PERT.

3.3.1 - Distribuição triangular

A distribuição triangular é empregada para a modelagem de variáveis aleatórias do tipo contínuas. Ela é usada para modelos mais grosseiros. Não tem base teórica, contudo sua

geometria é derivada das propriedades estatísticas. Esta função é comumente utilizada para representar a distribuição de uma variável aleatória, quando as únicas informações que se conhecem (ou que podem ser estimadas) são os valores: mínimo, mais provável e máximo. Tais valores podem ser obtidos com maior facilidade por parte de especialistas e correspondem às probabilidades acumuladas de zero e cem por cento (0 e 100%). (VOSE, 2010)

O triângulo pode ser simétrico ou deslocado em qualquer direção, ou seja, a distribuição pode ser assimétrica. É definida pelos valores mínimo, mais provável (MODA) e máximo da variável em questão, como mostra a Figura 3.13.

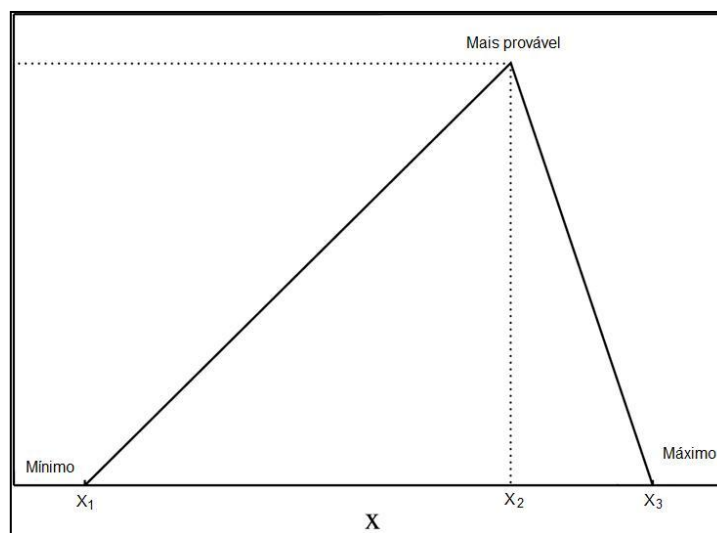


Figura 3.13 – Função densidade probabilidade da distribuição triangular

A função distribuição de probabilidade é dada por:

$$f(x) = \frac{2(x-\text{mín})}{(\text{moda}-\text{mín})(\text{máx}-\text{mín})}, \text{ se } \text{mín} \leq x \leq \text{moda} \quad (3.11)$$

$$f(x) = \frac{2(\text{máx}-x)}{(\text{máx}-\text{mín})(\text{máx}-\text{moda})}, \text{ se } \text{moda} \leq x \leq \text{máx} \quad (3.12)$$

Os valores das estatísticas: média e desvio padrão podem ser calculados pelas seguintes relações: (CHARNES, 2007, p. 229)

$$\bar{X} = \frac{\text{mín}+\text{moda}+\text{máx}}{3}; \quad (3.13)$$

$$\sigma = \sqrt{\frac{\text{mín}^2 + \text{moda}^2 + \text{máx}^2 - \text{mín} * \text{moda} - \text{mín} * \text{máx} - \text{moda} * \text{máx}}{18}} \quad (3.14)$$

Esse tipo de distribuição é definido por meio de parâmetros como: máximo, mínimo e moda. Logo, com base nas suas definições, a média (equação 3.13) e o desvio padrão (equação 3.14) passam a ser obtidos de maneira simplificada.

3.3.2 - Distribuição normal

A distribuição normal, ou gaussiana, é provavelmente uma das funções mais comumente utilizadas em estatística. É frequentemente utilizada na teoria estatística¹⁰ para distribuição de erros. Sua função de densidade de probabilidade (FDP) de variável x com média μ e desvio padrão σ é dada por: (CHARNES, 2007):

$$f(x|\mu, \sigma) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \exp\left[-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}\right], \text{ em que } \sigma > 0 \text{ e } -\infty < x < \infty, \quad (3.15)$$

Essa distribuição de probabilidade contínua tem como Figura representativa uma curva de probabilidade tanto *simétrica* quanto *mesocútica* ou forma de sino (Figura 3.14).

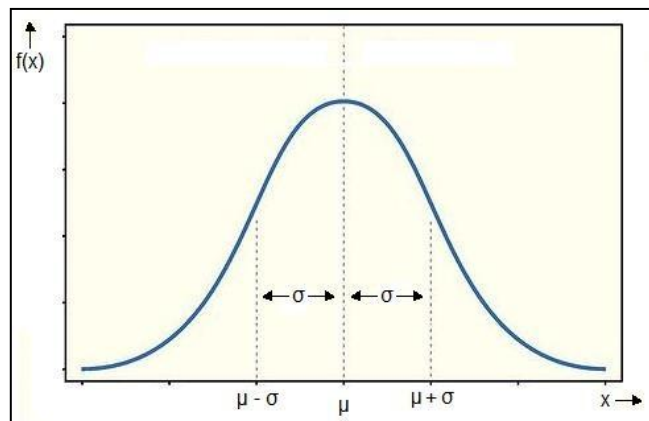


Figura 3.14 – Função densidade probabilidade da distribuição normal

Seu eixo de simetria passa pela média dos dados. De acordo com Milone (2004), desta simetria decorre que:

¹⁰ Existem diversas técnicas de estatística tradicionais que estão disponíveis para quantificar parâmetros sob incertezas. Os modelos estatísticos mais utilizados tradicionalmente são o binomial ou normal (gaussiano).

- metade dos valores é menor que a média, e a outra metade é maior;
- os valores espalham-se em torno da média (com frequências decrescentes), com a qual coincidem a mediana e a moda;
- o valor máximo corresponde à média;
- os momentos de ordem ímpar e os coeficientes de assimetria são nulos.

3.3.3 - Distribuição lognormal

A distribuição lognormal é uma distribuição de probabilidade contínua e sua função densidade de probabilidade (PDF) é dada por:

$$f(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi\sigma^2}} \exp\left[-\frac{(\ln(x)-\mu)^2}{2\sigma^2}\right], \text{ em que } \mu > 0, \sigma > 0 \text{ e } x \geq 0 \quad (3.16)$$

De acordo com Rose (2004), esse tipo de distribuição começou a ter forte aceitação na ciência do petróleo a partir da década de noventa. (Figura 3.15)

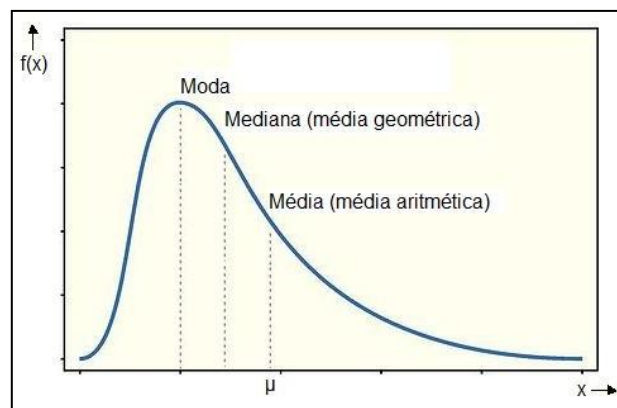


Figura 3.15 – Função densidade probabilidade da distribuição lognormal

A distribuição lognormal é útil para modelar naturalmente as variáveis, que são o produto de uma série de outras variáveis aleatórias independentes¹¹. O Teorema do Limite Central nos mostra que o produto de um grande número de variáveis aleatórias independentes tem

¹¹ A distribuição lognormal pode ser utilizada para analisar comprimentos de palavras em frases de documentos, períodos de incubação de doenças infecciosas etc. (VOSE, 2010)

representação de distribuição lognormal. Por exemplo: o volume de gás em uma reserva de petróleo é, muitas vezes, considerado uma distribuição lognormal, pois este volume é o produto da área da formação, sua espessura, pressão da formação, porosidade e razão óleo e gás. (VOSE, 2010)

Diz-se que a variável X tem distribuição lognormal quando seu logaritmo é normalmente distribuído. De modo geral, a lognormal se aplica a eventos caracterizados pelo produto de variáveis cujos valores em t_{n+1} são proporcionais aos do instante t_n . (MILONE, 2004)

Então, a distribuição de X é chamada de lognormal, desde que X seja realmente uma função antilogarítmica de uma variável normal aleatória.

3.3.4 - Distribuição beta-PERT

A distribuição beta-PERT ou somente PERT é uma distribuição útil para a modelagem de dados técnicos. Quando usada em uma simulação de Monte Carlo, pode servir para identificar os riscos no projeto e modelar os custos com base na probabilidade de cumprimento dos objetivos e das metas, independentemente do número de componentes envolvidos no projeto. (CHARNES, 2007)

Como qualquer distribuição de probabilidade, a utilidade da PERT é limitada pela qualidade dos dados de entrada: quanto melhores os dados extraídos, melhores serão os resultados da simulação.

Assim como a distribuição triangular, a distribuição PERT usa o valor mais provável (moda), mas este é projetado para gerar uma distribuição mais semelhante a uma distribuição probabilística real. Dependendo da qualidade dos dados, esta distribuição pode fornecer um bom ajuste para a distribuição normal ou lognormal. (VOSE,2010)

Ela enfatizará o valor "mais provável" sobre os de mínimos e máximos. Suas curvas tenderão cada vez mais aos valores mais próximos (moda) do que às extremidades. Diferencia-se, assim, em relação à distribuição triangular, como mostra a Figura 3.16.

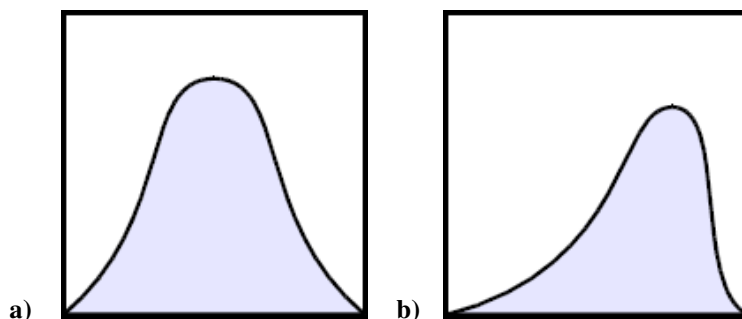


Figura 3.16 – Função densidade probabilidade da distribuição beta-PERT

Na Figura 3.16, tornam-se de fácil visualização os dois tipos de ajustes. O (a) se aproximando da distribuição normal e o (b) se aproximando da distribuição lognormal.

A função densidade de probabilidade é dada por:

$$f(x) = \frac{(x-\text{mín})^{\alpha_1-1}(\text{máx}-x)^{\alpha_2-1}}{B(\alpha_1*\alpha_2)(\text{máx}-\text{mín})^{\alpha_1+\alpha_2-1}} \quad (3.17)$$

Em que:

$$\alpha_1 = 6 \left[\frac{\mu-\text{mín}}{\text{máx}-\text{mín}} \right], \quad \alpha_2 = 6 \left[\frac{\text{máx}-\mu}{\text{máx}-\text{mín}} \right] \quad (3.18)$$

Sendo $B(\alpha_1, \alpha_2)$ a função Beta.

Os valores das estatísticas: média e desvio padrão podem ser calculados pelas seguintes relações:

$$\mu \equiv \frac{\text{mín}+4*\text{moda}+\text{máx}}{6} \quad (3.19)$$

$$\sigma = \sqrt{\frac{(\mu-\text{mín})*(\text{máx}-\mu)}{7}} \quad (3.20)$$

Apesar de essa distribuição enfatizar os valores mais próximos da moda, sua característica é bastante similar à distribuição triangular. Isso faz com que média (equação 3.19) e desvio padrão (equação 3.20) passem a ser obtidos de maneira mais simples.

4 - Aplicação do modelo na previsão de tempo de perfuração de poços

4.1 - Aplicações do modelo proposto

Para cumprir o objetivo proposto – o de se criar uma ferramenta para quantificação de risco, capaz de auxiliar o processo de tomada de decisão –, optou-se por utilizar um método de gerenciamento da qualidade, o PDCA (Plan “Planejar”, Do “Executar”, Check “Verificar”, Act “Agir”), também conhecido como Ciclo PDCA (Figura 4.1), ou ciclo de *Deming*¹².

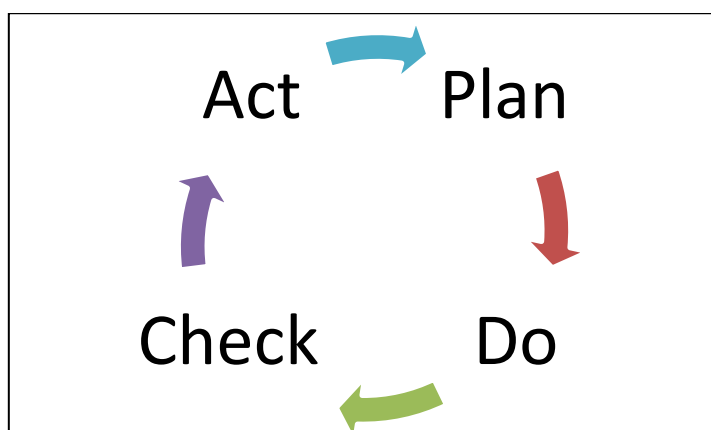


Figura 4.1 – Ciclo PDCA

Segundo ANDRADE (2003), no próprio texto da norma NBR ISO 9001:2000, faz-se referência à utilização do método de melhorias PDCA como forma de gerenciar processos. Naturalmente, o processo de perfuração de poços pode ser gerenciado de acordo com as regras desta abordagem.

O princípio fundamental do método é a iteração. Uma vez que a hipótese é confirmada (ou negada), deve-se executar o ciclo diversas vezes, aproximando cada vez mais do conhecimento pleno da atividade. Cada repetição do ciclo nos aproxima do objetivo proposto, produzindo como resultado uma operação “perfeita”.

¹² Este ciclo foi idealizado no Japão por Walter Andrew Shewhart logo após a Segunda Guerra Mundial, mas foi William Edwards Deming que, em 1950, aplicou e propagou tal metodologia, ficando mundialmente conhecido por tais conceitos de gestão de qualidade.

O ciclo PDCA deve ser implementado de forma espiral, para que permita aumentar o conhecimento do sistema convergindo para o objetivo idealizado. Cada ciclo executado nos colocará mais próximo do objetivo que o anterior. Cada ciclo completado indica um aumento do conhecimento sobre o sistema em estudo. Esta abordagem é baseada na crença de que nosso conhecimento e nossas habilidades são limitados, mas passíveis de melhorias. Por vezes, informações-chave podem não ser conhecidas quando se inicia um projeto.

Este método permite um retorno e uma justificativa às nossas hipóteses, aumentando nosso conhecimento. Com um conhecimento mais aprofundado do processo, poderemos refinar nossos procedimentos, o que nos colocará mais próximos de nossos objetivos. Por exemplo, na perfuração de um poço, o principal objetivo é chegar em menos tempo ao reservatório pretendido, sem comprometer a formação e a segurança. Como cada poço é um novo aprendizado, este ciclo permitirá que o responsável analise e revise todas as operações envolvidas. A cada ciclo um novo passo se aproximará de um melhor tempo.

Esse método deve ser implementado de forma sequencial, o que, por meio de módulos, tornará o processo mais estruturado, permitindo medir e reproduzir vezes sem conta. Com a possibilidade de análise e de medição de processos, essa ferramenta torna-se imprescindível para a manutenção e a melhoria dos processos, o que facilita o planejamento, a padronização e a documentação de todo o sistema.

4.2 - Planejamento (PLAN)

Neste primeiro passo, visa-se estabelecer os objetivos e os processos por meio da elaboração de uma ferramenta que possa auxiliar a tomada de decisão. No caso desta dissertação, propõe-se o desenvolvimento de um modelo computacional para estimar a duração total do tempo de perfuração de um poço de petróleo. Adota-se o seguinte roteiro e atividades de pesquisa:

1. Definir uma sequência padronizada das operações de poços semelhantes/correlação;
2. Coletar e selecionar os dados dos poços de correlação;
3. Criar um poço ideal, composto dos menores tempos de cada operação dos diversos poços analisados;

4. Tratamento estatístico e seleção da distribuição para cada operação da perfuração, para que possamos simular e encontrar as estimativas mais realísticas possíveis.

Essas quatro etapas constituem a metodologia que será empregada para a estimativa de estatísticas associadas à variável tempo total de duração do projeto de perfuração de poços petrolíferos.

Deve-se destacar que a etapa de planejamento pode ser a de menor custo, mas nem por isso deve ser a que possui menor importância. Isto porque, embora o custo seja baixo para a análise de vários cenários, a escolha da estratégia errada pode implicar em aumento de custos da perfuração. Por exemplo, quando mal planejada, a trajetória de um poço pode atingir zonas de altas temperaturas ou de altas pressões, zonas instáveis, com argila, entre outras, o que pode significar perda de ferramentas por aprisionamento, faturamento da formação ou até blowouts, repercutindo em perdas de milhões de dólares, desastres ambientais, ameaças a vidas humanas etc.

4.2.1 - Sequência padronizada dos poços

Para se desenvolver uma metodologia coerente para previsão da variável tempo para a perfuração de poços de petróleo, é necessário o conhecimento de cada tarefa envolvida no processo. Com base nos dados históricos e em operações diversas, são escolhidas 35 tarefas de perfuração, separadas por nove fases sequenciais, como mostrado na Figura 4.2.

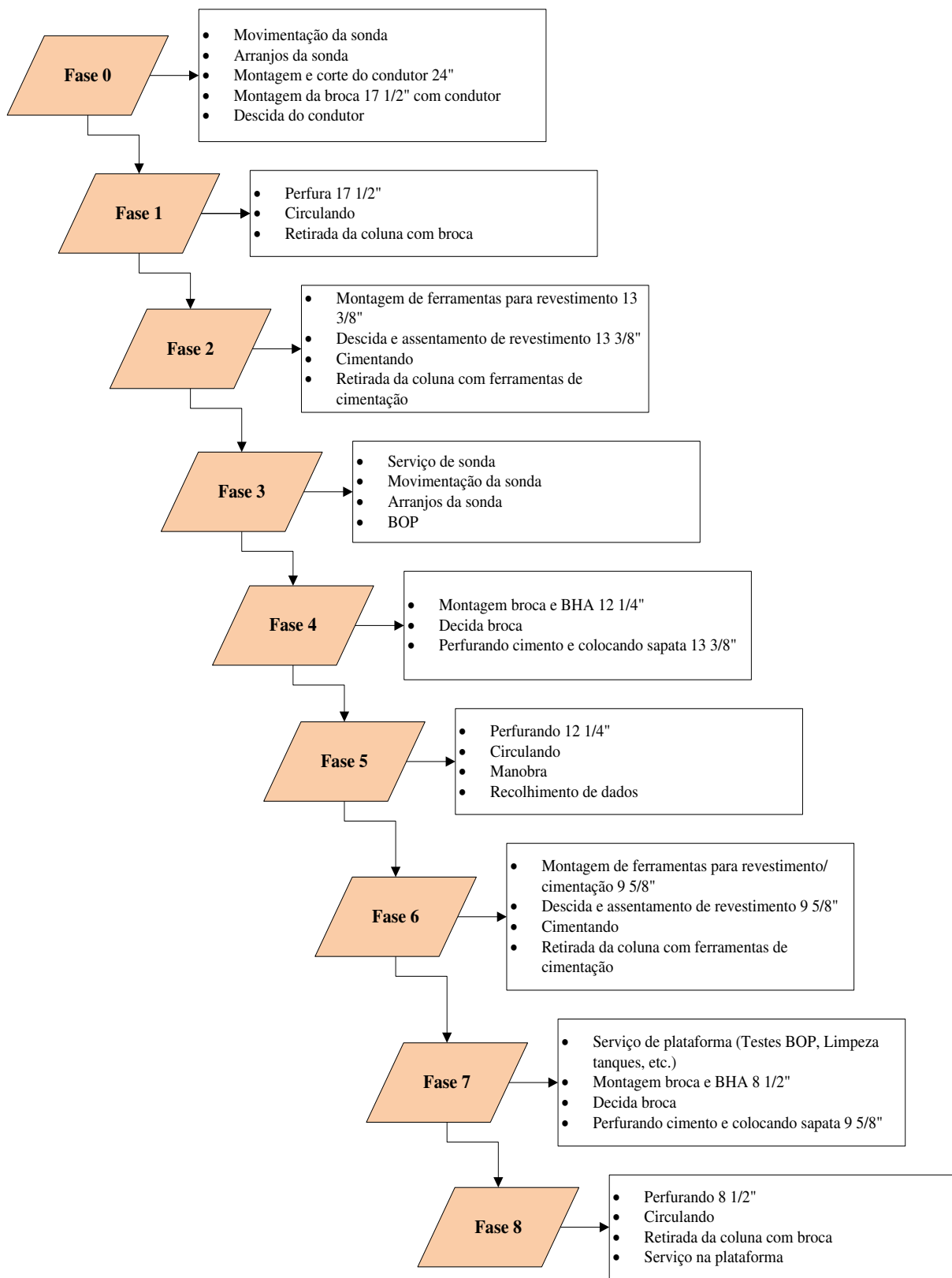


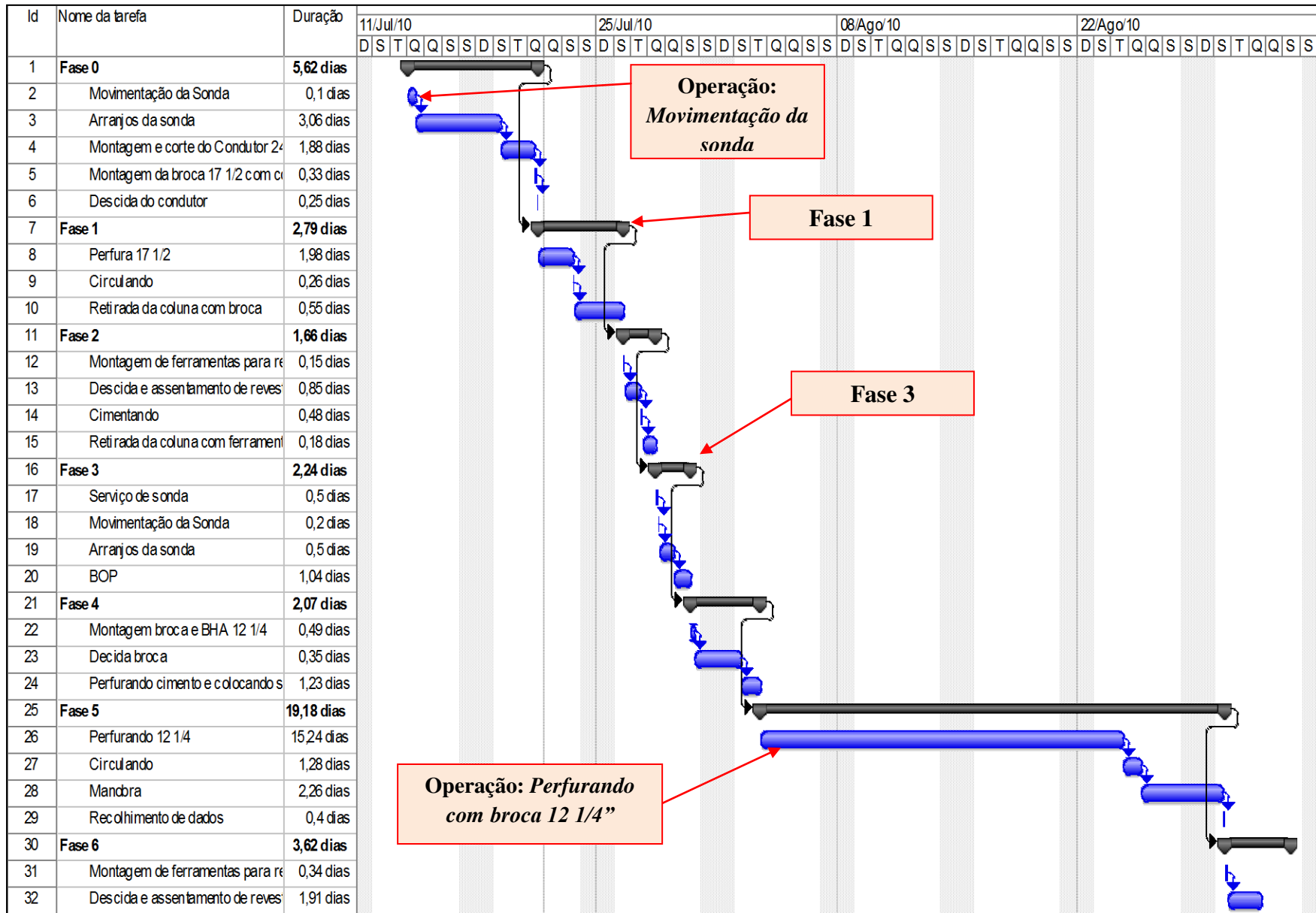
Figura 4.2 – Operações padronizadas do poço do campo estudado

A padronização é necessária, pois somente quando se têm as operações padronizadas é que se torna possível comparar os tempos e analisar as diferenças para diferentes poços de correlação. Na Figura 4.2, pode-se observar a ordem de execução de cada uma das fases e suas principais operações, formando-se, desse jeito, um projeto de perfuração padronizado, ponto fundamental para modelagem e simulação do tempo da perfuração.

As fases foram criadas com o objetivo de simplificar a utilização do método de Monte Carlo, mas principalmente para melhor visualização e entendimento dos dados resultantes do modelo.

Cada uma das Fases recebeu um nome que melhor representava as operações nela contidas. A Fase 0 foi definida como a fase da movimentação da sonda e limpeza do condutor; a Fase 1, perfuração 17 1/2"; a Fase 2, revestindo e cimentando 13 3/8"; a Fase 3, teste de BOP; a Fase 4, perfurando (cimento) e fixando a sapata; Fase 5, perfurando 12 1/4"; Fase 6, revestindo e cimentando 9 5/8"; Fase 7, perfurando cimento e fixando sapata; Fase 8, perfurando 8 1/2".

Para melhor visualização e coordenação das fases e das atividades envolvidas na perfuração, construiu-se um exemplo de gráfico de Grant (Figura 4.3) com valores fictícios, para que se consiga visualizar com mais facilidade o caminho crítico de todo o processo de perfuração.



O gráfico de Gantt mostrado na Figura 4.3 é apresentado em forma de barras, sendo que cada coluna refere-se a uma unidade de tempo, neste caso dias da semana, e que cada linha representa uma duração, sendo, as fases representadas pelas escuras e as linhas em azul cada uma das operações.

Por exemplo, no planejamento traçado na Figura 4.3, em que o projeto de perfuração começará com a movimentação (ou montagem) da sonda para a posição onde deverá ser perfurado o poço (neste exemplo, com duração de 0,1 dia), assim que se chegar à posição exata, os operários começarão a preparação da plataforma para o início dos trabalhos de perfuração propriamente ditos (3,06 dias). Quando os condutores de 24” já estiverem a bordo da plataforma, o trabalho de corte para o tamanho exato (1,88 dias) estipulado no projeto começará a ser feito. Com o condutor 24” pronto para ser descido para o solo submarino, a coluna de perfuração será montada com o condutor e com a broca de 17 1/2” (0,33 dia), e então começará a manobra de descida da coluna (0,25) com todas as ferramentas (condutor, broca 17 1/2” etc.) para a profundidade programada, completando, assim, a Fase 0 com uma duração total de 5,62 dias.

Após se fixar o condutor na profundidade pretendida, começa a execução da Fase 1 do projeto. Sua primeira operação será a perfuração com a broca de 17 1/2” do ponto onde se fixou o condutor, até a profundidade estipulada, com duração de 1,98 dia, e assim sucessivamente, até o cumprimento das 9 fases, que somadas totalizarão uma duração de 77,68 dias de perfuração.

Com isso, torna-se possível observar que o processo é organizado de maneira sequencial, ou seja, sem utilizar técnicas de superposição ou alocação de tarefas paralelas. Então, quando são somadas todas as operações de perfuração (linhas azuis), obtém-se a duração total do poço analisado. Esta ferramenta não produz uma boa previsão, visto tratar-se de uma análise determinística, que utiliza os tempos médios obtidos dos dados históricos, não considerando incertezas nem quantificando o risco.

4.2.2 - Coletar e selecionar os dados dos poços de correlação

Para planejar e criar uma ferramenta capaz de prever a duração de um novo poço, foi necessário analisar e interpretar dados históricos dos poços de correlação. Para isso, utilizaram-se dados de um campo B, composto de seis poços situados em uma lâmina d’água de aproximadamente 120 metros.

Como discutido no item 4.2.1, o projeto de perfuração de poço de petróleo foi dividido em trinta e cinco principais operações distintas e sequenciais. Esta análise deve ser feita de maneira bastante minuciosa, em busca de inconsistências e padrões incomuns, servindo também para facilitar o entendimento das operações. Por exemplo: (1) se durante a manobra de retirada da coluna de perfuração, por qualquer motivo, a coluna precisar parar durante sua jornada para fora do poço para fazer uma circulação da lama, esse tempo despendido sem movimentação da coluna entrará como tempo de manobra da coluna; (2) se durante uma perfuração com a broca 8 1/2” ela sofrer desgaste e precisar ser trocada, isso entrará como perfurando 8 1/2”.

Sendo assim, tarefas que estavam fora do padrão (consertos, defeitos, atrasos etc.) foram incorporadas nas durações das operações que lhes cabiam, tais como: (1) um problema da circulação da lama durante a manobra de retirada da coluna de perfuração foi englobado no tempo da manobra; (2) o atraso referente às ferramentas destinadas à montagem do BHA foi englobado no tempo de montagem do BHA, e assim por diante.

Os dados utilizados neste trabalho estão divididos por fases, na Tabela 4.1 abaixo:

Tabela 4.1 – Profundidade e duração por fase de cada poço no campo B

Fase	Poço 1		Poço 2		Poço 3		Poço 4		Poço 5		Poço 6		
	Prof. (m)	Tempo (dias)	Prof. (m)	Tempo (dias)	Prof. (m)	Tempo (dias)	Prof. (m)	Tempo (dias)	Prof. (m)	Tempo (dias)	Prof. (m)	Tempo (dias)	
0	Movimentação da sonda e limpeza do condutor	270	13,52	271	3,25	271	2,56	270	1,27	269	1,10	261	2,81
1	Perfuração 17 1/2"	907	2,31	912	2,96	931	2,33	930	2,00	935	1,81	1095	2,27
2	Revestindo e cimentando 13 3/8"	907	2,52	912	1,88	931	1,58	930	1,35	935	1,65	1095	0,88
3	Teste do BOP (rodando programa F2)	907	1,96	912	2,88	931	0,50	930	4,96	935	2,21	1095	1,10
4	Perfurando e colocando sapata 13 3/8"	907	2,65	912	1,73	931	1,69	930	2,02	935	1,40	1095	3,04
5	Perfuração 12 1/4"	2944	11,13	3160	9,58	2576	9,88	5255	29,42	3718	32,96	4581	16,63

6	Revestindo e cimentando 9 5/8"	2944	2,27	3160	2,79	2576	1,54	5255	5,38	3718	3,35	4581	4,13
7	Perfurando e colocando sapata 9 5/8"	2944	5,96	3160	4,77	2576	2,33	5255	5,10	3718	2,06	4581	2,25
8	Perfuração 8 1/2"	3470	4,67	3705	19,48	3054	3,33	6005	8,23	4322	8,29	4926	3,13
	Total		46,98		49,31		25,75		59,73		54,83		36,23

A Tabela 4.1 é apenas um apanhado da duração de cada uma das fases divididas para este trabalho. Nela se encontram as durações e a profundidade alcançada em cada uma das fases para os seis poços utilizados no estudo. Por exemplo, no poço 1, a duração total das cinco operações que representam a Fase 0 foi de 13,52 dias, com a profundidade alcançada de 270 metros. Já no poço 2, a duração da Fase 0 foi reduzida para 3,25 dias, alcançando a marca de 271 metros de profundidade.

Para as demais fases, observa-se que a profundidade indicada na tabela representa apenas a profundidade alcançada naquela fase. Por exemplo, na Fase 1 do poço 1, demoraram apenas 2,31 dias de perfuração com a broca de 17 1/2” para se atingir a marca de 907 metros de profundidade; contudo, na Fase 2 a profundidade permanece inalterada, já que esta fase representa apenas as operações de revestimento e cimentação. A tabela completa para análise de cada uma das operações encontra-se no anexo A.

4.2.3 - Poço ideal

Para se criar o poço ideal, deve-se identificar o menor tempo de cada uma das tarefas/operações, dentre todos os poços de correlação analisados. Isto originará um poço “ótimo” ou no “limite técnico¹³”. Para ilustrar, utilizaram-se as nove fases, em vez das tarefas, gerando-se um poço ideal de 22 dias de duração (Tabela 4.2).

Tabela 4.2 – Características de poço ideal

Fases	Poço ideal	
	Tempo (dias)	Poço
0	1,10	5
1	1,81	5
2	0,88	6
3	0,50	3

¹³ O termo “limite técnico” é utilizado por diversos autores para expressar o menor tempo da tarefa/operação em determinado conjunto de dados.

4	1,40	5
5	9,58	3
6	1,54	3
7	2,06	5
8	3,13	6
Total	22,00	

O poço ideal criado na Tabela 4.2 servirá como meta móvel. Ele é formado pela seleção das melhores práticas (neste caso, melhores tempos) registradas nos dados analisados, como, por exemplo: dentre todos os seis poços analisados, o poço 5 registrou a menor duração para as fases 0 e 1, com 1,10 dia e 1,81 dia, respectivamente; já a Fase 2, que registrou marca de 0,88 dia, teve origem nos tempos do poço 3. Seguindo esta metodologia para as outras fases, gerou-se o poço ideal. Este poço servirá como uma espécie de “objetivo técnico” para a previsão do poço futuro.

No caso do modelo proposto nesta dissertação, o poço ideal pode ser empregado como o alvo em termos de desempenho das próximas atividades. Assim, será possível obter estimativas da probabilidade de que os indicadores de desempenho de novos poços sejam melhores ou no mínimo iguais aos do poço ideal.

4.2.4 - Tratamento estatístico e seleção da melhor distribuição

No processo de simulação, cada iteração retorna uma possível resposta do modelo para a duração de cada tarefa. Esta resposta só será exata se encontrarmos uma boa distribuição, que represente de maneira bastante precisa o comportamento da variável tempo de cada uma das fases.

Para selecionar a melhor distribuição para os tempos de perfuração, o ideal seria recorrer a testes estatísticos nos dados históricos existentes. Entretanto, com a quantidade reduzida de dados, optou-se por recorrer à literatura: de acordo com diversos autores, a distribuição mais apropriada para descrever o comportamento do tempo na perfuração é a distribuição lognormal.

Para Rose (2004), a utilização da distribuição lognormal para engenharia de petróleo possui forte aceitação, tanto na produção quanto para exploração.

Williamson, Sawaryn e Morrison (2008) afirmam que, com quantidade suficiente de dados de tempo, a distribuição lognormal é uma das melhores representações do comportamento do tempo de perfuração de poços de petróleo. Com dados de 104 poços de petróleo no Mar do Norte utilizados no modelo probabilístico criado por Adams, Gibson & Smith (2009), comprovou-se a boa aproximação da distribuição lognormal para o comportamento dos tempos de perfuração. Estes pesquisadores confirmaram a aplicabilidade dessa distribuição por meio da observação de uma pequena variação, de apenas 0,2% da média, para mais ou para menos, dos dados históricos utilizados.

Assim, com base nas pesquisas feitas, decidiu-se pela utilização da distribuição lognormal para representar o comportamento do tempo de cada uma das tarefas desse modelo. Para a utilização da distribuição lognormal, necessita-se de dados estatísticos como mínimo, média e desvio padrão de cada operação. Para as operações que não dependem da profundidade, as estatísticas estão listadas na Tabela 4.3. Todos os dados originais estão no Anexo A.

Tabela 4.3 – Dados estatísticos para tarefas não influenciadas pela profundidade

Fases	Operações	Medidas em horas		
		Média (horas)	Desvio padrão (dias)	Mínimo (horas)
0	Movimentação da sonda	2,42	1,50	1,00
	Arranjos da sonda	33,92	67,35	2,50
	Montagem e corte do condutor 24"	45,00	36,53	14,00
	Montagem da broca 17 1/2" com condutor	8,50	6,49	2,50
1	Circulando	5,75	1,44	4,00
2	Montagem de ferramentas para revestimento/cimentação 13 3/8"	3,42	1,24	2,00
	Cimentando	11,83	5,61	4,50
3	Serviço de sonda	13,08	10,81	3,00

	Movimentação da sonda	4,92	2,97	2,00
	Arranjos da sonda	10,92	5,79	1,00
	BOP	25,50	27,09	6,00
4	Montagem broca e BHA 12 1/4"	12,50	8,93	1,00
	Perfurando cimento e colocando sapata 13 3/8"	29,25	16,12	13,50
5	Circulando	28,17	20,67	12,50
	Recolhimento de dados	9,25	3,59	4,00
6	Montagem de ferramentas para revestimento/cimentação 9 5/8"	8,33	2,80	4,50
	Cimentando	21,33	7,60	11,50
7	Serviço de plataforma (Testes BOP, limpeza de tanques etc.)	47,42	34,46	13,50
	Montagem da broca e BHA 8 1/2"	14,50	3,11	10,50
	Perfurando cimento e colocando sapata 9 5/8"	10,75	5,56	5,50
8	Circulando	7,25	4,70	3,00
	Serviço na plataforma	11,50	20,91	1,00

As estatísticas utilizadas na Tabela 4.3 são oriundas dos dados do anexo A. Por exemplo, a média do tempo movimentação da sonda (Fase0, Tarefa 1) é:

$$\bar{X} = \frac{5 \text{ horas (poço 1)} + 2 \text{ horas (poço ...)} + 3 \text{ horas} + 1 \text{ horas} + 1 \text{ horas} + 2,5 \text{ horas}}{6}$$

$$= 2,42 \text{ horas}$$

A média encontrada por meios determinísticos serve como uma “estimativa” do que esperar para o tempo da perfuração, contudo não considera as incertezas envolvidas no processo, tornando-a imprecisa para a tomada de decisões. Quando se cria um modelo probabilístico, esta lacuna é preenchida, retornando a quantificação dos riscos envolvidos nas operações, descrevendo intervalos de confiança.

Seu desvio padrão foi encontrado utilizando-se a equação 3.6:

$$\sigma = \sqrt{\frac{(5 - 2,42)^2 + (2 - 2,42)^2 + (3 - 2,42)^2 + (1 - 2,42)^2 + (1 - 2,42)^2 + (2,5 - 2,42)^2}{5}}$$

$$= 1,50 \text{ hora}$$

O σ servirá para quantificar a dispersão dos valores em relação à média dos resultados. Este valor é que tornará possível a criação de um modelo de previsão. O mínimo nada mais é que menor valor de tempo registrado da operação, considerando todos os poços de correlação estudados. No caso da movimentação, a duração mínima registrada para tal operação é de apenas uma hora. Note-se que o desvio é relativamente alto quando comparado à média, e isso ocorre devido à grande variabilidade dos dados – por exemplo, o melhor caso foi realizar esta operação com duração de apenas 1 hora, registrada tanto no poço 4 quanto no poço 5.

Para simular as operações não dependentes da profundidade descritas na Tabela 4.3, utiliza-se a equação 4.1, que representa a distribuição que melhor simula o comportamento do tempo na perfuração.

$$T_{\text{não dependente}} = \text{lognormal}(\text{mínimo}, \text{média}, \text{desv. padrão}) \quad (4.1)$$

Colocado de outra forma, a equação 4.1 significa que a variável tempo não dependente é modelada por meio de números que são gerados a partir de uma distribuição lognormal truncada, sendo que os seus parâmetros são encontrados a partir dos dados existentes.

Como se pode observar na Tabela 4.3, só estão descritas algumas das operações de perfuração. Isso porque o tempo delas não depende da profundidade em que elas estão sendo executadas e por isso podem ser modeladas diretamente, ao contrário das dependentes da profundidade. Por exemplo, em se tratando de dois poços de correlação, X e Y, não seria correto afirmar uma igualdade de desempenho de uma operação de manobra de descida de revestimento com duração de 10 horas em ambos os casos, sendo que no poço X este revestimento foi descido até 2.000 metros, contra 2.500 metros do poço Y.

Ainda na Tabela 4.3, observou-se a necessidade de indexar o tempo das tarefas influenciadas pela profundidade, criando uma espécie de velocidade ou “taxa de desempenho” para cada uma. Para isso, foi definida uma razão entre a profundidade registrada para cada

operação do poço (encontrada na Tabela 4.1), em metros, e a duração da operação, em horas. Por exemplo, o condutor de 24” no poço 1 demorou 13,5 horas para ser posicionado a 257 metros de profundidade, criando uma taxa de desempenho de aproximadamente 19,04 m/h. Em contrapartida, na mesma tarefa, a descida do condutor do poço 4 demorou apenas 4 horas até atingir os 270 metros, gerando uma taxa de 67,50 m/h.

Com a necessidade de analisar essas taxas de desempenho (*TD*), criou-se uma Tabela 4.4, na qual são mostradas todas as taxas de cada uma das tarefas, para cada um dos seis poços.

Tabela 4.4 – Taxa de desempenho para as tarefas dependentes da profundidade

Operações dependentes de profundidade	Taxa de desempenho (m/h)					
	Poço 01	Poço 02	Poço 03	Poço 04	Poço 05	Poço 06
Descida do condutor 24"	19,04	19,36	30,11	67,50	48,91	74,57
Perfuração de 17 1/2"	17,95	13,46	20,95	18,86	27,75	24,17
Retirada da broca	60,80	55,58	51,72	103,33	77,92	78,21
Assentamento do revestimento 13 3/8"	27,87	35,89	40,00	45,52	57,91	79,43
Retirada das ferramentas de cimentação	452,92	91,70	186,20	265,71	58,44	273,75
Descida da broca 12 1/4"	456,00	166,73	116,38	103,33	110,00	64,41
Perfuração de 12 1/4"	11,87	12,63	9,82	7,67	4,26	10,66
Retirada da broca	42,98	95,94	59,22	71,50	49,91	88,10
Assentamento do revestimento 9 5/8"	86,34	81,78	102,81	66,03	74,21	74,97
Retirada das ferramentas de cimentação	452,92	287,82	515,20	318,48	297,44	218,14
Descida da broca 8 1/2"	184,00	226,14	198,15	250,24	200,97	218,14
Perfuração de 8 1/2"	5,84	1,47	7,59	4,75	4,56	6,57
Retirada da broca	266,92	121,48	254,50	222,41	75,82	307,88

A taxa de desempenho utilizada na Tabela 4.4 pode ser representada por meio da equação 4.2.

$$TD = \frac{\text{Distância percorrida}}{\text{Duração}}, \quad (m/h) \quad (4.2)$$

Com posse dos dados da Tabela 4.4, consegue-se modelar a taxa de desempenho simulada (TD_s) mais provável para cada uma das operações. Mesmo com a escassez de dados para uma análise estatística mais detalhada, assume-se a premissa de que a distribuição lognormal possa ser usada para descrever o comportamento dessa taxa. Os valores das estatísticas média, desvio padrão e mínimo se encontram na Tabela 4.5.

Tabela 4.5 – Dados estatísticos para tarefas influenciadas pela profundidade

ROP's	Média (m/hr)	Desvio padrão (m/hr)	Mínimo (m/hr)
Condutor 24"	43,25	24,21	19,04
Broca 17 1/2"	20,52	5,00	13,46
Retirada da broca	71,26	19,28	51,72
Assentamento do revestimento 13 3/8"	47,77	18,48	27,87
Retirada das ferramentas de cimentação	221,45	143,47	58,44
Descida da broca 12 1/4"	169,47	144,13	64,41
Broca 12 1/4"	9,49	3,09	4,26
Retirada da broca	67,94	21,11	42,98
Assentamento do revestimento 9 5/8"	81,02	12,74	66,03
Retirada das ferramentas de cimentação	348,33	112,14	218,14
Descida da broca 8 1/2"	212,94	23,63	184,00
Broca 8 1/2"	5,13	2,12	1,47
Retirada da broca	208,17	90,30	75,82

Utilizando os dados da Tabela 4.5, pode-se avaliar o desempenho de cada atividade, considerando apenas o desempenho de cada uma, independentemente de sua profundidade, podendo ser representada pela equação 4.3:

$$TD_s = \text{lognormal}(\text{Mínimo}, \text{Média}, \text{Desv. Padrão}), \quad (m/hrs) \quad (4.3)$$

Embora se considere que poços de correlação sejam semelhantes, eles não são exatamente iguais. Portanto, surge a necessidade de estabelecer uma profundidade padrão, que funcionará como a meta do projeto de poço, uma profundidade-objetivo.

Seguindo os conceitos aplicados até o momento, recorreu-se aos dados históricos para que se pudesse encontrar uma profundidade mais provável do próximo poço. Isto servirá apenas para nos dar um valor de profundidade de cada revestimento, profundidade objetivo (localização do reservatório) que permita fazer a estimativa do tempo, visto que existem operações dependentes da profundidade. Numa situação real, o projeto do poço (números de revestimento, profundidades do revestimento, profundidade do reservatório etc.) já estaria definido pela equipe de engenheiros, geólogos, geofísicos, entre outros.

Novamente, foram empregadas as estatísticas mínimo, média e desvio padrão. Para os diferentes diâmetros de revestimento e broca utilizados, temos os valores da Tabela 4.6.

Tabela 4.6 – Profundidade por diâmetro de poço perfurado

Diâmetro perfurado	Profundidades (m)		
	Média	Desvio padrão	Mínimo
24"	266,50	5,99	257,00
13 3/8"	953,33	69,97	912,00
9 5/8"	3.706,67	1030,95	2.576,00
Profundidade final (broca 8 1/2")	4.247,00	1084,25	3.054,00

Com base nos valores das estatísticas da Tabela 4.6, e por meio de um modelo probabilístico, tornou-se possível estimar as profundidades mais prováveis (P50), em que cada revestimento deverá ser fixado na profundidade final do poço, gerando assim o poço-objetivo utilizado neste trabalho.

Considera-se poço objetivo aquele que será projetado com base nas profundidades pré-estipuladas de cada etapa (diâmetro do poço perfurado) modelada, servindo de guia para cálculos de previsão de tempo (Figura 4.4).

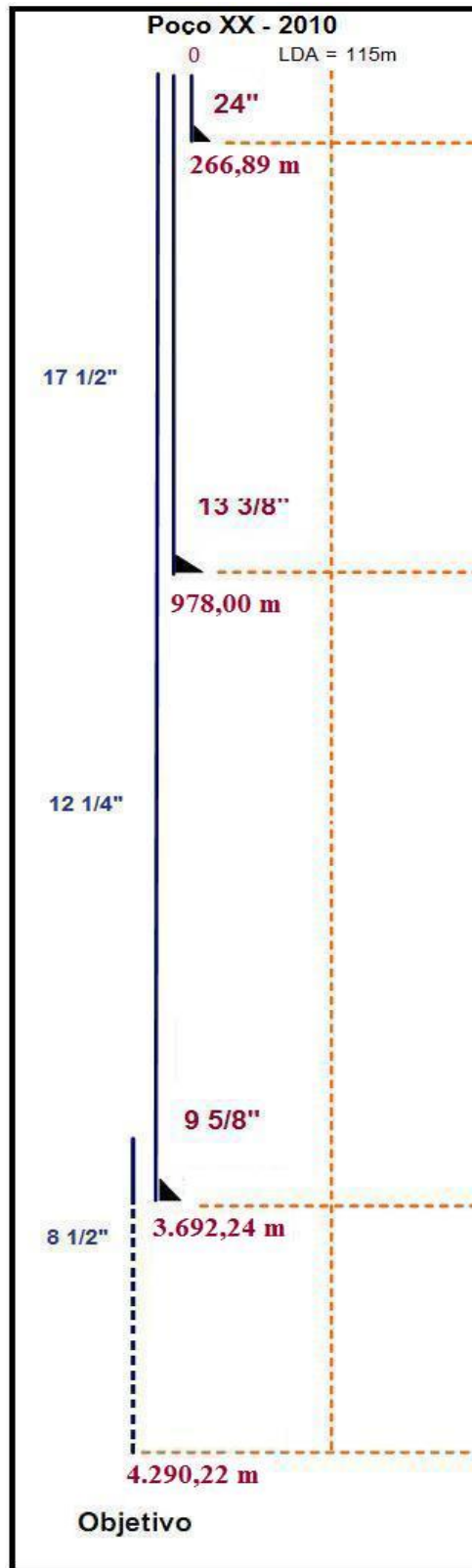


Figura 4.4 – Poço objetivo (dados médios obtidos em P50)

A criação do poço objetivo, Figura 4.4, possibilitou a modelagem do tempo das operações que dependiam da profundidade. Nele, podem-se observar claramente os diferentes diâmetros de brocas e os revestimentos que serão utilizados no projeto, tais como:

- 266,89 metros abaixo do solo marinho deverá ser assentado o condutor de 24” por cravagem;
- 978,00 m de profundidade deverá ser o limite da perfuração da broca de 17 1/2” e, então, deve-se descer o revestimento de 13 3/8”;
- 3.692,24 m de profundidade deverá ser o limite da perfuração da broca de 12 1/4” e, então, deve-se descer o revestimento de 9 5/8”;
- 4.290,22 m – deverá ser atingida a profundidade final do poço com a broca de 8 1/2”.

Para que se consiga utilizar as informações geradas pelo poço objetivo e modelar de maneira correta o tempo das operações que dependem da profundidade, é necessário determinar a distância percorrida por cada uma dessas operações. Por exemplo, a perfuração utilizando a broca 17 1/2” só ocorrerá a partir da profundidade 266,89 metros até a profundidade 978,00 metros, totalizando uma distância de 711,11 metros. Diferentemente, esta mesma broca, ao atingir a profundidade de 978,00, deverá ser retirada por completo do poço, ou seja, até a profundidade zero.

Com base nessas distâncias, foi criada a Tabela 4.7, na qual se pode observar a profundidade inicial de cada operação ($D_{Inicial}$), seu final (D_{Final}) e a distância percorrida, dada por ΔD , representada pela equação 4.4.

$$\Delta D = |D_{Final} - D_{Inicial}| \quad (4.4)$$

Tabela 4.7 – Distâncias a serem percorridas pelas operações dependentes de profundidade

Operações dependentes de profundidade	Início (m)	Final (m)	ΔD (m)
Condutor 24"	0	266,86	266,89
Broca 17 1/2"	266,89	978,00	711,11
Retirada da broca	978,00	0	978,00
Assentamento do revestimento 13 3/8"	0	978,00	978,00

Retirada das ferramentas de cimentação	978,00	0	978,00
Descida da broca 12 1/4	0	978,00	978,00
Broca 12 1/4"	978,00	3692,24	2714,23
Retirada da broca	3692,24	0	3692,24
Assentamento do revestimento 9 5/8"	0	3692,24	3692,24
Retirada das ferramentas de cimentação	3692,24	0	3692,24
Descida da broca 8 1/2	0	3692,24	3692,24
Broca 8 1/2"	3692,24	4290,22	597,99
Retirada da broca	4290,22	0	4290,22

Na Tabela 4.7, pode-se observar como o tempo das operações que são dependentes da profundidade foi encontrado. Por exemplo:

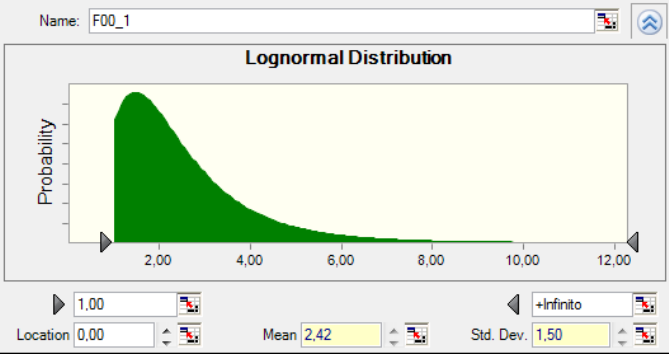
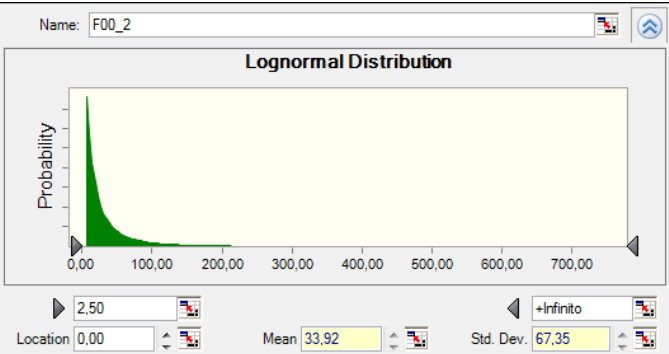
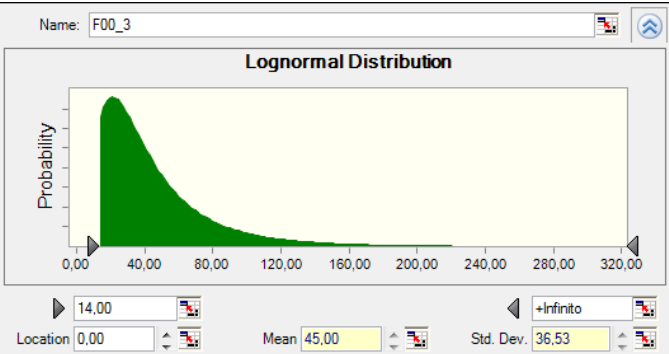
- O condutor 24” do poço objetivo deverá ser fixado na profundidade de 266,89 metros abaixo do fundo do mar. Em seguida, começa-se a perfurar a formação com a broca de 17 1/2”, uma vez que ela já se encontra a uma profundidade de 266,89 metros e seu objetivo é chegar a 978,00 metros, ou seja, ela terá que perfurar os 711,11 metros restantes;
- Quando se acaba de perfurar com a broca de 12 1/4”, ela se encontra a 3.692,24 metros abaixo do solo marinho; logo, quando se retirar a broca desta profundidade, ela deverá percorrer os 3.692,24 metros de volta ao solo submarino.

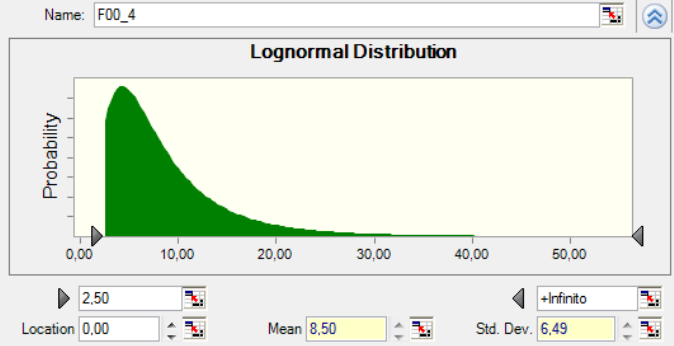
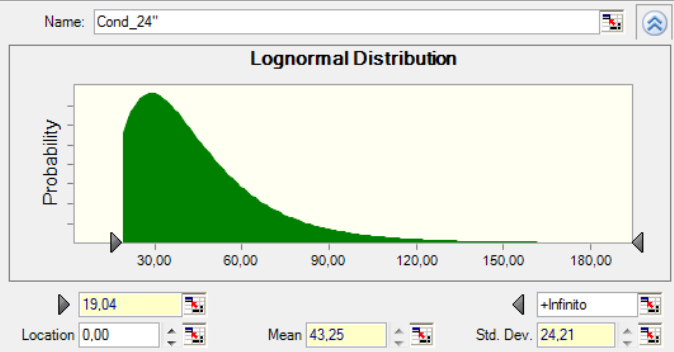
Assim, cada iteração do modelo multiplicará a taxa de desempenho simulada (com base na Tabela 4.5), pela distância (ΔD) encontrada na Tabela 4.7. Isso torna viável a modelagem do tempo para operações dependentes da profundidade ($T_{dependente}$). Logo, pode-se representar isso por meio da equação 4.5.

$$T_{dependente} = TD_s * \Delta D, \quad (hrs) \quad (4.5)$$

O tempo para execução de cada uma das operações será modelado por meio de distribuição de probabilidade do tipo lognormal. Na Tabela 4.8 encontram-se tais distribuições lognormais com os respectivos valores dos seus parâmetros.

Tabela 4.8 – Distribuições e curvas de densidade probabilidade da fase 0

Fase 0				
Operações	Distribuição	Tempo (horas)		
		Mínimo	Médio	Desvio padrão
Movimentação da sonda		1,00	2,42	1,50
Arranjos da sonda		2,50	33,92	67,35
Montagem e corte do condutor 24"		14,00	45,00	36,53

<p>Montagem da broca 17 1/2" com condutor</p>		<p>2,50</p>	<p>8,50</p>	<p>6,49</p>
<p>Descida do condutor*</p>		<p>19,04</p>	<p>43,25</p>	<p>24,21</p>

* Distribuição e estatística relativas à taxa de desempenho, operação que depende da profundidade.

Na Tabela 4.8, é possível analisar a curva de probabilidade de cada uma das operações de perfuração da Fase 0. Nela se pode observar, por exemplo, que a variável tempo de movimentação da sonda é modelada por meio de distribuição lognormal com média de 2,42 dias, um valor mínimo de 01 dia e um desvio padrão de 1,50 dia. Além disso, esta distribuição é truncada, ou seja, os números aleatórios que são gerados são sempre iguais ou superiores a 1 dia.

Essa metodologia será aplicada em todas as 22 operações de perfuração, que não dependerão da profundidade. Cada operação terá uma curva de probabilidade que expressa o comportamento de sua duração, representada pela equação 4.6.

$$TT_{\text{não dependente}} = \sum_{oper=1}^{22} T_{\text{não dependente}_{oper}}, \quad (hrs) \quad (4.6)$$

No caso da operação descida do condutor de 24" da Fase 0, a interpretação é um pouco diferente, pois não estaremos modelando, neste momento, o tempo de descida, mas sim a

velocidade de descida (taxa de desempenho da operação). Por se tratar de uma operação que depende da profundidade em que será fixado o condutor, o mais aconselhável é fazer uma modelagem das diferentes “velocidades” registradas dos poços de correlação, como mostrado na Tabela 4.5, representada pela equação 4.5. Estes passos serão seguidos pelas outras 12 operações dependentes da profundidade; cada curva de probabilidade representará o comportamento da taxa de desempenho de cada atividade multiplicada pela distância a ser percorrida por cada uma. Isto está descrito na equação 4.7.

$$TT_{dependente} = \sum_{oper=1}^{13} TD_{s_{oper}} * \Delta D_{oper} = \sum_{oper=1}^{13} T_{dependente_{oper}}, \quad (hrs) \quad (4.7)$$

O modelo proposto neste trabalho utiliza as metodologias descritas acima, tanto para as operações de perfuração não dependentes da profundidade quanto para as dependentes, que retornarão como resultado a duração de cada operação. O modelo terá o objetivo de somar as 35 operações, como demonstrado na equação 4.8, obtendo, assim, a duração total da perfuração.

$$TT_{poço} = TT_{não\ dependente} + TT_{dependente} \quad (4.8)$$

Criado o modelo, foi possível realizar a simulação de 2.000 iterações (possibilidades), como representado na equação 4.9. Isto permitiu traçar os três casos bases deste modelo: P10 – pessimista, indicando que apenas 10% dos valores simulados se encontram acima de tal percentil; P50 – mais provável (VE), correspondendo à mediana (medida de tendência central); e P90 – otimista, indicando que 90% dos valores estão acima deste percentil. O valor esperado do tempo total de perfuração (VE) é:

$$VE = \frac{1}{2.000} \sum_{i=1}^{2.000} TT_{poço_i} \quad (4.9)$$

Na Figura 4.5 encontra-se o resultado da simulação da variável tempo de perfuração do poço de petróleo¹⁴ composta por 2.000 iterações.

¹⁴ Esta simulação foi realizada com o auxílio do software Oracle Crystal Ball.

Statistic	Forecast values	Percentile	Forecast values
Trials	2.000	P100	30,95
Mean	44,46	P90	37,48
Median	43,74	P80	39,53
Mode	---	P70	40,96
Standard Deviation	5,98	P60	42,31
Variance	35,79	P50	43,74
Skewness	0,8614	P40	45,30
Kurtosis	5,13	P30	47,07
Coeff. of Variability	0,1346	P20	49,18
Minimum	30,95	P10	52,04
Maximum	86,68	P0	86,68
Mean Std. Error	0,13		

Figura 4.5 – Distribuição da probabilidade para tempo total da perfuração

Para obter os resultados da Figura 4.5, foi empregado o poço objetivo como meta. Com isso, pode-se estabelecer uma ADP (P50) de 43,74 dias. Isto é, há 50% de chance de que o tempo real seja inferior a 43,74 dias e 50% de que seja superior.

Pode-se observar, na Figura 4.5, que o valor do mais provável se aproxima da média, confirmando o método de Monte Carlo. Contudo, se fôssemos fazer a previsão utilizando um modelo determinístico, essa média seria de 45,47 dias, o que representa um valor superestimado da previsão. Outros valores listados na Figura 4.5 enriquecem a análise do tomador de decisão, como, por exemplo, a amplitude dos possíveis resultados, que pode variar de 30,95 (mínimo) a 86,68 dias (máximo) – apesar de ser um grande intervalo, há probabilidade de 80% de que o tempo real esteja entre 37,48 dias (P90) e 52,05 dias (P10), o que pode representar certa tranquilidade na hora de avaliar as possibilidades de atraso.

Com base nesses dados obtidos da simulação, traçou-se um gráfico mostrado na Figura 4.6, no qual se consegue analisar a ADP estabelecida inicialmente, sendo definida usualmente como o percentil 50 (Figura 4.5), ou seja, o valor mais provável (mediana) com um total de 43,18 dias.

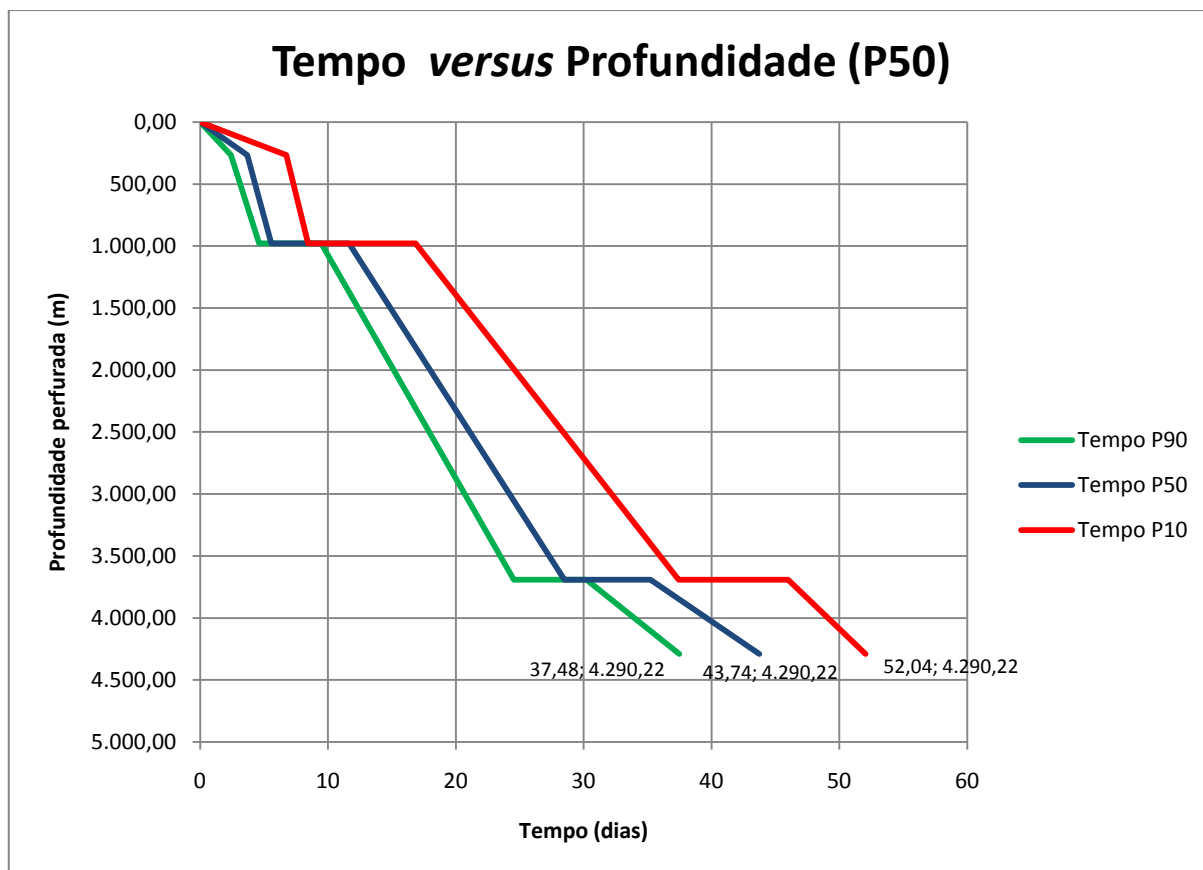


Figura 4.6 – Gráfico de tempo *versus* profundidade

Os dados da Figura 4.6 foram encontrados com base nas profundidades definidas no poço objetivo, com sua extremidade 4.267,48 m abaixo do solo marinho. Além disso, como se pode observar, na Figura 4.6 foram destacados os três percentis (P10, P50 e P90) mais utilizados, de acordo com a literatura para análise de projetos, definindo-se os casos base: pessimista, mais provável e otimista. O eixo vertical representa a profundidade, em metros, perfurada pela sonda com base no solo marinho, e o horizontal, os percentis P10, P50, P90 do tempo em dias, despendidos para as operações.

Durante a perfuração, é bastante nítido o ganho de profundidade, com suas linhas verticais (diagonal). Contudo, quando não se está perfurando a formação, como em descidas de revestimento, manobras, cimentação, circulando lama, entre outros, tais operações não produzem avanço na profundidade, sendo então consideradas, em alguns casos, como não produtivas, e podem ser identificadas na Figura 4.6 como as linhas horizontais.

A diferença de eficiência entre o caso otimista (P90 = 37,48 dias) e o pessimista (P10 = 52,04 dias) é bastante evidente, tanto nas inclinações das linhas quanto em suas extensões. No final da perfuração, torna-se evidente essa diferença, que pode variar, neste contexto, mais de 14 dias entre os dois casos.

Na Figura 4.7, encontra-se a frequência acumulada composta pelos resultados gerados pela simulação.

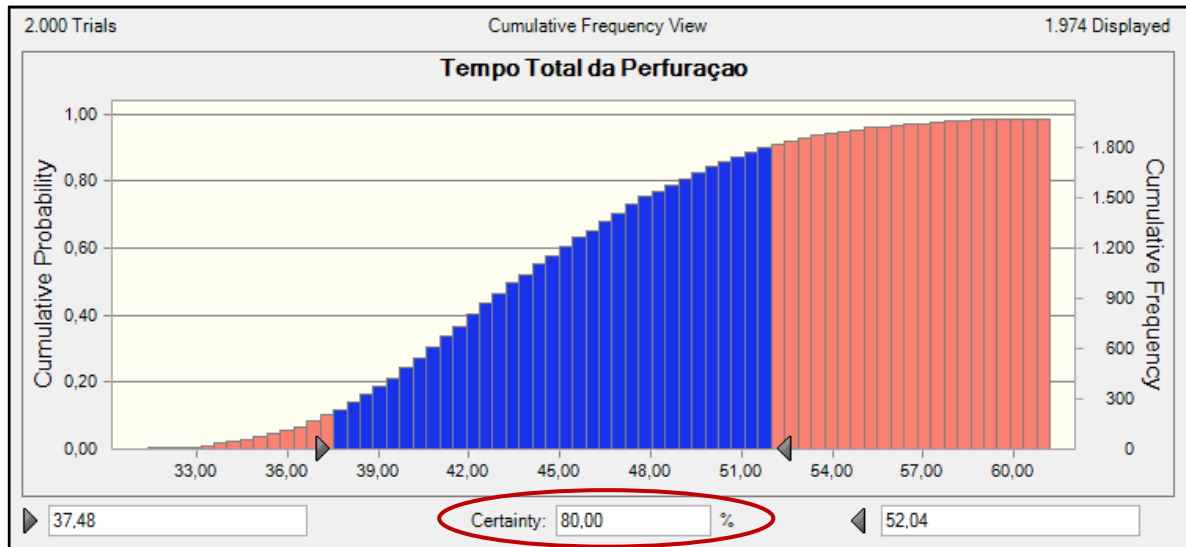


Figura 4.7 – Distribuição da probabilidade acumulada do tempo total da perfuração

Nota-se, na Figura 4.7, que há 80% de chance de que o tempo para a perfuração do poço esteja entre 37,48 dias e 52,04 dias, ou seja, o tomador de decisão tem 20% de chance de que o tempo real esteja fora desse intervalo. Cabe salientar que, cada vez que os dados são simulados, os resultados, embora similares, não serão exatamente os mesmos da simulação anterior. Com esta ferramenta, diversas perguntas poderiam ser respondidas. Por exemplo:

2) Caso a duração da perfuração do poço ultrapasse o valor esperado na previsão (43,74 dias), qual seria o valor mais provável para se esperar?

Para analisar esse tipo de pergunta, é necessário truncar a distribuição em 43,74 dias, para que o modelo possa recalculer as probabilidades. Com base nisso, obteve-se a figura 4.8.

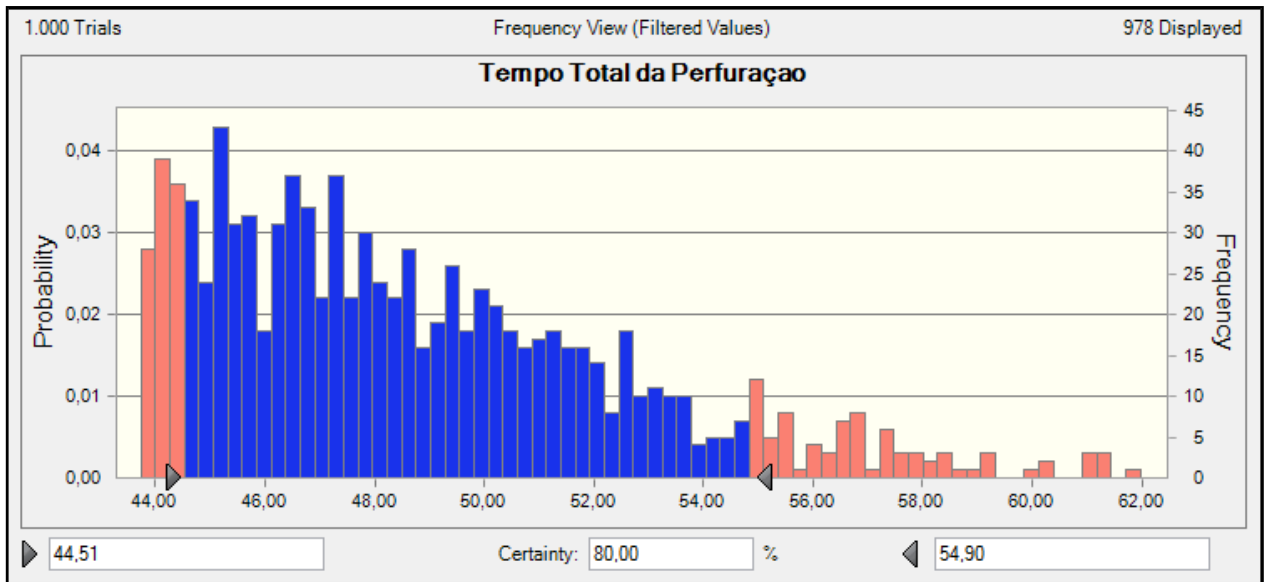


Figura 4.8 - Gráfico da distribuição de frequência, caso ocorra atraso na duração total do poço

Na Figura 4.8, consegue-se observar um gráfico de distribuição de frequência, representando o comportamento do tempo total da perfuração. Com base nas informações obtidas desta simulação, o valor mais provável caso a duração do poço ultrapasse os 43,74 dias previamente estipulados como ADP é 49,10 dias. No entanto, pode-se ainda estabelecer um intervalo de confiança de 80% sendo que seus extremos são 45,51 e 54,90 dias, respectivamente.

4.2.6 – Informações para o apoio ao planejamento

O primeiro modelo criado tem como objetivo avaliar a probabilidade da ocorrência de possíveis limitações de tempos em cada fase do projeto, com base nos dados históricos. Há diversas perguntas que podem ser respondidas com o modelo. Por exemplo:

- 1) Qual a chance de que tenhamos de esperar para uma perfuração em que a Fase 0 dure mais que 4,0 dias e/ou a Fase 1 dure mais que 1,9 dias e/ou a Fase 6 dure mais que 3,2 dias?**

A resposta a tais perguntas pode ser encontrada com o modelo lógico que está ilustrado na Tabela 4.9.

Tabela 4.9 – Modelo para calcular a probabilidade de limitações de tempo para cada fase

	Menor	Igual	Maior
Fase 0	0	0	4,0
Fase 1	0	0	1,9
Fase 2	0	0	0
Fase 3	0	0	0
Fase 4	0	0	0
Fase 5	0	0	0
Fase 6	0	0	3,2
Fase 7	0	0	0
Fase 8	0	0	0

Para construir esse modelo, utilizou-se como base a metodologia observada no capítulo anterior, onde se conseguiu demonstrar, por meio da Figura 3.7, a probabilidade de que o tempo total das fases ultrapassa os 5,7 dias. Apesar da grande semelhança, este modelo tem a possibilidade de permitir diversas combinações, como: analisar a probabilidade de que a fase 2 possa durar menos que X dias; a fase 3 seja menor ou igual a Y; ou a probabilidade de ambas ocorrerem etc.

Como mostrado na Tabela 4.10, o modelo desenvolvido possui muita flexibilidade e permite resposta a tais perguntas. Os resultados do modelo 1 são:

- A probabilidade de não ocorrer atraso em nenhuma das fases ($P(X=0)$) é igual a 34,55%, sendo que este valor pode ser usado pelos gerentes para se planejarem;
- A probabilidade de ocorrer atraso em somente uma das fases ($P(X=1)$) é igual a 49,60%. Logo, há probabilidade igual a 50,40% (risco) de que ocorra atraso em alguma fase;

- A probabilidade de ocorrerem atrasos em duas fases é de 15,85%. Mesmo sendo um valor baixo, deve-se observar quais seriam as consequências econômicas, de atraso em outros projetos etc;
- A probabilidade de ocorrer atraso nas três fases é de aproximadamente 0%.

Isso irá funcionar como um “termômetro” do que poderá surgir nas diferentes fases da perfuração, auxiliando os tomadores de decisão no que diz respeito à probabilidade de ocorrência, favorecendo medidas de prevenção tais como re-alocação de mão de obra, antecipação de pedido de licenças etc.

Na Figura 4.9 está demonstrada a distribuição de frequência do modelo 1, realçando a probabilidade de ocorrência de dois casos listados acima, no caso o ($X=0 \cup X=1$).

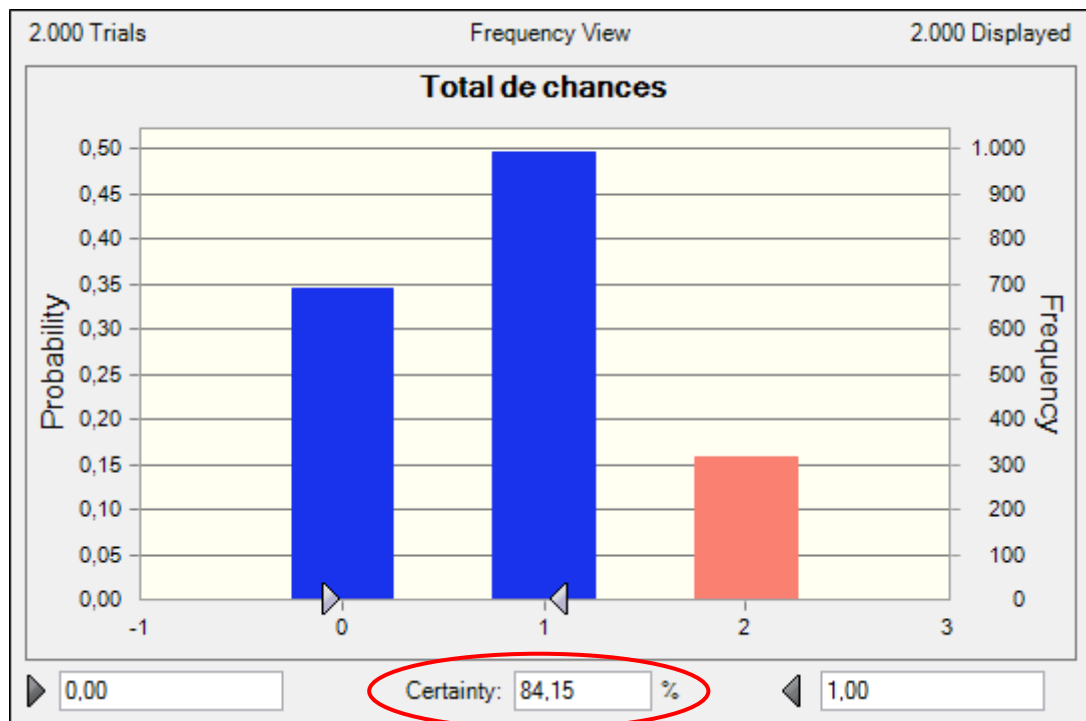


Figura 4.9 – Probabilidade de zero ou uma ocorrência dos casos

Na Figura 4.9, observam-se a probabilidade de zero atraso nas três fases (casos) consideradas na Tabela 4.9, $P(X=0)$, e o atraso de pelo menos uma das três situações ponderadas, $P(X=1)$. Isto pode ser descrito analiticamente como a soma das probabilidades de cada uma individualmente. Sabendo que a probabilidade nada mais é que:

$$P(X) = \frac{n^{\circ} \text{ de ocorrências}}{\text{tamanho da amostra}} * 100 (\%) \quad (4.2)$$

Então, tem-se que:

$$\begin{aligned} P(X = 0 \cup X = 1) &= P(X = 0) + P(X = 1) = \frac{691}{2000} * 100\% + \frac{992}{2000} * 100\% \\ &= 34,55\% + 49,60\% = \mathbf{84,15\%} \end{aligned}$$

Logo, a probabilidade de ocorrer nenhum dos casos ou pelo menos um deles é de 84,15%, nada mais que a soma das duas probabilidades.

Com informações como essas, os tomadores de decisão ganham uma ferramenta capaz de “testar” diversos cenários distintos, utilizando de sua experiência e conhecimento para defini-la. Por exemplo, pode-se responder a perguntas como: O que fazer no caso em que ocorrer atraso em alguma de algumas das fases? Onde alocar mais mão-de-obra de modo a reduzir o risco de exceder o tempo de cronograma? Neste caso, o tomador de decisão pode, por exemplo, usar a flexibilidade de contratar alguma empresa especializada em perfuração para reduzir o risco atraso nas fases seguintes.

2) Supõe-se que uma empresa operadora tenha que contratar uma empresa de serviço para realizar suas operações de perfuração. Contudo, há restrição de tempo para esses serviços já que a sonda disponibilizada para o poço deverá seguir em breve para outra localização. Com base nas opiniões dos especialistas, as Fases 1, 5 e 8, que correspondem às fases de perfuração (ver Tabela 4.3), não devem durar mais que 2,28, 18,26 e 7,85 dias respectivamente (dados obtidos nas médias calculadas com base na tabela do Anexo A). Considerando uma margem de manobra (possíveis atrasos) de 15% para cada uma das operações, qual seria a probabilidade de alguma delas ultrapassar essa margem?

Com base nas informações do problema e substituindo os dados da Tabela 4.10 pelos novos dados, acrescidos da margem de 15% concedida pela empresa contratante, chega-se aos valores que são mostrados na Tabela 4.10.

Tabela 4.10 - Modelo para calcular a probabilidade da limitação de tempo nas fases de perfuração

	Menor	Igual	Maior
Fase 0	0	0	0
Fase 1	0	0	2,51
Fase 2	0	0	0
Fase 3	0	0	0
Fase 4	0	0	0
Fase 5	0	0	21,00
Fase 6	0	0	0
Fase 7	0	0	0
Fase 8	0	0	9,03

Como mostrado na Tabela 4.10, o modelo desenvolvido conseguiu chegar ao resultado, com as probabilidades de:

- $P(X=0)$, nenhum dos três casos ocorrer de 51,55%;
- $P(X=1)$, ocorrer pelo menos um dos casos de 42,00%;
- $P(X=2)$, dois dos casos ocorrerem simultaneamente de 6,45%;
- $P(X=3)$, os três casos ocorrerem no mesmo poço de 0%.

Com isso, pode-se gerar uma estimativa mais precisa do tempo de serviço, fornecendo também uma previsão de custo e podendo, além disso, servir para se barganhar o valor do serviço, como um desconto pela quantidade de horas contratadas.

Na Figura 4.10 demonstra-se a distribuição de frequência do modelo 1, realçando a probabilidade de ocorrência do atraso nas três fases que envolvem perfuração propriamente dita.

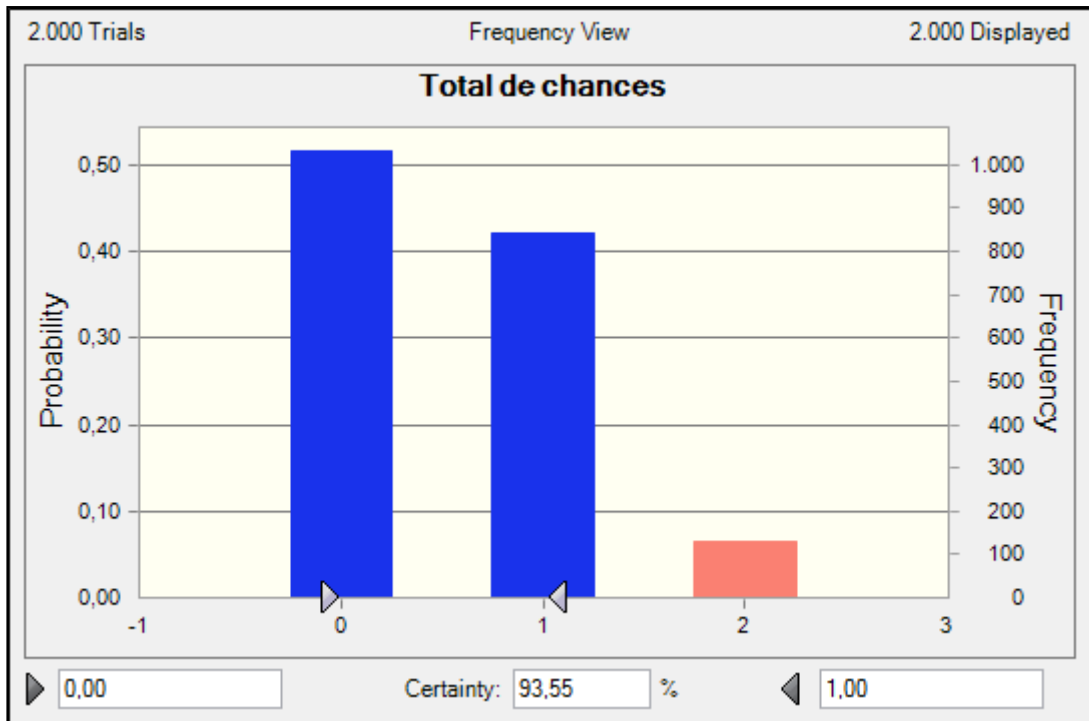


Figura 4.10 - Probabilidade de zero ou uma ocorrência de atraso da perfuração

Como já demonstrado no exemplo 1, neste exemplo (2) a probabilidade de ocorrência de zero atraso (considerando-se uma margem de 10%) é de 51,55%. Entretanto, existe uma probabilidade que não se pode desconsiderar que é a chance de 42,00% de ocorrer atraso em pelo menos uma das fases analisadas.

4.3 - Executar (DO)

Nesta etapa do modelo PDCA, após as simulações para previsões de tempo para a perfuração do próximo poço, deve-se colocar em prática o que se definiu como meta e métodos a serem seguidos no projeto de perfuração.

Deve-se lembrar de que implementar uma tarefa/operação por vez e na menor escala possível aumenta a possibilidade de usufruir de todos os benefícios que tal metodologia proporciona, corrigindo ou melhorando tarefas/métodos antes de se chegar ao final do projeto, orientar os operários e treiná-los de acordo com as necessidades momentâneas do projeto, evitando-se a possível perda de tempo e um maior prejuízo.

Nesta etapa relativa à organização, os responsáveis pela perfuração deverão selecionar somente a equipe responsável pela próxima operação, bem como os equipamentos específicos para o propósito, liberando espaço para se executarem as tarefas com o melhor desempenho possível. Por exemplo, por meio do modelo criado, pode-se analisar o impacto de cada operação na duração total do poço. A Figura 4.11 mostra o impacto das principais operações não dependentes da profundidade.

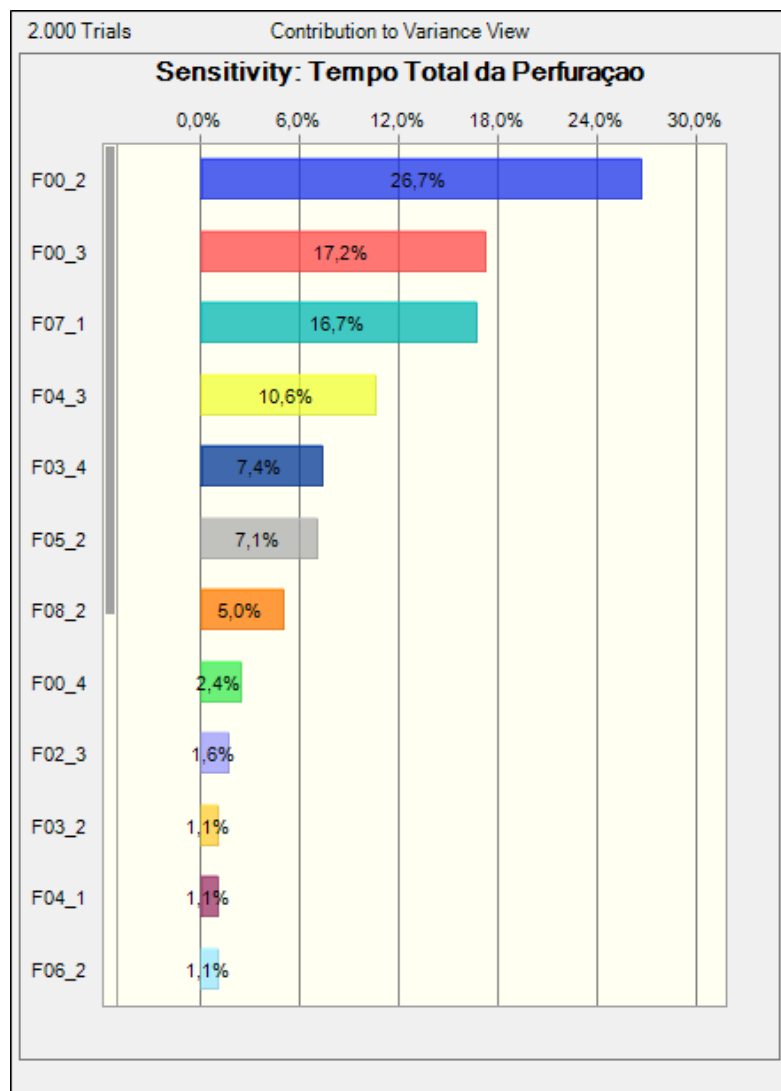


Figura 4.11 - Gráfico da análise de sensibilidade das operações não dependentes da profundidade

Por meio da Figura 4.11, observa-se que a operação 2 da Fase 0 (Arranjo de sonda) é a que mais impacta, com 26,7% do $TT_{\text{não dependente}}$, seguida pela montagem e corte do condutor 24”

(Fase 0, operação 3) com 17,2% e pelo serviço de plataforma (Fase 7, operação 1) representando 16,7%. Com informações como essa, os responsáveis pela perfuração poderão identificar as tarefas mais “problemáticas”, buscando melhores soluções para a diminuição de suas durações, como melhor distribuição de mão de obra, implementação de novas tecnologias, organização do cronograma, pedidos de material e/ou suprimentos etc.

4.4 - Verificar (*CHECK*)

Nesta etapa, verificar-se-á o atual andamento da perfuração. Um segundo modelo foi criado com o objetivo de avaliar a probabilidade de se manterem os objetivos previamente estipulados (ADPs), adicionados a informações já registradas e analisadas do projeto em questão e seus possíveis impactos na duração total do projeto.

Na Tabela 4.11 se encontra uma estimativa (tempo provável) da probabilidade de se atingir o objetivo (P50) estimado de 43,74 dias para o término da perfuração.

Tabela 4.11 – Modelo para determinar a probabilidade de se alcançar o sucesso de um projeto com fases já concluídas.

Poço de previsão		
	Tempo medido (dias)	Tempo provável (dias)
Fase 0	3,90	3,68
Fase 1	2,30	1,89
Fase 2	1,90	1,81
Fase 3	2,00	2,22
Fase 4	2,30	2,05
Fase 5	17,50	16,85
Fase 6	0,00	3,09
Fase 7	0,00	3,62
Fase 8	0,00	8,52
ADP	43,74	43,74

Objetivo
predefinido

Contudo, já foi registrada a conclusão da fase 0 à fase 5, com durações de 3,90, 2,30, 1,90, 2,00, 2,30, 17,50 dias, respectivamente. Logo, nesta situação avaliar-se-á se os objetivos e as metas estão sendo seguidos, e para isso deveremos recalcular a probabilidade de se alcançar o objetivo de 43,74 dias predeterminedo.

Na Figura 4.12, com a representação gráfica, fica clara a situação da perfuração, seguindo os valores já registrados.

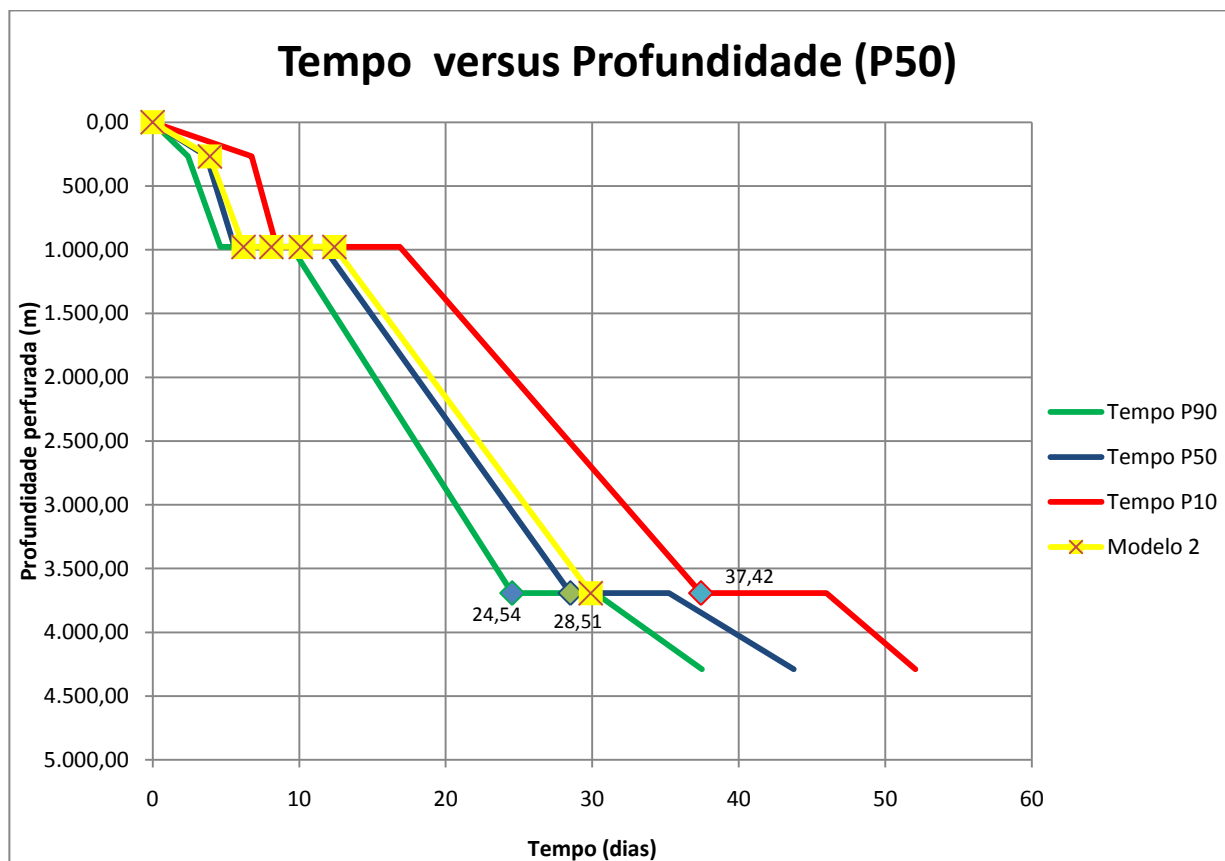


Figura 4.12 – Gráfico de tempo *versus* profundidade, considerando-se fases já perfuradas (modelo 2)

Na Figura 4.12, pode-se observar uma linha em amarelo. Esta expressa o comportamento dos dados já registrados pelas seis primeiras fases de perfuração. Observa-se um deslocamento desta linha para a direita, representando um atraso ao final das seis fases já registradas. Visto isso, calculou-se novamente a chance de se atingir a meta previamente estipulada de 43,74 dias, mas

considerando este atraso. Inicialmente, contava-se com uma probabilidade de 50% de atingir tal objetivo; agora tal chance está reduzida a aproximadamente 30,45%, como se observa na Figura 4.13.

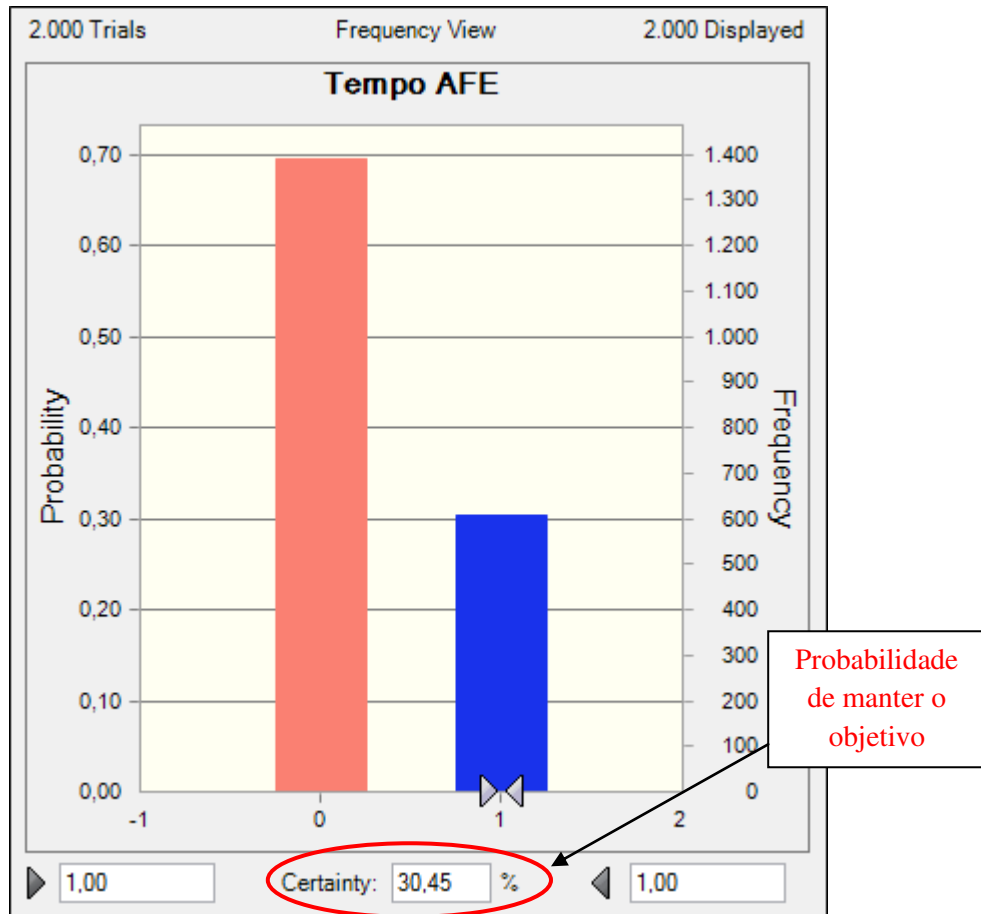


Figura 4.13 – Checagem da duração das fases

Esse modelo funciona de maneira simples: quando se finaliza uma fase, registra-se sua duração, que será subtraída da meta preestabelecida, no caso 43,74 dias. Com isso, uma nova probabilidade deverá ser calculada, sendo, neste caso:

$$\begin{aligned}
 \text{Duração do total do poço} &= 43,74 - (3,90 + 2,30 + 1,90 + 2,00 + 2,30 + 17,50) \\
 &= 13,84 \text{ dias}
 \end{aligned}$$

Logo,

$$P(\text{duração} \leq 13,84) = P(F_6 + F_7 + F_8 \leq 13,84) \cong 30,45\%$$

Com base nesse modelo, torna-se possível controlar e analisar o andamento de cada uma das fases (ou operações), de forma quantitativa, os riscos e o desempenho de um dado projeto. Isto fará com que tal ferramenta torne-se importante para tomadas de decisão, pois, assim, ao acontecer qualquer alteração na previsão do projeto, por menor que seja, nas fases ou nas operações, conseguir-se-á analisar, de maneira rápida, sua repercussão no resto das operações, avaliando de melhor maneira os riscos existentes.

Nesse caso, seguindo a duração mais provável, retornada pelo modelo, das três últimas fases de 3,09, 3,62 e 8,52 dias, respectivamente, o projeto sofrerá atraso de 1,39 dia em relação ao total previsto.

Diante desses resultados, o operador poderá avaliar a necessidade ou não de melhorias/incentivos nas fases seguintes, para que se consiga melhorar o desempenho e, por conseguinte, a probabilidade de se manter em sua ADP. Poderá também documentar os imprevistos e as imprecisões que ocorreram, de modo a não se repetirem em poços futuros.

4.5 - Agir (ACT)

Esta última etapa do ciclo PDCA tem foco na utilização dos resultados obtidos em futuras tarefas. Ela é constituída pela análise das diferenças registradas, para que se consiga obter a causa – fazendo correções no projeto, se necessário – e tomar ações corretivas ou de melhoria – caso tenha sido constatada, na fase anterior, a necessidade disso.

Essas medidas podem ser, por exemplo, fornecer melhor formação e incentivar os trabalhadores para, com isso, aumentar o desempenho na execução das tarefas; mudança de tecnologias, ou seja, optar por tecnologias mais recentes, visando à economia de tempo e/ou à segurança, como, por exemplo, o novo modelo de *derrick* (Figura 4.14).

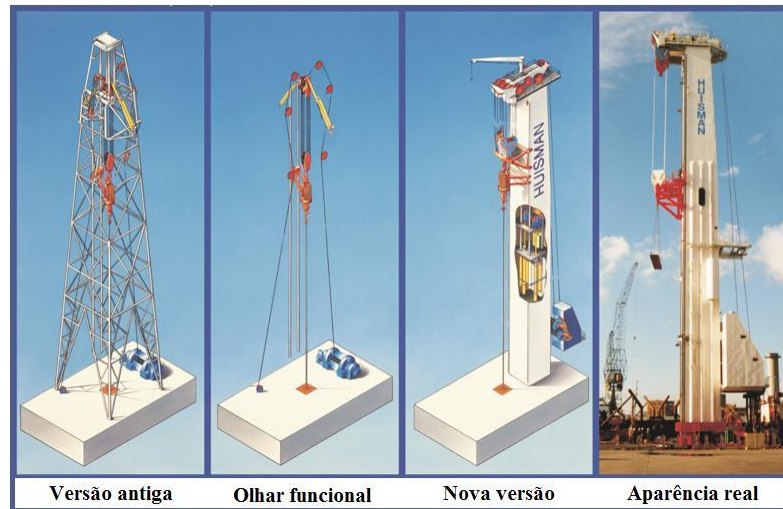


Figura 4.14 – Novo *design* de derrick, um exemplo de mudança tecnológica (Alterado de Huisman, 2011)

Na Figura 4.14, observa-se a evolução do derrick, começando pela sua antiga estrutura em treliça, passando pela visualização das suas funcionalidades e terminando com sua nova versão, mais leve e compacta, o que possibilitará maior espaço de convés e menor peso na unidade de perfuração. Dessa forma, tais medidas podem contribuir para a redução do nível geral de riscos do tempo de perfuração de poços.

Por exemplo, Gupta (2006), em seu trabalho, observou que o mercado já está utilizando tecnologia capaz de perfurar seções do poço juntamente com o revestimento. Essa tecnologia faz com que a energia mecânica e hidráulica chegue à broca através do revestimento, e com isso eliminam-se alguns tempos não produtivos relativos a tais operações (manobras, montagem da broca e montagem do revestimento etc.). De acordo com o autor, essas economias podem chegar de 20 a 30% do tempo de perfuração e redução de custos em mais de 30%.

5 - Conclusões e recomendações

5.1 - Considerações finais

- Este trabalho consiste de um modelo para realizar a simulação do tempo para a perfuração de poços de petróleo considerando-se a variabilidade nas diversas fases operacionais, uma vez que este tema específico ainda apresenta uma lacuna na literatura.
- Foi desenvolvido um modelo probabilístico que permite estimar a distribuição de probabilidade da variável tempo de perfuração e, assim, estimar estatísticas com o valor esperado, percentis diversos, risco na escolha de metas etc.
- O modelo desenvolvido pode ser facilmente replicado e adaptado à realidade de diferentes campanhas de perfuração e, por isso, o trabalho pode contribuir com a difusão desta metodologia pelos usuários da indústria. Isto porque a aplicação de técnicas probabilísticas, em particular a simulação de Monte Carlo, permitiu melhores estimativas de tempos na perfuração, considerando-se incertezas em situações/tarefas em que a análise técnica não as considera. Com isso, proporciona aos gerentes de projetos um maior entendimento dos riscos envolvidos no projeto, sem a necessidade de completo entendimento técnico.
- O emprego do melhor tempo composto como o melhor cenário de desempenho possível serve de orientação, mas não permite estimar o nível de risco. O modelo proposto nesta dissertação para a estimativa do tempo total de perfuração permite estimar o risco de não se atingirem os valores do melhor tempo composto e que sejam de interesse do gerente e dos demais tomadores de decisão.
- Ao se utilizarem os princípios básicos do ciclo PDCA, foi possível criar uma metodologia de melhoria contínua utilizando-se os modelos propostos para melhor quantificação dos riscos associados ao tempo total de perfuração de poços. Desta

forma, os profissionais podem realizar a simulação de tempo total de perfuração e estimar riscos seguindo o roteiro padrão de melhorias contínuas.

- O modelo 1 permitiu ao gestor do projeto simular possíveis cenários de atrasos ou melhorias de tempo nas diferentes fases da perfuração, analisando o impacto de cada uma ou a combinação de todas elas. Já o modelo 2 permitiu melhor utilização da avaliação dos riscos no ciclo PDCA, com a característica de considerar fases já concluídas, permitindo uma re-análise da situação da perfuração e das metas previamente autorizadas, o que facilita o controle do desempenho das operações.
- O modelo desenvolvido utiliza software de custo acessível, mas possui grande flexibilidade para responder a perguntas que surgem frequentemente nas mesas de reuniões pelos tomadores de decisão. Por ser elaborado em planilha eletrônica, o modelo pode ser facilmente aplicado na indústria, onde o uso de tal ferramenta já é padrão.

5.2 - Recomendações

- Dividir a perfuração em mais operações, de modo a tornar mais explícitas as de menor e as de maior incerteza, reduzindo, assim, a incerteza do resultado final.
- Aumentar o número de poços de correlação, ampliando, assim, o número de dados disponíveis para análise, dando maior precisão à previsão.
- Diferenciar e analisar os tempos não produtivos e os tempos perdidos, dos tempos das operações.
- Incluir o conceito de curva de aprendizagem na estimativa de tempo das tarefas, visto que, quando se aplica uma técnica pela primeira vez, a tendência no início é de que as tarefas levem mais tempo para ser concluídas. Com a sua repetição, normalmente os tempos de execução caem. A aplicação deste conceito resultaria em estimativas de tempo menores e mais realistas, ajudando a identificar melhorias ou problemas nas operações de perfuração.

- Implementar uma análise de risco para probabilidade de ocorrência de problemas durante as operações, como: tempo parado/perdido, espera de melhores condições metrológicas, TNPs, manobras lentas etc.
- Considerar custos na análise de risco da perfuração. Estes, na grande maioria, são tratados de maneira diária, quando, na verdade, os custos deveriam ser tratados por tarefa/operação, reduzindo-se a incerteza e aumentando-se a precisão estimada;
- Para a diminuição dos tempos de operações, projetos colaborativos – como recompensa por desempenho, sistema de gerenciamento de informações mais eficiente, trabalho em equipe e liderança eficaz – são exemplos de requisitos que ajudarão no sucesso desses modelos.

Referências

ADAMS, A. J.; GIBSON, C.; SMITH, R. **Probabilistic well time revisited**. SPE/IADC 119287. Amsterdam, Netherland, March 2009.

AKBARI, M.; RAVARI, R. R.; AMANI, M.; “**New Methodology for AFE Estimate and Risk Assessment: Reducing Drilling Risk in an Iranian Onshore Well**” SPE 107546, Texas, EUA, Abril de 2007

AKINS, W. N.; ABELL, M. P.; DIGGINS, E. M.; “**Enhancing Drilling Risk & Performance Management Through the Use of Probabilistic Time & Cost Estimating**” SPE 92340, Amsterdam, Holanda, Fevereiro de 2005.

AMARAL, C. S.; COSTA, A. M.; GONÇALVES, C. J. DE CASTRO; FONSECA, C. F. **Reavaliação do comportamento do poço 1-RJS-480 por ocasião do fechamento do revestimento de 9 5/8” no trecho de travessia da zona de sal**. Relatório PETROBRAS/CENPES/DIPREX/SEDEM-013, 1999.

AMORIM JÚNIOR, D. S. **Metodologia para redução de custos na perfuração de poços de petróleo e gás**. Dissertação de Mestrado em Engenharia Mineral. São Paulo-SP: Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 2008.

ANDRADE, F. F. **O método de melhorias PDCA**. Dissertação de mestrado em Engenharia de Construção Civil e Urbana. São Paulo: Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 2003.

AVEN, T.; VINNEM, J. E.; “**Risk Management – With Applications from the Offshore Petroleum Industry**” Springer – Verlag London Limited, 2007.

BARRAGAN, R. V. **Otimização dos parâmetros mecânicos nas brocas para obter o custo mínimo de uma fase do poço**. Dissertação de Mestrado, Departamento de Engenharia de Petróleo, Faculdade de Engenharia Mecânica. Campinas: Unicamp, 1995.

BASSETT; E. E.; BREMNER, J. M.; JOLLIFFE, I. T.; JONES, B.; MORGAN, B. J. T.; NORTH, P.M. **Statistics – Problem and solutions**. 2. Ed. World Scientific: London, 2000.

BOURGOYNE JR., A. T.; CHENEVERT, M. E.; MILLHEIN, K. K.; YOUNG JR. F. S. **Applied drilling engineering**. SPE Textbook Series, Vol. 2, 1984.

BP – BP Releases report on causes of Gulf of Mexico tragedy. Disponível em: <<http://www.bp.com/genericarticle.do?categoryId=2012968&contentId=7064893>>. Acesso em: 10 de dezembro de 2010.

BUSSAB, W. O.; MORETTIN, P. A. **Estatística básica**. 6. ed. São Paulo: Ed. Saraiva, 2010.

CAPEN, E. C. **The Difficulty of Assessing Uncertainty**, Journal of Petroleum Technology, Agosto, 1976, p. 843-850.

CHARNES, J. **Financial modeling with crystal ball and excel**. New Jersey, USA: Ed. John Wiley & Sons, Inc., 2007.

COSTA, A. P. A. **Quantificação do impacto de incertezas e análise de risco no desenvolvimento de campos de petróleo**. Tese de Doutorado, Departamento de Engenharia de Petróleo, Faculdade de Engenharia Mecânica. Campinas: Unicamp, 2003.

CUNHA, J.C.; DEMIRDAL, B.; GUI, P.; **Use of Quantitative Risk Analysis for Uncertainty Quantification on Drilling Operations – Review and Lessons Learned**. , SPE 94980, Rio de Janeiro, Brasil, 20-23 Junho de 2005.

CUNHA, J.C.; **Importance of Economic and Risk on Today's Petroleum Engineering Education**. SPE 109638. Califórnia, EUA, 11-14 Novembro de 2007.

DNPM – Departamento Nacional de Produção Mineral, Sumário mineral. Disponível em: <<http://www.dnpm.gov.br/assets/galeriadocumento/sumariomineral2004/BENTONITA%202004.pdf>>. Acesso em: 29 de dezembro de 2010.

DYER, R. S. **Bit optimization for positive-displacement motors**. SPE 12909, Casper, WY, USA, May 1984.

FALCÃO, J. L. **Metodologia de escolha de brocas de PDC baseado no perfil sônico, custo estimado e performance passada das brocas**. Dissertação de Mestrado, Departamento de Engenharia de Petróleo, Faculdade de Engenharia Mecânica. Campinas: Unicamp, 1991.

FARRELLY, M.; RABIA, H. **Bit performance and selection: a novel approach**. SPE/IADC 16163. New Orleans, Louisiana, 15-18 March 1987. p. 987-996.

GUPTA, A.K. **Drilling with casing: prospects and limitations**. SPE 99536, Anchorage, Alaska, 8-10 May 2006.

HARIHARAN, P. R.; JUDGE, R. A.; NGUYEN, D. M.; **The Use of Probabilistic Analysis for Estimating Drilling Time and Cost While Evaluation Economic Benefits of New Technologies**; SPE 98695, Miami, FL, Fevereiro, 2006.

HERRIOT-WATT. **Drilling engineer**. Departamento de Engenharia de Petróleo, Notas de Aula da Universidade Herriot-Watt, Escócia 2001.

HUISMAN. Site de uma empresa global com experiência em projetar e construir equipamentos pesados para o mercado offshore. Disponível em: < <http://www.huismanequipment.com/en/products/drilling/> >. Acesso em: 15 de janeiro de 2011.

IYOHO, A. W.; MILLKEIN, K. K.; VIRGINILLO, B. K.; ADELEYE, A. R.; CRUMRINE, M. J. **Methodology and benefits of a drilling analysis paradigm**. IADC/SPE 87121, Dallas, Texas, USA, March 2004.

JACINTO, C. M. C.; DROGUETT, E. L.; GARCIA, P. A. A. **Aspectos teóricos e metodológicos para a realização de uma análise quantitativa de risco na construção e restauração de poços**. Boletim Técnico da Produção de Petróleo, Rio de Janeiro, v. 1, n. 1, p.157-182, 2006.

JONES, J.A. **Drilling the limit – A practical approach to breakthrough performance**. IADC/SPE 59207, New Orleans, Louisiana, USA, 23-25 fevereiro 2000.

KAISER, M. J.; **Modeling the Time and Cost to Drill an Offshore Well**; Revista ENERGY; Elsevier Ltd; Volume 34, p. 1097-1112, Setembro 2009.

KAZMIER. L. J. **Estatística aplicada à Economia e Administração**. São Paulo: Ed. McGRAW-HILL do Brasil, Ltda., 1982.

- KITCHEL, B. G.; MOORE, S. O.; BANKS, W., H.; BORLAND, B. M.; **Probabilistic drilling-cost estimating**. SPE International, SPE 35990-PA, August.1997. p.121-125.
- LOBERG, T.; ARILD, O.; MERLO, A.; D’ALESIO, P.; **How’s and Why’s of Probabilistic Well Cost Estimation** IADC/SPE 114696, Jakarta, Indonésia, Agosto de 2008.
- MANSON, K. L. **Three-cone bit selection with sonic logs**. SPE 13256, SPE Drilling Engineering. Vol. 2. Junho de 1987. p. 135-142.
- MILONE, G. **Estatística: geral e aplicada**. São Paulo: Pioneira Thomson Learning Ltda., 2004.
- MIURA, K. **Um estudo sobre a segurança operacional na construção e reparo de poços marítimos de petróleo**. Tese de Doutorado – Departamento de Engenharia de Petróleo, Faculdade de Engenharia Mecânica. Campinas: Unicamp. 2004.
- MURTHA, J. A. **Monte Carlo Simulation: It is Status and Future**, SPE 37932, San Antonio, TX, Outubro, 1997.
- NETO, A. D. **Um sistema de apoio à decisão na completção de poços de petróleo**. Dissertação de Mestrado em Ciência da Computação. Santa Catarina, UFSC, Fevereiro de 2003,
- OHARA, S. **Método de escolha do tipo da broca e seleção de peso sobre a broca e velocidade de rotação na perfuração com mínimo custo**. Dissertação de Mestrado, Departamento de Engenharia de Petróleo, Faculdade de Engenharia Mecânica. Campinas: Unicamp, 1989.
- OTC – **2009 Offshore Technology and Conference**. Disponível em: < http://www.otcnet.org/2009/pages/spotlight/Cameron_Nautronix.html >. Acesso em: 10 de dezembro de 2010.
- YORK, P.; P., D; DODSON, J. K.; DODSON, T.; ROSENBERG, S.; GALA, D.; UTAMA, B. **Eliminating Non-Productive Time Associated With Drilling Trouble Zones**. Offshore Technology Conference, 4-7 May 2009, Houston, Texas, OTC 20220.
- PAES, P.; ARAGÃO, A.; CHEN, D.C.K. **Cost-effective drilling optimization technologies in campos basin**. SPE International/IADC Drilling Conference, SPE 94785, 2005.

PAES, P.; ARAGÃO, A.; CHEN, D.C.K. **Challenges in drilling in campos basin.** SPE International/IADC Drilling Conference, SPE 95418, 2005.

PEF2506 – **Notas de aula de Projeto de Estruturas Marítimas.** São Paulo: Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, Agosto de 2003.

PETERSON, S. K.; MURTHA, J. A.; SCHNEIDER, F. F.; **Risk Analysis and Monte Carlo Simulation Applied to the Generation of Drilling AFE Estimates** SPE 26339; Houston, TX, Outubro, 1993.

RAHIL, A. **Drilling performance management system.** IADC/SPE 107250. Cairo, Egypt, October 2007.

REVISTA BRASIL ENERGIA 1. n° 359. Rio de Janeiro: Editora Brasil Energia Ltda., outubro de 2010. p. 29.

REVISTA BRASIL ENERGIA 2. n° 360. Rio de Janeiro: Editora Brasil Energia Ltda., novembro de 2010. p. 18 e 28.

RIGLOGIX – Triepke, Joseph. **Floater market outlook.** Publicação da Rigzone. Disponível em: < <http://www.rigzone.com/data/analysis.asp>>. Acesso em: 09/12/2010.

RIGZONE. Site especializado em perfuração, incluindo dados de todas as plataformas do mundo, texto, matérias, livros etc. Disponível em : < <http://www.rigzone.com/data/dayrates/> >. Acesso em: 20 de Agosto de 2009.

ROCHA, L. A. S.; AZEVEDO, C. T. **Projetos de poços de petróleo.** 2. ed. Rio de Janeiro; Editora Interciências, 2009.

ROSE, P. R. **Risk analysis and management of petroleum exploration ventures.** AAPG Methods en Exploration Series, n. 12. 2004. 164 p.

SAIBI, M.; **A Probabilistic Approach for Drilling Cost Engineering and Management Case Study: Hassi-Messaoud Oil Field,** SPE 107211, Cairo, Egito, Outubro de 2007.

SANTOS, A. R. **Análise do colapso de telas utilizadas em sistemas de contenção de areia em poços horizontais.** Tese de Mestrado em Engenharia Mecânica pela Pontifícia Universidade Católica. Rio de Janeiro: PUC-Rio, 2007.

SANTOS, J. A. M. **Estudo da influência da estratégia de produção em análise de risco aplicada ao desenvolvimento de campos de petróleo.** Dissertação de Mestrado, Departamento de Engenharia de Petróleo, Faculdade de Engenharia Mecânica. Campinas: Unicamp, Fev/2002.

SCHUYLER, J. **Risk and decision analysis in projects.** 2. ed. Ed. Project Management Institute, 2010.

THOMAS, J. E. **Fundamentos de engenharia do petróleo.** 2. ed. Rio de Janeiro: Editora Interciências, 2001.

UNNELAND, T.; HAUSER, M. **Real time asset management: from vision to engagement – an operator’s experience.** SPE 96390 – Annual Technical Conference and Exhibition. Dallas, Texas, 9-12 de Outubro de 2005.

WILLIAMSON, H.S.; SAWARYN, S.J.; MORRISON, J.W. **Some pitfalls in well forecasting.** SPE 89984, Houston, USA, Setembro de 2004.

WINTERS, W.; WARREN T.; ONYIA E. **Roller bit model with rock ductility and cone offset.** Paper SPE 16696, 62nd. Annual Technical Conference, Dallas, Tx, 1987.

ITAMARATY – **Site do Ministério das Relações Exteriores.** Disponível em: <<http://www.itamaraty.gov.br/sala-de-imprensa/selecao-diaria-de-noticias/midias-nacionais/brasil/valor-economico/2010/07/19/acidente-da-bp-abre-nova-era-para-petroleiras>>. Acesso em: 6 de agosto de 2010.

VOSE – Van Hauwermeiren, M.; Vose, D. **A compendium of distributions** [ebook]. Vose Software, Ghent, Bélgica. Disponível em: <www.vosesoftware.com>. Acesso em: 09/07/2010.

Anexo A

	Operações	Poço 01			Poço 02			Poço 03			Poço 04			Poço 05			Poço 06		
		Tempo (horas)	Tempo (dias)	Saída (m)	Tempo (horas)	Tempo (dias)	Saída (m)	Tempo (horas)	Tempo (dias)	Saída (m)	Tempo (horas)	Tempo (dias)	Saída (m)	Tempo (horas)	Tempo (dias)	Saída (m)	Tempo (horas)	Tempo (dias)	Saída (m)
Fase 0	Movimentação da sonda	5,00	0,21	0	2,00	0,08	0	3,00	0,13	0	1,00	0,04	0	1,00	0,04	0	2,50	0,10	0
	Arranjos da sonda	171,00	7,13	0	4,50	0,19	0	6,00	0,25	0	3,00	0,13	0	2,50	0,10	0	16,50	0,69	0
	Montagem e corte do condutor 24"	115,50	4,81	0	45,00	1,88	0	35,50	1,48	0	20,00	0,83	0	14,00	0,58	0	40,00	1,67	0
	Montagem da broca 17 1/2" com condutor	19,50	0,81	0	12,50	0,52	0	8,00	0,33	0	2,50	0,10	0	3,50	0,15	0	5,00	0,21	0
	Descida do condutor	13,50	0,56	257	14,00	0,58	271	9,00	0,38	271	4,00	0,17	270	5,50	0,23	269	3,50	0,15	261
	NPT's	244,50	10,19	75,3%	0,00	0,00	0,0%	21,60	0,90	35,1%	6,96	0,29	22,8%	0,00	0,00	0,0%	9,60	0,40	14,2%
	Sub-total Fase 0 (dias)	324,50	13,52		78,00	3,25		61,50	2,56		30,50	1,27		26,50	1,10		67,50	2,81	
Fase 1	Perfura 17 1/2"	36,50	1,52	912	48,00	2,00	917	31,50	1,31	931	35,00	1,46	930	24,00	1,00	935	34,50	1,44	1095
	Circulando	4,00	0,17	912	6,50	0,27	917	6,50	0,27	931	4,00	0,17	930	7,50	0,31	935	6,00	0,25	1095
	Retirada da coluna com broca	15,00	0,63	912	16,50	0,69	917	18,00	0,75	931	9,00	0,38	930	12,00	0,50	935	14,00	0,58	1095
	NPT's	10,50	0,44	18,9%	4,56	0,19	6,4%	0,00	0,00	0,0%	9,12	0,38	19,0%	0,96	0,04	2,2%	0,00	0,00	0,0%
	Sub-total Fase 1 (dias)	55,50	2,31		71,00	2,96		56,00	2,33		48,00	2,00		43,50	1,81		54,50	2,27	
Fase 2	Montagem de ferramentas para revestimento/ cimentação 13 3/8"	4,00	0,17	912	3,00	0,13	917	3,50	0,15	931	5,50	0,23	930	2,50	0,10	935	2,00	0,08	1095
	Descida e assentamento de revestimento 13 3/8"	23,50	0,98	912	18,00	0,75	917	16,50	0,69	931	14,50	0,60	930	11,50	0,48	935	10,50	0,44	1095
	Cimentando	21,00	0,88	912	14,00	0,58	917	13,00	0,54	931	9,00	0,38	930	9,50	0,40	935	4,50	0,19	1095
	Retirada da coluna com	12,00	0,50	912	10,00	0,42	917	5,00	0,21	931	3,50	0,15	930	16,00	0,67	935	4,00	0,17	1095

	ferramentas de cimentação																		
	NPT's	8,50	0,35	14,0%	4,08	0,17	9,1%	0,00	0,00	0,0%	0,00	0,00	0,0%	0,00	0,00	0,0%	0,00	0,00	0,0%
	Sub-total Fase 2 (dias)	60,50	2,52		45,00	1,88		38,00	1,58		32,50	1,35		39,50	1,65		21,00	0,88	
Fase 3	Serviço de sonda	24,00	1,00	912	27,50	1,15	917	3,00	0,13	931	15,00	0,63	930	3,00	0,13	935	6,00	0,25	1095
	Movimentação da sonda	2,50	0,10	912	5,00	0,21	917	2,00	0,08	931	9,00	0,38	930	8,00	0,33	935	3,00	0,13	1095
	Arranjos da sonda	11,50	0,48	912	12,50	0,52	917	1,00	0,04	931	17,00	0,71	930	15,50	0,65	935	8,00	0,33	1095
	BOP	9,00	0,38	912	24,00	1,00	917	6,00	0,25	931	78,00	3,25	930	26,50	1,10	935	9,50	0,40	1095
	NPT's	0,00	0,00	0,0%	26,40	1,10	38,3%	0,00	0,00	0,0%	1,44	0,06	1,2%	0,96	0,04	1,8%	0,00	0,00	0,0%
	Sub-total Fase 3 (dias)	47,00	1,96		69,00	2,88		12,00	0,50		119,00	4,96		53,00	2,21		26,50	1,10	
Fase 4	Montagem broca e BHA 12 1/4"	1,00	0,04	912	12,00	0,50	917	9,50	0,40	931	12,50	0,52	930	11,50	0,48	935	28,50	1,19	1095
	Decida broca	2,00	0,08	912	5,50	0,23	917	8,00	0,33	931	9,00	0,38	930	8,50	0,35	935	17,00	0,71	1095
	Perfurando e colocando sapata 13 3/8"	60,50	2,52	915	24,00	1,00	917	23,00	0,96	931	27,00	1,13	930	13,50	0,56	935	27,50	1,15	1095
	NPT's	7,50	0,31	11,8%	4,80	0,20	11,6%	1,44	0,06	3,6%	0,00	0,00	0,0%	7,44	0,31	22,2%	4,08	0,17	5,6%
	Sub-total Fase 4 (dias)	63,50	2,65		41,50	1,73		40,50	1,69		48,50	2,02		33,50	1,40		73,00	3,04	
Fase 5	Perfurando 12 1/4"	171,00	7,13	2944	178,00	7,42	3166	167,50	6,98	2576	564,00	23,50	5255	653,00	27,21	3718	327,00	13,63	4581
	Circulando	14,00	0,58	2944	12,50	0,52	3166	17,00	0,71	2576	56,00	2,33	5255	53,50	2,23	3718	16,00	0,67	4581
	Manobra	68,50	2,85	2944	33,00	1,38	3166	43,50	1,81	2576	73,50	3,06	5255	74,50	3,10	3718	52,00	2,17	4581
	Recolhimento de dados	13,50	0,56	2944	6,50	0,27	3166	9,00	0,38	2576	12,50	0,52	5255	10,00	0,42	3718	4,00	0,17	4581
	NPT's	61,50	2,56	23,0%	30,48	1,27	13,3%	18,48	0,77	7,8%	229,92	9,58	32,6%	139,92	5,83	17,7%	136,32	5,68	34,2%
	Sub-total Fase 5 (dias)	267,00	11,13		230,00	9,58		237,00	9,88		706,00	29,42		791,00	32,96		399,00	16,63	
Fase 6	Montagem de ferramentas para revestimento /cimentação 9 5/8"	7,50	0,31	2944	9,50	0,40	3166	4,50	0,19	2576	13,00	0,54	5255	7,50	0,31	3718	8,00	0,33	4581
	Descida e assentam	23,50	0,98	2944	27,50	1,15	3166	16,00	0,67	2576	65,50	2,73	5255	37,50	1,56	3718	46,50	1,94	4581

	ento de revestimento 9 5/8"																		
	Cimentando	17,00	0,71	2944	19,00	0,79	3166	11,50	0,48	2576	34,00	1,42	5255	23,00	0,96	3718	23,50	0,98	4581
	Retirada da coluna com ferramentas de cimentação	6,50	0,27	2944	11,00	0,46	3166	5,00	0,21	2576	16,50	0,69	5255	12,50	0,52	3718	21,00	0,88	4581
	NPT's	6,50	0,27	11,9%	2,40	0,10	3,6%	0,00	0,00	0,0%	0,00	0,00	0,0%	1,44	0,06	1,8%	0,00	0,00	0,0%
	Sub-total Fase 6 (dias)	54,50	2,27		67,00	2,79		37,00	1,54		129,00	5,38		80,50	3,35		99,00	4,13	
Fa se 7	Serviço de plataforma (testes BOP, Limpeza tanques etc.)	96,50	4,02	2944	71,00	2,96	3166	22,50	0,94	2576	64,00	2,67	5255	13,50	0,56	3718	17,00	0,71	4581
	Montagem broca e BHA 8 1/2"	16,50	0,69	2944	17,00	0,71	3166	13,50	0,56	2576	18,00	0,75	5255	11,50	0,48	3718	10,50	0,44	4581
	Descida broca	16,00	0,67	2944	14,00	0,58	3166	13,00	0,54	2576	21,00	0,88	5255	18,50	0,77	3718	21,00	0,88	4581
	Perfurando cimento e colocando sapata 9 5/8"	14,00	0,58	2944	12,50	0,52	3166	7,00	0,29	2576	19,50	0,81	5255	6,00	0,25	3718	5,50	0,23	4581
	NPT's	23,00	0,96	16,1%	58,08	2,42	50,7%	7,44	0,31	13,3%	0,96	0,04	0,8%	1,92	0,08	3,9%	33,60	1,40	62,2%
	Sub-total Fase 7 (dias)	143,00	5,96		114,50	4,77		56,00	2,33		122,50	5,10		49,50	2,06		54,00	2,25	
Fa se 8	Perfurando 8 1/2"	90,00	3,75	3470	367,00	15,29	3705	63,00	2,63	3054	158,00	6,58	6005	132,50	5,52	4322	52,50	2,19	4926
	Circulando	3,00	0,13	3470	16,00	0,67	3705	4,00	0,17	3054	8,50	0,35	6005	6,50	0,27	4322	5,50	0,23	4926
	Retirada da coluna com broca	13,00	0,54	3470	30,50	1,27	3705	12,00	0,50	3054	27,00	1,13	6005	57,00	2,38	4322	16,00	0,67	4926
	Serviço na plataforma	6,00	0,25	3470	54,00	2,25	3705	1,00	0,04	3054	4,00	0,17	6005	3,00	0,13	4322	1,00	0,04	4926
	NPT's	52,00	2,17	46,4%	172,56	7,19	36,9%	3,12	0,13	3,9%	70,56	2,94	35,7%	42,96	1,79	21,6%	1,92	0,08	2,6%
	Sub-total Fase 8 (dias)	112,00	4,67		467,50	19,48		80,00	3,33		197,50	8,23		199,00	8,29	1728,00	75,00	3,13	
Total	1127,50	46,98		1183,50	49,31		618,00	25,75		1433,50	59,73		1316,00	54,83		869,50	36,23		

Anexo B

W19 =SE(E(U19=1;M19>V19);1;0)+SE(E(U19=11;M19>=V19);1;0)+SE(E(OU(U19=10;U19=111);M19=V19);1;0) +SE(E(U19=100;M19<V19);1;0)+SE(E(U19=110;M19<=V19);1;0)

	Menor	Igual	Maior	Lógica	Valor	Previsão
Fase 0	0	0	6	1	6	0
Fase 1	0	0	3	1	3	0
Fase 2	0	0	0	0	0	0
Fase 3	0	0	0	0	0	0
Fase 4	0	0	0	0	0	0
Fase 5	0	0	0	0	0	0
Fase 6	0	0	3,5	1	3,5	1
Fase 7	0	0	0	0	0	0
Fase 8	0	0	0	0	0	0
TOTAL					3	1

Figura B.1 – Modelo 1

Anexo C

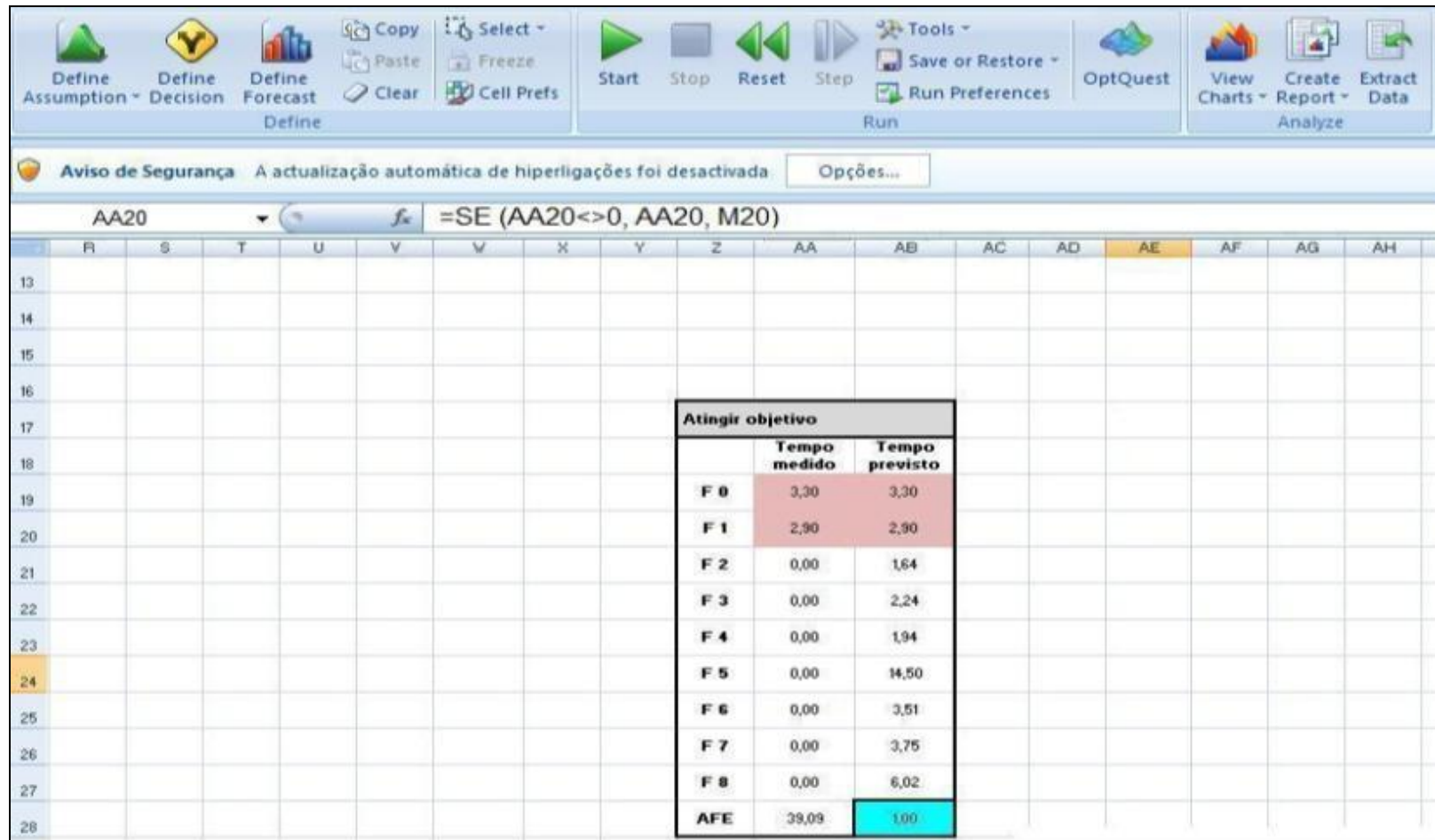


Figura C.1 – Modelo 2

Anexo D

Caracterização de perfuração de poços

A área de perfuração de poços evoluiu consideravelmente nos últimos anos, principalmente em função das dificuldades encontradas para se alcançarem novos reservatórios, o que se traduz em projetos cada vez mais complexos. Isto irá gerar aumento significativo no custo da perfuração.

Esse custo dependerá, basicamente, da localização e da profundidade do poço. A localização refletirá os custos, por exemplo: da preparação da área do poço, da logística (movimentação da sonda para o local, transporte de materiais/equipamentos/pessoal), das condições ambientais, lamina d água (LDA), etc. Já o custo relacionado à profundidade estará associado a parâmetros como: tempo de manobra, qualidade de equipamentos (resistentes às pressões e às condições adversas às quais estão submetidos), tipo de sonda contratada, revestimento/cimentação, perfilagem, avaliação de formação, completação.

Por exemplo, a Revista **Brasil Energia** (2) publicou, em artigos, valores de investimentos que serão efetuados por empresas no âmbito da perfuração: em águas rasas, como o caso do grupo angolano-brasileiro Sonangol Starfish, que deverá investir cerca de 300 milhões em uma campanha de perfuração de três poços até 2011; ou em águas profundas que é o caso da brasileira Petrobras, que investirá aproximadamente US\$ 10 bilhões na fase exploratória dos sete prospectos cedidos onerosamente pela União à petroleira. Os recursos serão destinados à perfuração de sete poços exploratórios e a três testes de longa duração.

Além do custo das operações de perfuração, o tempo, numa perfuração, é fator crucial e de influência direta para os custos do projeto. Logo, a disponibilidade de equipamentos e de sondas no tempo e na hora torna-se vital para um bom planejamento da perfuração. A oferta e, por conseguinte, a procura por sondas refletirão significativamente nesse custo. De acordo com a previsão publicada pela RigLogix (2010), a procura por sondas no Brasil em 2010 crescerá mais de 26%, como se observa na Figura D.1.

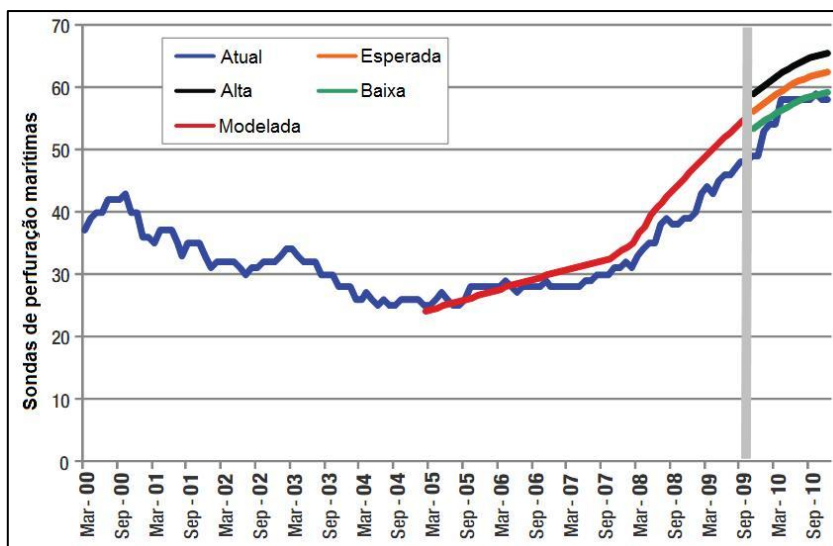


Figura D.1 – Histórico e projeção da demanda por plataformas flutuantes no Brasil (RigLogix, 2010)

Esse crescimento de mercado representaria, no final do ano de 2010, um aumento de 49 para 62 unidades de perfuração marítimas. Ele pode ser percebido pelos números registrados de perfurações de poços, analisados pela ANP. De acordo com os dados da agência, ao longo do ano de 2010 foram perfurados 854 poços¹⁵, sendo 662 em terra e 192 no mar. Esta é a melhor série histórica desde 2000, quando a ANP começou a registrar tais dados (REVISTA **BRASIL ENERGIA** 1, 2010).

Essas unidades de perfuração funcionam com base na sondagem rotativa, a mais empregada na indústria de petróleo. As rochas são perfuradas pela ação da rotação e do peso, aplicados a uma broca posicionada na extremidade de uma coluna de perfuração, a qual consiste basicamente em comandos (tubos de paredes espessas) e tubos de perfuração (tubos de paredes finas). Os fragmentos da rocha (cascalhos) são removidos continuamente, através de um fluido de perfuração ou lama. O fluido é injetado por bombas para o interior da coluna de perfuração através da cabeça de injeção, ou *swivel*, e retorna à superfície através do espaço anular formado pelas paredes do poço e da coluna. Ao atingir determinada profundidade, a coluna de perfuração é retirada do poço, e uma coluna de revestimento de aço, de diâmetro inferior ao da broca, é descida. O anular entre os tubos do revestimento e as paredes do poço é cimentado, com a

¹⁵ Dos 662 poços *onshore*, 78 foram exploratórios, 561 para produção, 14 para injeção e nove especiais. Dos 192 poços *offshore*, 61 foram exploratórios, 59 para produção, 19 para injeção e 53 especiais. (Brasil Energia, 2010)

finalidade de isolar as rochas atravessadas, permitindo, então, o avanço da perfuração com maior segurança. Depois da operação de cimentação, a coluna de perfuração é novamente descida ao poço, tendo na sua extremidade uma nova broca, de diâmetro menor do que a do revestimento para o prosseguimento da perfuração. (THOMAS, 2001)

O objetivo principal da perfuração é atingir os reservatórios de interesse com o mínimo de comprometimento de suas propriedades permoporosas¹⁶, visto que qualquer alteração de tais propriedades poderá afetar o índice de produtividade (IP) do poço.

Neste capítulo, optou-se por fazer revisão bibliográfica dos principais elementos e operações envolvidas na perfuração, tendo como objetivo de se posicionar no contexto geral da perfuração de poços de petróleo, demonstrando projetos usuais, definindo alguns fundamentos e operações.

D.1 Projetos de poços de petróleo

A elaboração do projeto do poço de petróleo é uma das etapas de planejamento para a sua construção, na qual é realizado o detalhamento das fases de perfuração e completação. Independentemente do tipo de poço a ser perfurado, de exploração ou de desenvolvimento, o projeto deve ser elaborado no sentido contrário ao da perfuração, isto é, a partir da profundidade final até a superfície (ou fundo do mar, no caso de *offshore*). Desta forma, estarão sendo atendidos os requisitos¹⁷ exigidos.

Com relação às profundidades, os revestimentos devem ser assentados de forma que sejam atingidos os vários objetivos do projeto, que incluem (ROCHA, AZEVEDO, 2009):

- Atender às finalidades do poço, como, por exemplo: atingir o reservatório com o menor comprometimento da formação, chegar ao poço em *blowout* funcionando como poço de alívio, servir como poço de injeção;

¹⁶ O termo permoporosidade serve para caracterizar as propriedades das rochas sob o ponto de vista da porosidade e da permeabilidade. Em um reservatório de petróleo, reflete basicamente sua textura e como ele permite o escoamento dos fluidos através de seus poros.

¹⁷ Para poços de exploração, estudo geológico e geofísico, basicamente a partir de dados sísmicos. Indícios de hidrocarbonetos serão observados por meio das amostras de rochas retiradas durante a perfuração. Para poços de desenvolvimento, chegar ao reservatório com o mínimo de comprometimento da formação, a fim de afetar minimamente o Índice de Produtividade (IP).

- Fornecer segurança de modo a proteger o pessoal e as instalações da sonda;
- Preservar o meio ambiente;
- Fornecer um poço executável, ou seja, dentro do prazo e dos custos predefinidos, com base em tecnologias acessíveis no mercado;
- Attingir o mínimo custo dentro do projeto global, isto é, busca-se realizar otimização de custo de perfuração.

O detalhamento do projeto, mais precisamente das profundidades alcançadas em cada seção de poço, que é de suma importância para a determinação do tempo e, conseqüentemente, para a avaliação da viabilidade técnica e econômica do projeto.

Com relação aos diâmetros do revestimento, existem diversas combinações a serem consideradas num poço, tendo em mente que os revestimentos devem apresentar um diâmetro compatível com o diâmetro da broca que irá perfurar a etapa seguinte. Na Figura D.2, encontra-se um fluxo que pode ser usado como guia de escolha dessas combinações mais utilizadas a nível nacional. (ROCHA, AZEVEDO, 2009)

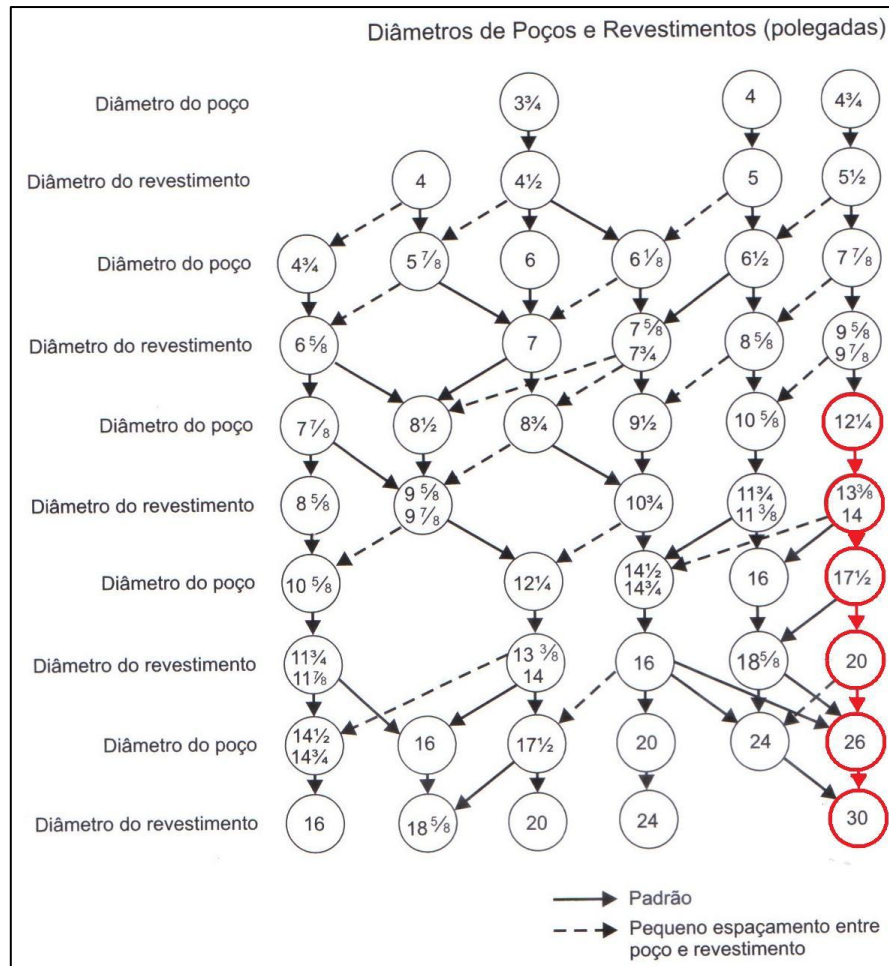


Figura D.2 – Diagrama de fluxo para escolha da combinação entre os diâmetros dos poços e os dos revestimentos. (Rocha, Azevedo, 2009)

O número de diâmetros de poço e de revestimento de um projeto de poço de petróleo é função de vários fatores: finalidade do poço, zonas anormalmente pressurizadas, zonas com perda de circulação e o máximo comprimento de poço aberto. (ROCHA, AZEVEDO, 2009).

Na Figura D.2, observa-se que alguns dos diâmetros do diagrama estão marcados contornados em vermelho. Essa marcação representa um esquema de poço bastante utilizado no Brasil, que pode ser visualizado na Figura D.3.

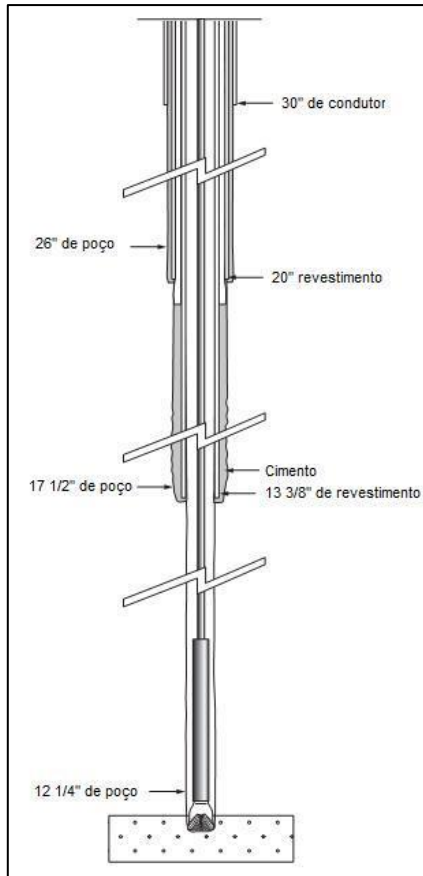


Figura D.3 – Projeto típico de poço e revestimento (Alterado de Herriot-Watt, 2001)

Para a construção desse poço, devem-se analisar os dados obtidos com sísmica, por exemplo, para que se possa determinar a profundidade a ser atingida pelo poço. Definido o diâmetro do poço em 12 1/4", seguindo o esquema demonstrado na Figura 2.2, a próxima etapa seria saber qual poço deveria ser perfurado antes, para que se pudesse revesti-lo com 13 3/8". Foi escolhida a broca de 17 1/2", em vez da broca de 16". O revestimento de 20" foi descido após a perfuração da broca de 26", que foi efetuada em seguida ao assentamento do condutor de 30".

Contudo, quando se trata de poços de campos com geologia já conhecidas, os poços de desenvolvimento podem seguir projetos particulares, variando de empresa para empresa. Estes projetos buscam sempre diminuir o custo sem comprometer a formação, variando por vezes dos mais utilizados na indústria brasileira (Figura D.2).

Para este trabalho foram utilizados dados de tempo da perfuração de poços desenvolvimento esquematizados na Figura D.4.

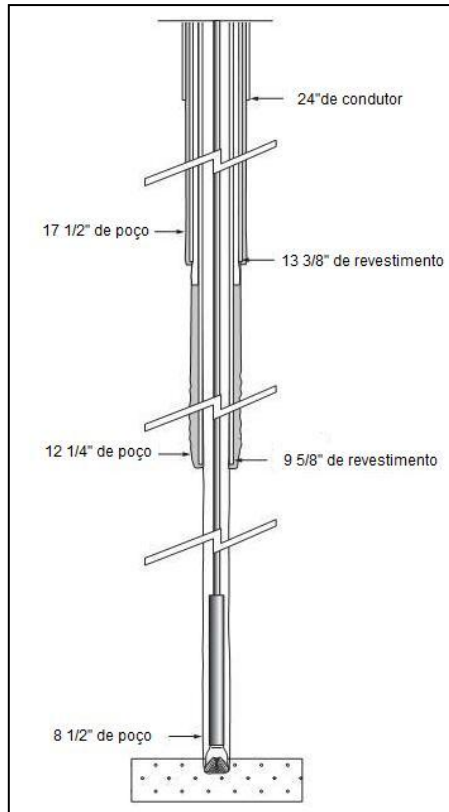


Figura D.4 – Esquema do poço estudado (Alterado de Herriot-Watt, 2001)

Estes poços são originalmente direcionais, mas para a aplicação do modelo eles foram interpretados como poços verticais como mostra a Figura D.4.

Cada poço exige um planejamento específico, de maneira bastante cuidadosa e detalhada: quanto melhor o planejamento de um poço, maiores serão as chances de se obter sucesso. Nesse contexto, o termo sucesso significa atingir os objetivos do projeto, respeitando-se as normas de segurança vigentes e os prazos a custos compatíveis com os do mercado. Casos de insucesso podem aparecer no final e durante a perfuração, podendo gerar prejuízos incalculáveis.

Um dos casos mais recentes de insucesso foi a explosão da plataforma da TransOcean, operada pela BP Group, no Golfo do México (GOM). Houve uma série de imprevistos com relação à segurança. Segundo a própria BP – em relatório baseado em uma investigação de mais de quatro meses, liderada por Mark Bly, chefe de segurança no período (8 de setembro de 2010) – no acidente não houve nenhum fator isolado que originou a tragédia, e sim uma série de fatores,

como “um conjunto complexo e interligado de falhas mecânicas, julgamentos humanos, engenharia, *design* operacional e interfaces de equipes” concluiu Mark. (BP, 2010).

D.1.1 Perfuração das fases iniciais do poço

Após a chegada da sonda à locação, a coluna de perfuração é descida juntamente com o revestimento condutor¹⁸. Em seguida, ainda com a coluna de perfuração no fundo, iniciam-se a perfuração da próxima fase e o assentamento e a cimentação do revestimento de superfície. A principal função desse conjunto é conferir rigidez estrutural ao sistema de cabeça do poço para suportar os esforços transferidos durante a construção do poço pelo conjunto riser e BOP (Blow Out Preventer) (SANTOS, 2007).

Em algumas regiões, o solo submarino permite o assentamento do revestimento condutor por jateamento(Figura D.5).

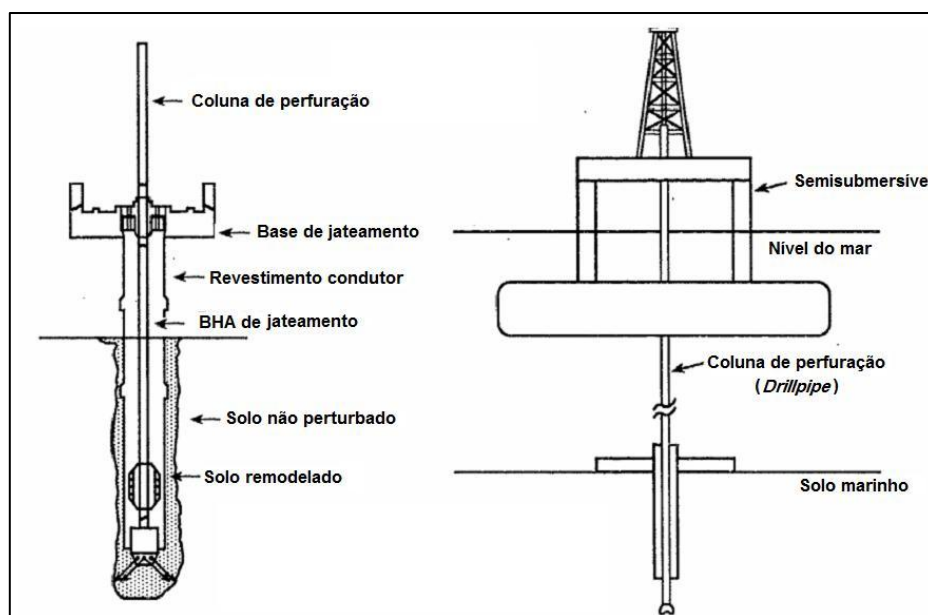


Figura D.5 – Conjunto descido para jateamento e revestimento condutor (Santos, 2007)

Quando não é possível realizar o jateamento da cabeça de poço, perfura-se, sem retorno (não existe retorno de lama para a sonda, ou seja, o cascalho resultante da perfuração é despejado

¹⁸ O condutor pode ser assentado por meio da gravidade, por jateamento e por fincamento (martelado).

no mar), com uma broca, normalmente de 26 polegadas e um alargador de 36 polegadas, seguido de descida, assentamento e cimentação do revestimento de 30 ou 36 polegadas.

A fase seguinte ao assentamento do revestimento condutor é a perfuração, sem retorno, com água do mar e broca de 26 polegadas (ou 17 ½ polegadas, para o caso de um poço *slender*) até a profundidade prevista para assentamento da sapata do revestimento de superfície. Em seguida, é efetuada a limpeza do poço, por meio de circulação do fluido de perfuração, para que, então, possa ser descido o revestimento de 20 polegadas e cimentado até a cabeça do poço. (SANTOS, 2007)

D.1.2 Perfuração das fases finais do poço

Após o início do poço, serão perfuradas formações mais profundas, eventualmente sobrepressurizadas, sendo necessária a instalação de um equipamento de segurança de cabeça de poço denominado BOP¹⁹ (Blow Out Preventer) ou preventor de erupções. (SANTOS, 2007)

Segundo Miura (2004), o BOP (Figura D.6-a e Figura D.6-b) é um conjunto de gavetas e válvulas instalado na cabeça de poço para o caso de o influxo de fluido da formação ser acionado para o controle do poço, atuando como uma segunda barreira de segurança. Os principais componentes do BOP são:

1. Conector de cabeça de poço;
2. Carcaça BOP;
3. Gavetas variáveis;
4. BOP Anular;
5. Perfil de cabeça de poço;
6. *Kill line*;
7. Válvulas de *Kill*;

¹⁹ Depois do recente acidente no campo de Macombo, da BP (British Petroleum) no Golfo do México, as empresas de petróleo começaram a reavaliar a segurança do BOP, pressionando as fabricantes a melhorarem a segurança dos equipamentos, o que poderá ocasionar em um aumento considerável no preço do preventor e dos seguros das empresas, o que poderá influenciar o preço da produção e consequentemente do petróleo.

“Relatório da consultoria inglesa Oxford Analytica, das mais prestigiadas consultorias de políticas e riscos globais, vê como preocupante o potencial para um forte aumento nos prêmios de seguros para as empresas que operam em águas profundas, o que deve afetar não só a Petrobras, mas também toda a indústria. Os aumentos já foram sentidos e foram da ordem de 15% a 25% para equipamentos de águas rasas e de até 50% para plataformas em águas profundas...” (ITAMARATY, 2010)

8. *Choke line*;
9. Válvula *Choke*;

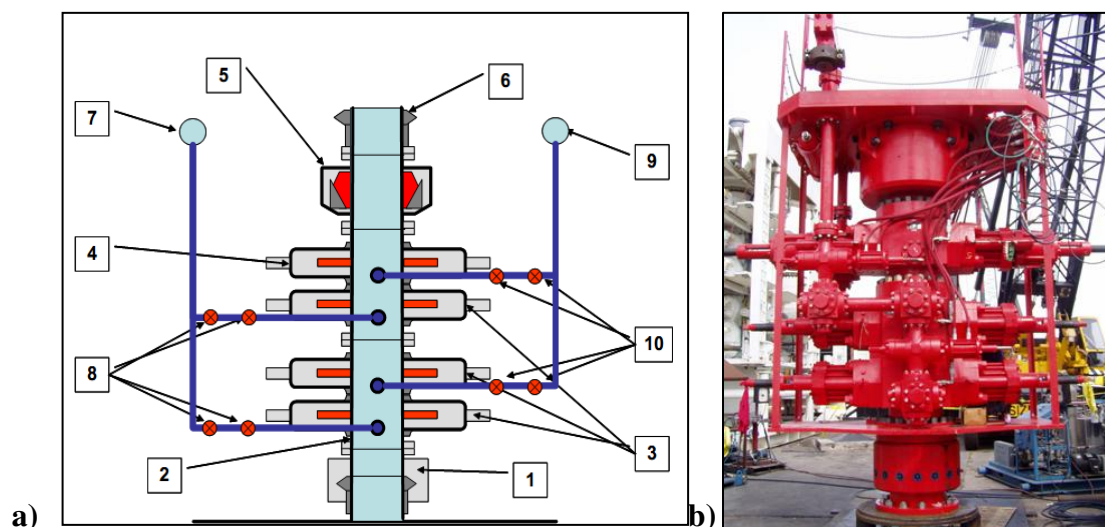


Figura D.6 – a) Esquema do BOP Submarino; (Kazuo, 2004) b) BOP (OTC, 2009)

Nessa fase, a perfuração é conduzida, geralmente, de maneira *overbalance*, isto é, a pressão hidrostática fornecida pelo fluido de perfuração é maior do que a dos poros das formações atravessadas durante a perfuração do poço. Assim, o fluido de perfuração atua como primeira barreira de segurança para prevenir o influxo de fluido para o poço. (ROCHA, AZEVEDO, 2009)

A Figura D.7 apresenta um esquema de equipamentos que interligam o BOP de superfície²⁰, instalado junto a plataforma e a cabeça do poço, localizada no solo marinho.

²⁰ O BOP pode ser dividido em dois tipos: o submarino, utilizado em plataformas móveis, em que são instalados junto à cabeça do poço e ao solo marinho (fundo do mar); e o de superfície, utilizado em plataformas fixas, onde são instalados na própria unidade.

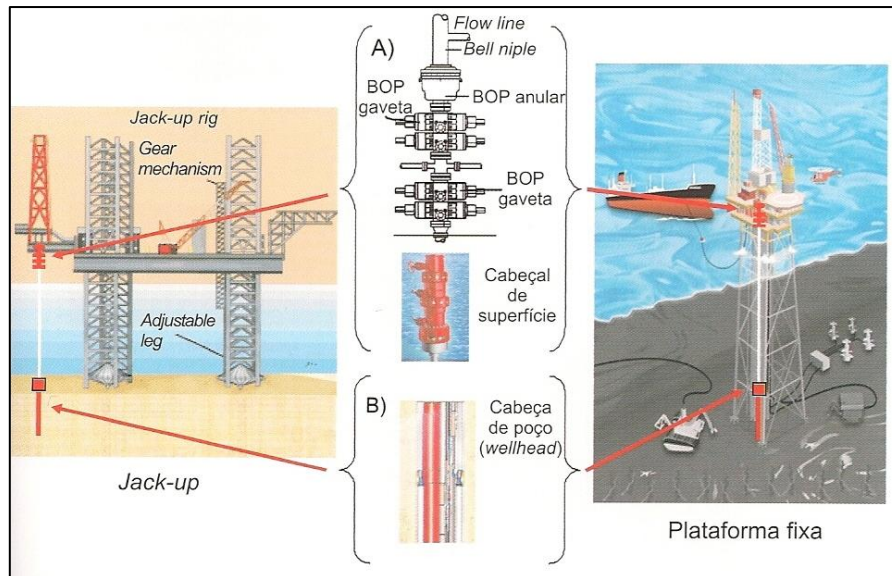


Figura D.7 – Esquema da interligação do BOP de plataformas *jack-up* e jaqueta ao fundo do mar. (Rocha e Azevedo, 2009)

Na Figura D.7, podem-se observar dois tipos de plataformas para águas rasas e onde está localizado o BOP. A esquerda representa uma *jack-up*, e a direita, uma do tipo jaqueta.

A perfuração da fase seguinte é realizada com uma broca de 16 polegadas, quando utilizado revestimento de superfície de 20, ou 12 ¼ polegadas, quando num poço *slender* (ou seja, com revestimento de superfície de 13 ⅜ polegadas) em circuito fechado e após a instalação do BOP com uma coluna de *risers* de perfuração.

Depois da perfuração desta fase, o revestimento de produção (9 ⅝ polegadas) é descido e cimentado até a sapata do revestimento anterior, de modo a garantir o isolamento hidráulico entre as zonas permoporosas que foram atravessadas nesta fase.

A fase final é concluída com a perfuração horizontal orientada dentro do reservatório alvo. Este tipo de perfuração é exclusiva para poços de desenvolvimento, utilizando-se ferramentas de perfuração semelhantes às utilizadas na fase anterior, com broca de 8 ½ polegadas, mantendo-se o poço paralelo ao topo e a base do reservatório alvo.

D.1.3 Perfuração de poços direcionais

De acordo com Thomas (2001), a perfuração direcional (Figura D.8) é a técnica de, intencionalmente, desviar a trajetória de um poço vertical para atingir objetivos que não se encontram diretamente abaixo da sua localização na superfície. Essa técnica pode ser utilizada para diversas finalidades, como:

- controlar um poço em *blowout*, por meio de um poço de alívio;
- chegar a formações produtoras que estejam abaixo de locais inacessíveis, tais como cidades, zona de preservação etc.;
- desviar a trajetória do poço de acidentes geológicos, tais como domos de sal, falhas etc.;
- perfurar vários poços de um mesmo ponto, por meio de uma plataforma marítima, evitando-se realocação da sonda e aumento do custo (caso de estudo deste trabalho);
- desviar poços que tiveram problemas operacionais, como perda de ferramenta, aprisionamento de coluna.

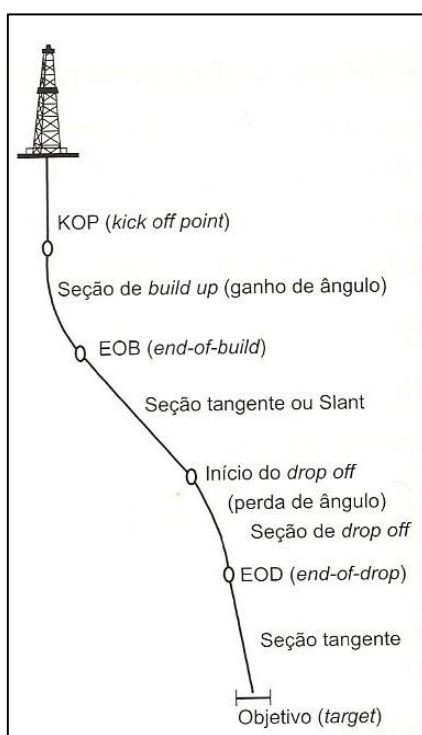


Figura D.8 – Pontos básicos de uma trajetória de poço direcional (Rocha e Azevedo, 2009)

Na Figura D.8, de acordo com Rocha e Azevedo (2009), estão esquematizados os principais elementos de um poço direcional. São eles:

- **KOP (*kick-off point*)** – é a seção onde se inicia o ganho de ângulo.
- **Build up** – é a seção onde ocorre o ganho de ângulo. A taxa de ganho de ângulo é constante e chamada de *build up rate* (BUR).
- **Slant** ou **seção tangente** – é a seção onde se mantém o ângulo até atingir o objetivo ou até que haja alguma alteração.
- **Início do Drop off** – é a profundidade onde o poço começa a perder ângulo (caso seja necessário ou planejado).
- **Seção de Drop off** – é a seção de perda de ângulo, expressa por um BUR negativo.
- **EOD (*end-of-drop*)** – é o ponto ou profundidade final da perda do ângulo.

D.2 Unidades de perfuração marítima (UPM)

As primeiras Unidades de Perfuração Marítima (UPM) eram simplesmente sondas terrestres montadas sobre uma estrutura para perfurar águas rasas. Utilizavam-se as mesmas técnicas empregadas em terra. Com a necessidade de perfurar em águas cada vez mais profundas, houve a necessidade de novos tipos de equipamentos e técnicas. (THOMAS, 2001)

De acordo com Thomas (2001), existem basicamente dois tipos de UPMs: as com BOP submarino, utilizadas normalmente em unidades flutuantes, tais como as semissubmersíveis e os navios-sonda, e as com o BOP da superfície, sendo mais utilizadas em plataformas fixas e as autoeleváveis.

De acordo com o mesmo autor, a escolha do tipo ficará condicionada a: lâmina d'água (LDA), condições de mar, relevo do fundo do mar, finalidade do poço, disponibilidade de apoio logístico e, principalmente, relação custo-benefício.

D.2.1 Unidades flutuantes

As unidades flutuantes de perfuração normalmente estão localizadas em águas profundas (LDA > 300 metros), o que dificulta a instalação do BOP na superfície (plataforma). As principais unidades utilizadas no Brasil têm seus BOPs instalados no fundo do mar, o que pode ser observado na Figura D.9.

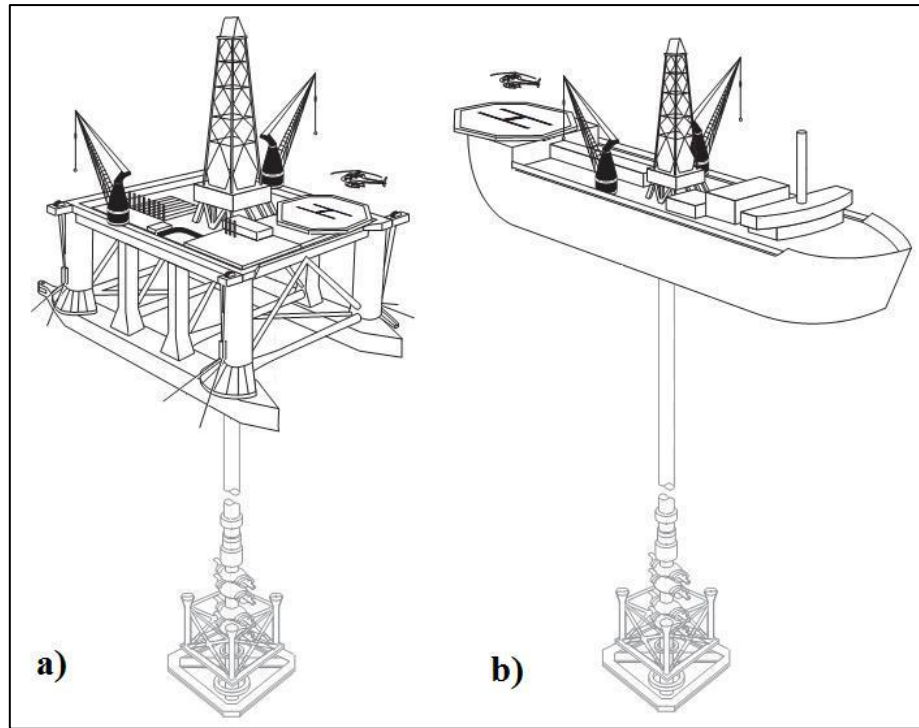


Figura D.9 – UPM flutuante: a) Semissubmersível b) Navio-sonda (Herriot-Watt, 2001)

- a) Semissubmersíveis – São unidades compostas, basicamente, de uma estrutura com um ou mais conveses, apoiada por colunas em flutuadores submersos (Figura D.9-a).
- b) Navios-sonda – Inicialmente, esses navios eram adaptados para perfuração, mas hoje eles já são projetados especialmente para tal propósito. (Figura D.9-b)

Essas plataformas, por serem flutuantes, sofrem movimentações (Figura D.10) em razão da ação de ondas, correntes e ventos. Para se manterem posicionadas com o mínimo de estabilidade, são utilizados dois tipos de sistema de posicionamento: sistema de âncoras²¹, sistema de posicionamento dinâmico²² (THOMAS, 2001).

²¹ Sistema de âncora é composto normalmente de oito a doze âncoras e cabos tensionados de modo a manter o mais estável possível a unidade.

²² Sistema de posicionamento dinâmico é composto de um conjunto de sensores e motores. Estes são controlados e acionados por computador, restaurando-se a posição da plataforma.

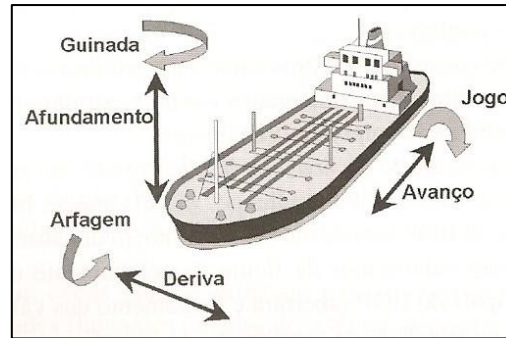


Figura D.10 – Movimentos de sonda flutuante (rotação e translação) (Thomas, 2001)

Na Figura D.10, conseguem-se observar os movimentos de uma plataforma flutuante. Elas podem ser divididas em horizontais e verticais:

- Movimentos horizontais
 - Avanço ou *Surge*
 - Deriva ou *Sway*
 - Guinada ou *Yaw*
- Movimentos verticais
 - Afundamento ou *Heave*
 - Jogo ou *Roll*
 - Arfagem ou *Pitch*

Para se deslocarem, essas plataformas podem ter ou não propulsão própria. De qualquer forma, possuem grande mobilidade, sendo as preferidas para poços exploratórios.

D.2.2 Plataformas fixas

As plataformas fixas (Figura D.11) foram as primeiras unidades de perfuração marítima a serem utilizadas e têm sido as preferidas quando o campo se localiza a até 300 metros de LDA. Isto se dá pela disponibilidade e pelo custo de tais unidades. Elas são bastante semelhantes às utilizadas *onshore*, o que facilita a procura de mão de obra especializada e a disponibilidade de equipamentos no mercado.

Por se tratar de um trabalho em que os poços de estudos se localizam em águas rasas, de aproximadamente 100 a 120 metros de LDA, optou-se por apresentar de maneira mais detalhada

tais plataformas. São elas: plataformas fixas (Figura D.11-a) e *jack-up* ou autoeleváveis (Figura D.11-b).

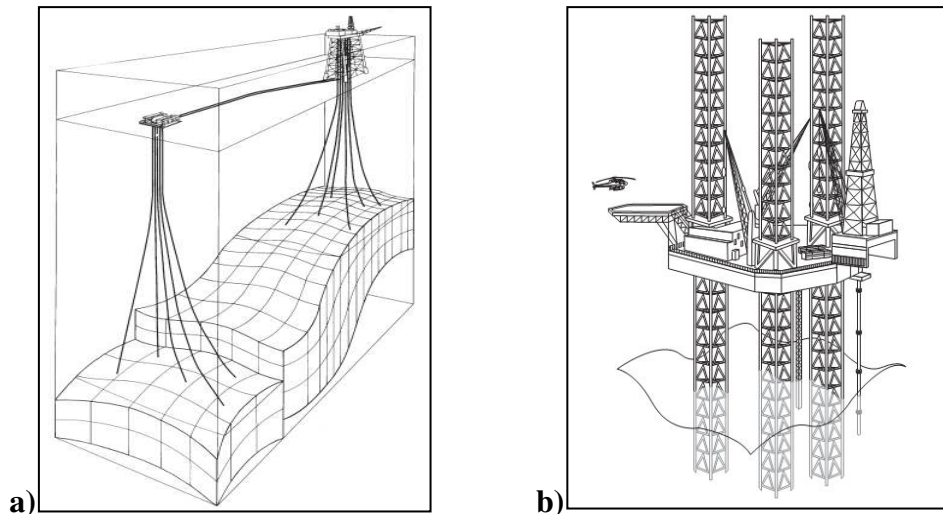


Figura D.11 – a) Plataforma fixa (*steel jacket*) b) Plataforma autoelevável (*jack-up*) (Herriot-Watt, 2001)

As plataformas fixas foram as primeiras unidades a serem utilizadas e são utilizadas em campos com até 300 metros de LDA. Esse tipo de plataforma é assentada e cravada no fundo do mar (Figura D.12).

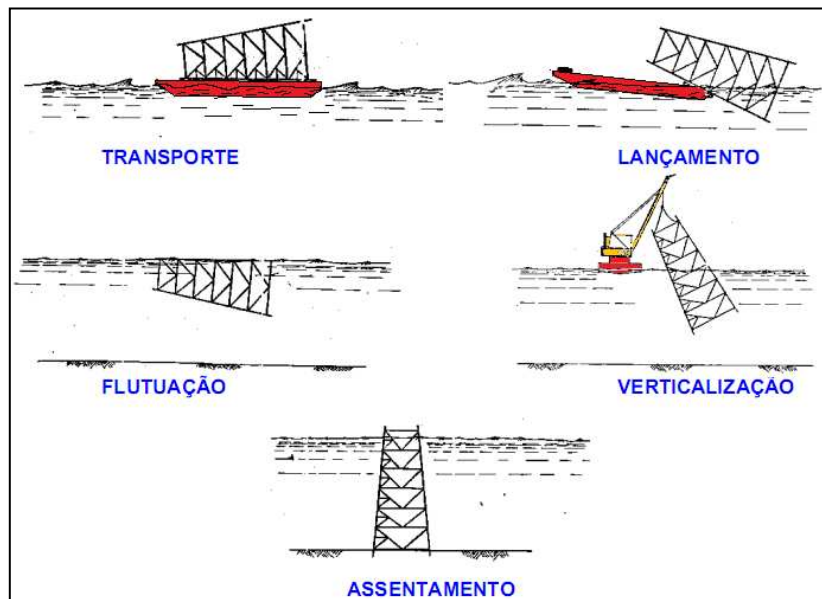


Figura D.12 – Assentamento de plataformas fixas tipo jaqueta (Alterado de PEF2506, 2003)

Em razão de seus custos – como projeto, construção, instalação e sua imobilidade depois de instalada –, sua aplicação é normalmente utilizada para campos já conhecidos, onde diversos poços direcionais serão perfurados.

Na maioria dos casos, essas plataformas recebem todos os equipamentos de perfuração, estocagem de materiais, alojamento, bem como todos os equipamentos que serão utilizados na produção.

As plataformas autoeleváveis (PA's) são compostas basicamente de uma balsa equipada com estruturas de apoio, ou pernas, que são acionadas mecânica ou hidráulicamente, movimentando-se para baixo até atingirem o fundo do mar.

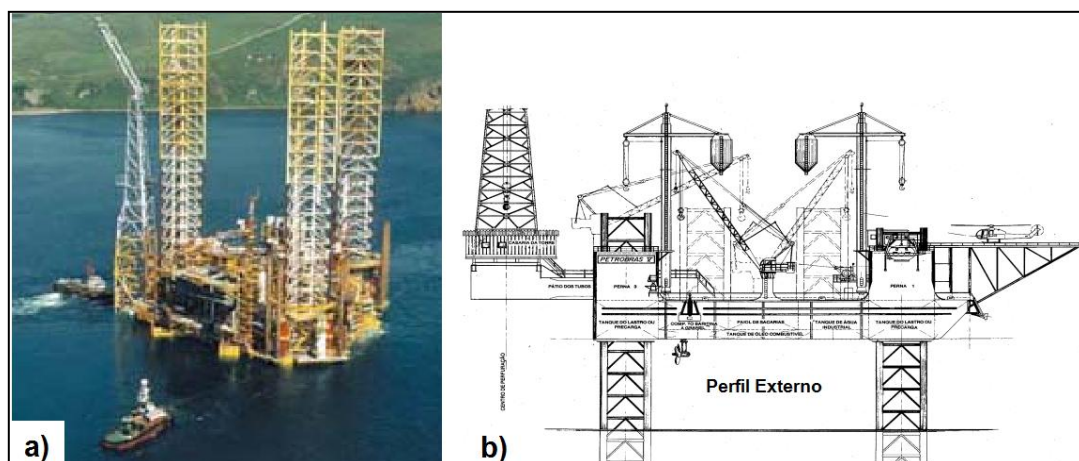


Figura D.13 – Plataformas autoeleváveis: a) com rebocadores; b) com propulsão própria. (Alterado de PEF2506, 2003)

Plataformas desse tipo são móveis, podendo ser transportadas por rebocadores (Figura D.13 (a)) ou com propulsão própria (Figura D.10 (b)), e são destinadas à perfuração de poços exploratórios em LDA, que podem variar de 5 até 130 metros.

Thomas (2001) afirma que, estatisticamente, esse tipo de plataforma marítima tem sofrido o maior número de acidentes, principalmente nas operações críticas de elevação e abaixamento. Além disso, segundo o autor, plataformas desse tipo são muito suscetíveis às condições de tempo e de mar.

D.3 Elementos principais da perfuração

D.3.1 Broca

A broca é a mais básica ferramenta utilizada na engenharia de perfuração. Ela possui a função de promover a ruptura e a desagregação das rochas ou das formações. A escolha da melhor broca para determinada condição de operação é um dos maiores desafios enfrentados pelos engenheiros de perfuração. Essa escolha deve levar em conta os fatores mais importantes na perfuração de poços de petróleo: desempenho da perfuração (condições de solo, experiência da equipe, pressões etc.) e economicidade.

Existe uma infinidade de brocas disponíveis no mercado, cada uma com uma característica determinada pelo seu fabricante. As brocas são normalmente classificadas de acordo com seus *designs*. De acordo com Bourgoyne e Young (1984), elas se dividem em:

- Brocas sem partes móveis – Os principais tipos de brocas desta classificação são: integral de lâmina de aço, carbureto de tungstênio, diamantes naturais e diamantes artificiais (PDC - Polycrystalline Diamond Compact /TSP - Thermally Stable Polycrystalline) (Figura D.14).

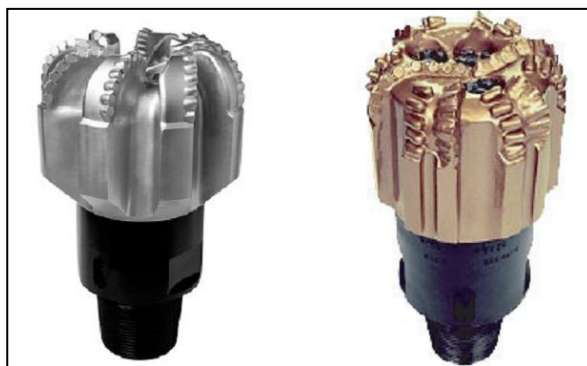


Figura D.14 – Broca PDC (Herriot-Watt, 2001)

- Brocas com partes móveis – As brocas com essa classificação podem ter de um a quatro cones, sendo as mais utilizadas as tricônicas (Figura D.15), em razão de sua eficiência e de seu menor custo inicial. As brocas possuem dois elementos principais:
 - *Estrutura cortante* – Divididas em brocas com dentes de aço e brocas de insertos.
 - *Rolamento* – Com roletes e esferas não selados (ou seja, o que lubrifica é o próprio fluido de perfuração, sendo de menor custo, mas com maior desgaste); com roletes

e esferas selados (contém sua própria lubrificação, não permitindo o contato com o fluido de perfuração, aumentando, assim, a vida útil dessas brocas); *journal* (os roletes são substituídos por mancais de fricção, revestidos com metais nobres, são selados e de maior custo – embora sejam mais eficazes – e apresentam baixo índice de falhas).

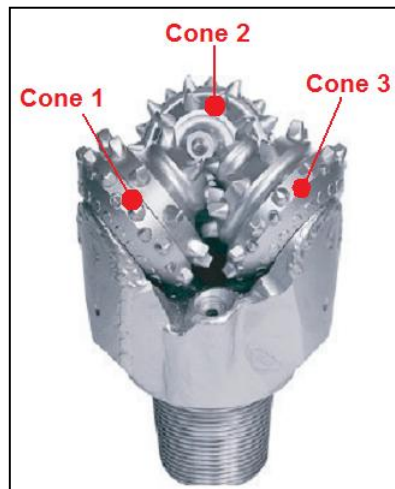


Figura D.15 – Broca tricônica (Herriot-Watt, 2001)

Devido ao aumento das profundidades a serem perfuradas e às diferentes condições de temperatura e pressão, gerou-se a necessidade de brocas diferenciadas para situações específicas. Isso fez aumentar o número de brocas disponíveis no mercado, e contratadores e operadores de perfuração uniram-se para classificar os diferentes tipos de broca. De acordo com Falcão (1991), em 1987, foi publicada a Classificação IADC (International Association of Drilling Contractors), que procurou descrever as características das brocas e sua utilização por meio de quatro caracteres:

1. Tipo de cortador e material do corpo.
2. Perfil de fundo da broca.
3. Tipo de hidráulica.
4. Tamanho e densidade dos cortadores.

Na Figura D.16, consegue-se observar, por exemplo, como funciona a classificação das brocas sem partes móveis, de acordo com a IADC.

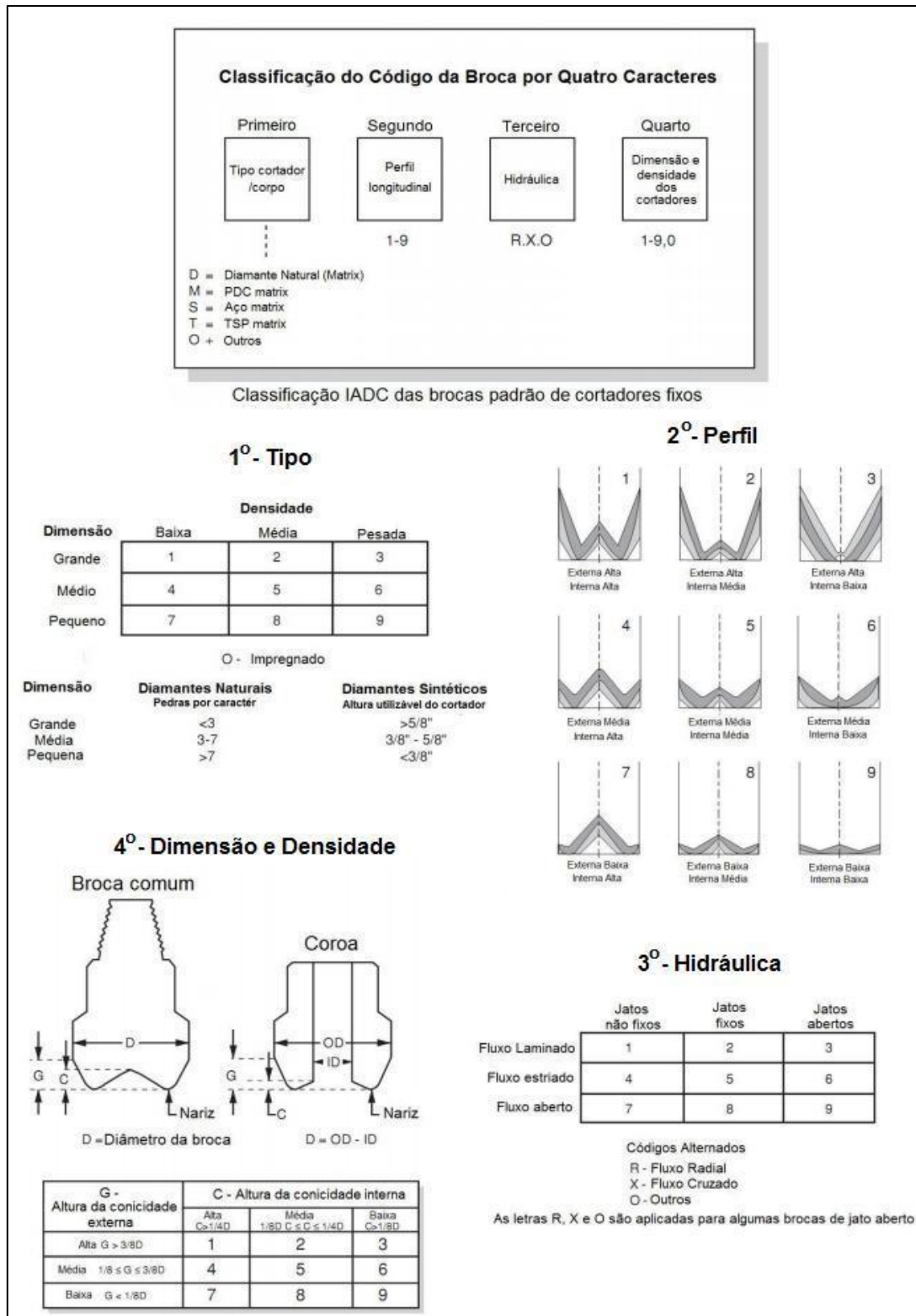


Figura D.16 – Classificação IADC das brocas de cortadores fixos (Alterado de Herriot-Watt, 2001)

Como pode se observar na Figura D.16, algumas importantes características da broca ficaram de fora, tais como:

1. Forma e tamanho do cortador;
2. Inclinação de topo e lateral do cortador;
3. Proteção do calibre; proteção contra erosão;
4. Altura da broca.

De acordo com Falcão (1991), os dois primeiros caracteres têm associação direta com o desempenho da broca. Com isso, duas brocas com o mesmo código IADC, perfurando o mesmo intervalo, mas de fabricantes diferentes, podem ter resultados de desempenho completamente distintos.

2.3.2 Revestimento

Como já vimos na seção D.1, o poço de petróleo é perfurado e revestido com diferentes diâmetros (seções), cujo número depende das características das zonas a serem perfuradas e da profundidade final prevista. Geralmente, o número de seções é de três ou quatro, podendo chegar a oito, em certos casos. Cada uma é concluída com a descida de uma coluna de revestimento e com sua cimentação (THOMAS, 2001).

De acordo com Thomas (2001), o revestimento constitui uma das parcelas mais expressivas do custo da perfuração de um poço de petróleo *offshore* (de 15% a 20%).

As funções das colunas de revestimento são:

- prevenir o desmoronamento das paredes do poço;
- evitar a contaminação da água potável dos lençóis freáticos mais próximos à superfície;
- permitir o retorno do fluido de perfuração à superfície;
- prover meios de controle de pressões dos fluidos, permitindo aplicações de pressão adicional desde a superfície;
- permitir a adoção de sistema de fluido de perfuração diferente, mais compatível com as formações a serem perfuradas adiante;
- impedir a migração de fluidos das formações;
- sustentar os equipamentos de segurança de cabeça de poço;

- sustentar outra coluna de revestimento;
- alojar os equipamentos de elevação artificial;
- confinar a produção no interior do poço.

Como se observou, o revestimento tem importância crucial na segurança do poço. Na Figura D.17, podem-se observar as principais forças atuantes no revestimento.

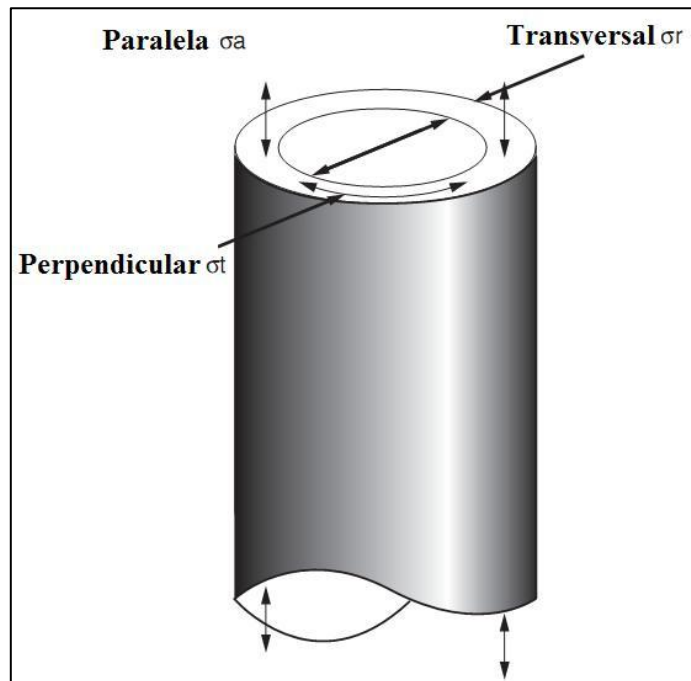


Figura D.17 – Pressões sofridas no revestimento (alterado de Herriot-Watt, 2001)

É feita uma classificação das colunas de revestimento. Estas podem ser assim divididas:

- *Condutor* – primeiro revestimento do poço, assentado normalmente a pequena profundidade (de 10 m a 50 m), com a finalidade de sustentar sedimentos superficiais não consolidados. Pode ser assentado por cravação, por jateamento ou por cimentação em poço perfurado. Diâmetros típicos: 36”, 30”, 20” e 13 3/8”.
- *Revestimento de superfície* – com comprimento variando na faixa de 100 m a 600m, visa proteger os horizontes superficiais de água e prevenir desmoronamento de formações inconsolidadas. Serve, ainda, como base de apoio para os equipamentos de segurança de cabeça de poço, sendo cimentado em toda a sua extensão, para evitar flambagem, devido

ao grande peso dos equipamentos e dos revestimentos subsequentes que nele se apoiam. Diâmetros típicos: 20", 18 5/8", 16", 13 3/8", 10 3/4" e 9 5/8".

- *Revestimento intermediário* – sua faixa de profundidade de assentamento é bem vasta, variando de 1.000 m a 4.000 m. É cimentado normalmente só na parte inferior. Diâmetros típicos: 13 3/8", 9 5/8" e 7".
- *Revestimento de produção* – como o próprio nome indica, é descido com a finalidade de permitir a produção do poço. Diâmetros típicos: 9 5/8", 7" e 5 1/2".
- *Liner* – coluna curta de revestimento que é descida e cimentada no poço visando cobrir apenas a parte inferior deste, o poço aberto. Seu topo fica um pouco acima do limite inferior do revestimento anterior e é independente do sistema da cabeça do poço. Seu uso é crescente, em razão de suas características de economia, versatilidade e rapidez de operação, podendo ser usado em substituição ao revestimento intermediário (liner de perfuração) e ao revestimento de produção (liner de produção). Diâmetros típicos: 13 3/8", 9 5/8", 7" e 5 1/2".

2.3.3 Fluidos de perfuração

Os fluidos de perfuração são misturas complexas de sólidos, líquidos, produtos químicos e, por vezes, até gases.

Uma escolha errada do tipo de fluido de perfuração pode ocasionar até a perda de um poço. Atualmente, o Pré-sal, maior foco da indústria do petróleo no Brasil, vem acompanhado de um grande problema, o “*creep*”²³. Este é o termo utilizado para descrever a tendência de um material se deformar ao longo do tempo.

Segundo Amaral *et al.* (1999), o sal possui uma taxa de deformidade que pode alcançar 0,05 pol/h, dependendo de alguns parâmetros, como temperatura, tensão diferencial e tipo de sal. Em um caso desses, o fluido de perfuração recebe atenção especial, visto que, com a escolha certa de seu peso específico, ele pode impedir a deformação da região salina. Isso poderá evitar um possível aprisionamento da coluna de perfuração ou até mesmo uma infiltração da formação no poço, diminuindo a possibilidade de um acidente no poço, salvando tempo e dinheiro.

²³ “O efeito *creep* é originado do comportamento viscoelástico das rochas e pode ser definido como uma deformação dependente do tempo que pode ocorrer em materiais sob tensão constante.” (ROCHA, 2009)

Os fluidos devem ser especificados de forma a garantir perfuração rápida e segura, reduzindo o tempo e o custo do projeto. Eles desempenham, basicamente, estas funções:

- Transportar, por meio da circulação, os detritos até a superfície. Este transporte depende da velocidade anular e da viscosidade do fluido. Caso a velocidade de circulação seja menor ou a viscosidade seja baixa, ocorrerá a queda dos detritos, tornando a limpeza pouco efetiva;
- Manter a estabilidade do poço, formando uma espécie de reboco de baixa permeabilidade na parede dele, estabilizando suas paredes, controlando-o por meio do diferencial entre a pressão hidrostática (Ph) e a pressão da formação (Pf).
 - $Ph = Pf$ – Equilíbrio desejável, mas perigoso;
 - $Ph < Pf$ – Pode ocorrer desmoronamentos, estreitamentos e *kicks*;
 - $Ph > Pf$ – Situação normal para estabilização de um poço, o fluido invade a formação e forma o reboco;
 - $Ph \gg Pf$ – Danos na formação, fraturamento da formação, perda de circulação;
- Resfriar e lubrificar a coluna de perfuração e a broca.

A classificação de um fluido de perfuração é feita de acordo com a sua composição. Esses fluidos podem ser:

- Fluidos à base de água – Utilizados nas fases iniciais do poço. Sua principal característica é não precisar retornar a lama oriunda da perfuração para a sonda, possibilitando o descarte direto no mar. Este tipo de fluido é bastante utilizado nas fases iniciais da perfuração do poço, visto não necessitar do estudo das formações penetradas e podem ser divididas em:
 - Nativo – água do mar + argilas nativas;
 - Convencional – água doce + Bentonita²⁴;
- Fluidos de emulsão inversa – podem ser divididos em:

²⁴ Bentonita é o nome genérico da argila composta predominantemente de argilomineral montmorilonita (de 55% a 70%), do grupo das esmectitas, independentemente de sua origem ou ocorrência. As esmectitas possuem como características principais o alto poder de inchamento (até 20 vezes seu volume inicial), atingindo espaços interplanares de até 100 m²/g, alta área de superfície (até 800 m²/g), capacidade de troca catiônica (CTC) na faixa de 60 a 170 meq/100g e tixotropia. Essas características conferem à bentonita propriedades bastante específicas, que têm justificado uma vasta gama de aplicações nos mais diversos segmentos. (DNPM, 2010)

- Base de óleo diesel – não utilizado nos dias de hoje, pois agride demasiadamente o meio ambiente;
- Fluidos sintéticos – nova geração de fluido, os sintéticos podem representar papéis semelhantes aos de base óleo, sendo mais eficientes que aqueles à base de água, contudo sem agredir tanto o meio ambiente. Eles são mais caros e podem ser denominados destas maneiras: à base de éster, à base de éter, à base de olefinas, aldeídos, líneas alquil benzeno e parafinas;
- Fluidos à base de ar – utilizados principalmente onde se exigem fluidos de baixas densidades. Um exemplo típico é o nitrogênio.

O programa de fluido deverá ser escolhido de acordo com o tipo das formações e o tempo em que estas ficarão expostas, com o objetivo de evitar problemas como: inchamento de argilas, desmoronamento e alargamentos excessivos da parede do poço etc.

D.4 Operações normais da perfuração

Durante a perfuração de um poço, existe uma série de operações que desempenham um papel importante no processo como um todo.

D.4.1 Alargamento

O alargamento consiste em re-perfurar o poço com uma broca de diâmetro maior que a utilizada para sua perfuração ou de um alargador. É possível, para economizar tempo, que as operações de perfuração e alargamento sejam feitas simultaneamente, com um alargador posicionado acima da broca. Por exemplo, quando se pretende assentar um revestimento condutor de 36”, por não se trabalhar com uma broca deste diâmetro, utiliza-se uma broca de 26” e logo acima um alargador de 36”.

D.4.2 Repassamento

Quando o poço se estreita por algum motivo, é necessário repassá-lo no trecho descalibrado. O repassamento se caracteriza por baixo peso e baixa rotação na broca, para evitar seu desgaste prematuro.

D.4.3 Conexão

Quando o topo do Kelly (ou motor, no caso do *top drive*) atinge a mesa rotativa, é necessário acrescentar um novo tubo (ou seção no caso do *top drive*) de perfuração à coluna. Esta é uma atividade que não acrescenta valor à perfuração, pois a broca fica parada no fundo, esperando um novo tubo para continuar a perfurar.

D.4.4 Manobra

A manobra completa consiste na retirada e na descida de toda a coluna de perfuração para a substituição ou o conserto da broca, por exemplo.

D.4.5 Circulação

A circulação consiste em manter a broca alguns metros acima do fundo do poço e apenas circular o fluido de perfuração para remover os cascalhos do espaço anular. Normalmente, é feita antes da manobra, da perfilagem ou da descida do revestimento (Figura D.18).

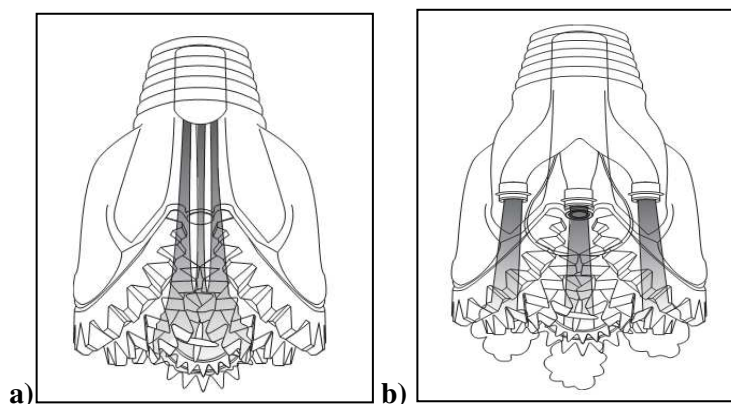


Figura D.18 – a) Circulação de fluido através do orifício de água (*water course*); b) Circulação de fluido através do orifício de jateamento (*jet nozzle*) (Herriot-Watt, 2001)

Durante essa fase, ocorre também o resfriamento dos cortadores, com a distribuição do fluxo ao redor da broca. De acordo com Falcão (1991), podem ser divididos em:

- Fluxo aberto – o fluxo do fluido de perfuração sai por uma abertura no centro da broca, sem que haja definição para seu caminho (Figura D.18 (a));

- Jatos convencionais – são colocados em número e orientação adequados, sendo cada um responsável pela limpeza e pela refrigeração de vários cortadores (Figura D.18 (b));
- Jatos exclusivos – a cada cortador está associado um jato para sua limpeza e sua refrigeração.

Alguns problemas podem ocorrer nessa fase, como: perda de fluido para a formação rochosa; baixo peso de fluido, o que pode ocasionar um *kick*; entre outros. Durante essa atividade, a quantidade de fluido e a sua pressão devem ser muito bem monitoradas.

D.4.6 Cimentação

Após a descida da coluna de revestimento, geralmente o espaço anular entre a tubulação de revestimento e as paredes do poço é preenchido com cimento, de modo a fixar a tubulação e evitar que haja migração de fluidos entre as diversas zonas permeáveis atravessadas pelo poço, por detrás do revestimento. A cimentação do espaço anular é realizada, basicamente, mediante o bombeio de pasta de cimento e água através da própria tubulação de revestimento e pode ocorrer em duas etapas. São elas: (THOMAS, 2001)

- **Cimentação primária** – é a cimentação principal, realizada logo após a descida de cada coluna de revestimento do poço (THOMAS, 2001);
- **Cimentação secundária** – destina-se a corrigir a cimentação primária, quando há necessidade. Se, por alguma razão, o topo do cimento não alcançar a altura prevista no espaço anular, pode-se efetuar a recimentação, injetando-se a pasta de cimento por trás do revestimento, através de canhoneio. Quando não é possível a circulação da pasta, realiza-se a compressão de cimento *squeeze*, visando corrigir defeitos localizados na cimentação primária ou sanar vazamentos na coluna de revestimento. (THOMAS, 2001)

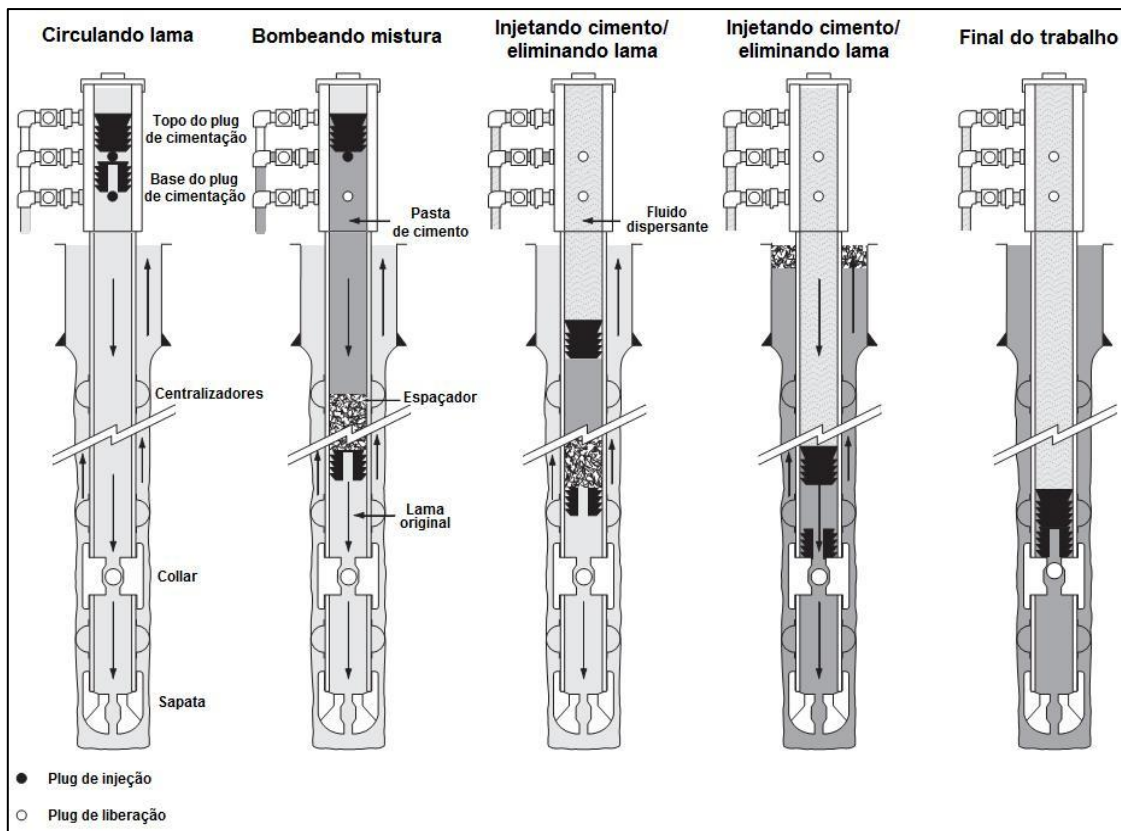


Figura D.19 – Processo de cimentação primária (Alterado de Herriot-Watt, 2001)

Na Figura D.19, observaram-se os estágios da cimentação, em que se começa circulando a lama para retirar todos os detritos restantes da perfuração. Em seguida, inicia-se a injeção da pasta de cimento até que se retire toda a lama do anular, preenchendo com cimento todo o espaço entre a formação e o revestimento.

D.4.7 Perfilagem

Depois da perfuração de uma fase do poço, geralmente são descidas várias ferramentas, com a finalidade de medir algumas propriedades das formações, o que é fundamental para a caracterização e a avaliação econômica da reserva. (THOMAS, 2001)

D.4.8 Movimentação do navio-sonda

Uma vez terminado o poço, é necessário mudar a sonda para a nova locação. No mar, essa movimentação é conhecida por DMM (Desmobilização, Movimentação e Mobilização) e consiste

na preparação da UPM para sua movimentação por intermédio de rebocadores ou por propulsão própria e, em seguida, seu posicionamento na nova locação. (THOMAS, 2001)