DALMO DE SOUZA AMORIM JUNIOR

**METODOLOGIA PARA A REDUÇÃO DE CUSTOS NA PERFURAÇÃO
DE POÇOS DE PETRÓLEO E GÁS**

São Paulo

2008

DALMO DE SOUZA AMORIM JUNIOR

**METODOLOGIA PARA A REDUÇÃO DE CUSTOS NA PERFURAÇÃO
DE POÇOS DE PETRÓLEO E GÁS**

**Dissertação apresentada à Escola Politécnica
da Universidade de São Paulo para obtenção
do Título de Mestre em Engenharia**

Área de Concentração: Engenharia Mineral

Orientador: Prof. Dr. Wilson Siguemasa Iramina

**São Paulo
2008**

Este exemplar foi revisado e alterado em relação à versão original, sob responsabilidade única do autor e com a anuência de seu orientador.

São Paulo, de outubro de 2008.

Assinatura do autor Dalmo de Souza Amorim Jr

Assinatura do orientador _____

FICHA CATALOGRÁFICA

Amorim Junior, Dalmo de Souza

Metodologia para a redução de custos na perfuração de poços de petróleo e gás / Dalmo de Souza Amorim Junior. -- São Paulo, 2008.

135 p.

Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Minas e de Petróleo.

1.Petróleo 2.Gás natural 3.Perfuração 4.Custo econômico (Redução; Projeto) I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Minas e de Petróleo II.t.

DEDICATÓRIA

Aos meus pais: pilares, asas e vento

AGRADECIMENTOS

- Aos amigos Daniel e Luciana, que me encorajaram a começar e a seguir em frente neste projeto de Mestrado
- Aos professores Tomi e Ricardo, pelo entusiasmo com que me contagiaram no início e na pós-graduação formal
- À professora Carol, pelo apoio em momentos críticos
- Ao meu pai e aos meus irmãos Dalton e Katia, pelo suporte dado na revisão e impressão deste trabalho
- Ao professor Wilson, meu orientador, que pacientemente me apoiou nesta jornada

RESUMO

A programação bem-sucedida das trocas das brocas de perfuração tem estado mais ligada à experiência do que a um método formal que permita a tomada de decisões acertadas. Retirar uma broca do poço depois do momento correto implica em risco de acidentes, baixo rendimento e custo operacional crescente. Retirar antes do momento correto implica perda de rendimento potencial, inclusive porque a vida útil remanescente normalmente é insuficiente para justificar nova manobra de descida. Nesta dissertação, são discutidos critérios de definição do momento exato de retirada da broca do poço e, adicionalmente, é sugerida uma metodologia de redução de custos de perfuração, realizada através de um padrão de análise de custos métricos de perfuração e desempenhos operacionais de poços anteriormente perfurados na mesma região ou campo. Esta análise visa definir as brocas a serem utilizadas nos poços vindouros tendo como critério a minimização do custo métrico de perfuração, bem como antecipar o custo mais provável do poço a ser perfurado. O uso de recordes como metas contém riscos, uma vez que resultados pontuais muito favoráveis dependem de uma conjunção de fatores, como litologia favorável, fluido de perfuração adequado e disponibilidade de energia mecânica e hidráulica – que podem não se repetir em outros poços, mas precisam ser detectados e analisados adequadamente. O ideal é a execução da perfuração até à profundidade final com o menor custo operacional possível, rápido início da produção, evitando acidentes pessoais ou danos ao meio-ambiente, e sem gerar problemas para o futuro dos poços do campo, como colisão de trajetórias ou indução de desgastes nos revestimentos (DYER, 1984). Em tempos de descoberta dos campos conhecidos como “Pré-Sal”, a realização dos poços em menor prazo e ao menor custo poderá antecipar à sociedade brasileira recursos relevantes para o seu desenvolvimento.

ABSTRACT

The success of a Bit Program of a well has been more related to personal experience than to a formal method that leads to the best decisions. Pulling a bit out the hole after the correct moment implies in risks of accidents, in working with low performances or in higher operational costs. Pulling the bit before the correct moment implies in loss of potential performance, once the remaining life of the bit usually is insufficient to justify the cost of a trip to rerun it. In this thesis we discuss criteria of how to define the correct moment to pull a bit out of the hole, optimizing costs, avoiding accidents and concluding the well in the shortest time. Additionally it is suggested a method to reduce drilling costs using of a pattern to analyze costs and performances of wells previously drilled in the same area or field. This analysis intends to define the bits to be used in the next wells, having as main criteria the selection of the bits that lead to the lowest cost per meter. Usage of field records as targets contains risks, once these results are many times a lucky conjunction of factors as favorable lithology, adequate drilling fluid properties, availability of mechanical and hydraulic energy at the bit, among others, which might not be repeated at the same time in other wells, even though these records are important and must be adequately detected and analyzed. The ideal is to drill fast, without structural or operational problems to the final depth at the lowest cost, putting well to produce as soon as possible, without personal or environmental accidents, collision to other existing wells, or inducing casing wear (DYER, 1984). In the present time, when the discoveries of the fields known as “Pre-Salt” are being made, the anticipation of drilling and producing these wells at minimum cost might anticipate to the society important resources for its development.

SUMÁRIO

Lista de Ilustrações	ix
Lista de Gráficos	x
Lista de Tabelas	xii
Lista de Abreviaturas e Siglas	xiii
Lista de Equações	xv
Glossário	xvii
1. INTRODUÇÃO	1
1.1 Apresentação do Problema	1
1.2 Revisão Bibliográfica	6
1.2.1 Pequeno histórico	6
1.2.2 Mercado produtor e consumidor do bem mineral no Brasil	7
1.2.3 Tendências na exploração e consumo mundial de petróleo	8
1.2.4 Preço de petróleo ou gás	9
1.2.5 Limitação no número de publicações específicas de otimização de perfuração	9
1.2.6 Justificativa: a atualidade do tema	11
1.2.7 Programa de Poço	11
1.2.8 Boletim Diário de Perfuração	13
1.2.9 <i>Bit Record</i>	14
1.3 Objetivos	15
1.4 Justificativa	16
2. DISCUSSÃO DO MODELO	17
2.1 Programação das brocas de um poço	17
2.2 O registro dos tempos produtivos	19
2.3 Definição de Custo Métrico	19
2.4 Análise dos elementos formadores de custo	21
2.4.1 CB – Custo de Broca	21
2.4.2 CH – Custo Horário de Sonda	22
2.4.3 HM – Horas de Manobra	23
3. METODOLOGIA DE TRABALHO	26
3.1 Operações de perfuração na Bacia do Paraná	26
3.2 A curva de aprendizado: desenvolvendo resultados iniciais	27

3.3	Choque de culturas	27
3.4	Coleta e organização dos dados	28
3.5	Utilização dos dados compilados	29
3.6	Mercados	30
3.7	Dados e resultados	31
4.	RESULTADOS	33
4.1	Estudo de caso: Análise crítica de operações de manobra em sondas <i>offshore</i>	34
4.1.1	Equações	36
4.1.2	Determinação da fórmula para Horas de Manobra (HM)	37
4.1.3	Manuseio de BHA	38
4.1.4	Retirando a coluna (RC)	40
4.1.5	Descendo a coluna (DC)	41
4.1.6	Tempo total de manobra	42
4.2	Análise do Custo Métrico durante operações de perfuração	43
4.2.1	Componente Custo da Broca - CB	45
4.2.2	Componente Custo da Manobra – HM	46
4.2.3	Componente Horas de Operação – HR	48
4.2.4	Cálculo do custo métrico	49
4.2.5	Custo de um trecho perfurado pela broca	50
4.3	Proposta para a retirada de uma broca qualquer do poço	51
4.4	Análise gráfica de um conjunto de brocas em um poço	53
4.5	Interpolação de pontos	55
4.5.1	Resultados individuais	56
4.6	Desenvolvimento da metodologia – Estudo de caso	57
4.6.1	Apresentação de todos os resultados do campo	58
4.6.2	Modificação da escala de exibição	59
4.6.3	Geração da curva Amorim	60
4.6.4	Análise do gráfico: bons e maus resultados	62
4.7	Filtragem de Resultados: Curva de Aprendizagem	63
4.7.1	Custos atingidos nos anos 1980	64
4.7.2	Custos atingidos nos anos 90	65
4.7.3	Custos atingidos após o ano 2000	66
4.7.4	Compilação de resultados	67

4.8	Filtragem de resultados: planejamento de fases	67
4.9	Filtragem dos Resultados: brocas de 12.1/4" – PDC x tricônicas	68
4.10	Filtragem dos Resultados: brocas de 8.1/2" – PDC x tricônicas	71
4.11	Filtragem dos Resultados: brocas de 12.1/4" – brocas tricônicas de insertos x dentes de aço	72
4.12	Filtragem dos Resultados: brocas de 8.1/2" – brocas tricônicas de insertos x dentes de aço	73
4.13	Filtragem dos Resultados: brocas de 8.1/2" – brocas de insertos com diferentes códigos IADC	75
4.14	Conclusões do estudo	76
4.14.1	Secção de 26"	76
4.14.2	Secção de 17.1/2"	76
4.14.3	Secção de 12.1/4"	76
4.14.4	Secção de 8.1/2"	78
4.15	Desconstrução de resultados	78
4.15.1	Montagem dos gráficos de análise de desempenho	80
4.15.2	Análise de resultado	82
4.15.3	Recomendações técnicas: validação de proposta técnica	84
4.15.4	Apresentação da curva Amorim sob formato log normal	87
5.	DISCUSSÃO	88
5.1	Modelo de interpretação dos resultados	88
5.2	Aplicações	88
5.3	Dificuldades encontradas na elaboração deste trabalho	89
5.4	Perspectivas de desenvolvimento ulterior do modelo	89
5.5	Críticas aos modelos existentes	90
6.	CONCLUSÕES	92
7.	ANEXOS	96
7.1	Litoestratigrafia da Bacia do Paraná	96
7.2	Banco de Dados do campo "P"	97
8.	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	109

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Cone solto de uma broca de perfuração	5
Figura 2 – Broca de perfuração que perdeu os três cones	6
Figura 3 – Exemplo de Bit Record	14

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Consumo de derivados de petróleo por ano, a partir de 1930	8
Gráfico 2 – Horas estimadas de manobra x profundidade de entrada da broca	36
Gráfico 3 – Distribuição de universo de 420 horas de manuseio de BHA	39
Gráfico 4 – Tempos de manobra retirando a coluna x profundidade	40
Gráfico 5 – Tempos de manobra descendo a coluna x profundidade	41
Gráfico 6 – Comparação entre horas estimadas de manobra e horas reais de manobra x profundidade de entrada da broca	42
Gráfico 7 – Flutuação do custo da broca em função do seu avanço	45
Gráfico 8 – Flutuação do custo da manobra em função do avanço da perfuração	47
Gráfico 9 – Flutuação do custo da operação em função da taxa de avanço da perfuração	48
Gráfico 10 – Flutuação do custo métrico em função do avanço da perfuração	49
Gráfico 11 – Custo de um intervalo de MP metros perfurados ao custo métrico CM_{final}	51
Gráfico 12 – Custo de um intervalo perfurado por três brocas	54
Gráfico 13 – Pontos no gráfico representando o custo métrico final de três brocas	57
Gráfico 14 – Pontos representando o custo métrico de todas as brocas utilizadas no campo “P”	58
Gráfico 15 – Pontos representando custos métricos de todas as brocas utilizadas no campo “P” abaixo do valor de US\$1.000/m	59
Gráfico 16 – Pontos representando custos métricos de as todas brocas utilizadas no campo “P” abaixo do valor de US\$1.000/m, a respectiva curva Amorim e a fórmula geradora da curva	61
Gráfico 17 – Pontos representando custos métricos das brocas utilizadas no campo “P”, sugerindo os resultados que devem ser perseguidos no processo de otimização	63
Gráfico 18 – Custos métricos das brocas utilizadas no campo “P” nos anos 1980	64

Gráfico 19 – Custos métricos das brocas utilizadas no campo “P” nos anos 1990	65
Gráfico 20 – Custos métricos das brocas utilizadas no campo “P” nos anos 2000	66
Gráfico 21 – Custos métricos das brocas PDC de 12.1/4” utilizadas no campo “P”	69
Gráfico 22 – Custos métricos das brocas tricônicas de 12.1/4” utilizadas no campo “P”	69
Gráfico 23 – Custos métricos comparativos das brocas de 12.1/4” utilizadas no campo “P”	70
Gráfico 24 – Custos métricos comparativos das brocas de 8.1/2” utilizadas no campo “P”	71
Gráfico 25 – Custos métricos comparativos das brocas tricônicas de 12.1/4” no campo “P”	73
Gráfico 26 – Custos métricos comparativos das brocas tricônicas de 8.1/2” no campo “P”	74
Gráfico 27 – Custos métricos comparativos das brocas tricônicas de diferentes IADC’s no diâmetro de 8.1/2” no campo “P”	75
Gráfico 28 – Custos métricos comparativos das brocas PDC no diâmetro de 12.1/4” no campo “P” até o ano de 2003	79
Gráfico 29 – Custos métricos comparativos de três brocas PDC no diâmetro de 12.1/4” no campo “P”	80
Gráfico 30 – Análise completa comparativa de metros perfurados, taxa de penetração e custo métrico x profundidade no campo “P”	81
Gráfico 31 – Auditoria da metragem proposta para uma broca a ser utilizada no campo “P”	85
Gráfico 32 – Auditoria da metragem e taxa de penetração propostas para uma broca a ser utilizada no campo “P”	86
Gráfico 33 – curva Amorim expressa sob o formato log normal	87

LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Custos de broca, por diâmetro e tecnologia	21
Tabela 2. Custo horário de sondas, por aplicação e capacidade de perfuração	22
Tabela 3. Sumário dos fatores componentes da fórmula de custo métrico para o campo “P” ao longo do tempo	67

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANP	Agência Nacional de Petróleo
API	<i>American Petroleum Institute</i>
BDP	Boletim Diário de Perfuração
BDS	Boletim Diário do Sondador
BHA	<i>Bottom hole assembly</i> , coluna de perfuração excluídos os tubos de perfuração
CM	Custo Métrico
CB	Custo de Broca
CH	Custo Horário de Operação ou Custo de Sonda
CNP	Conselho Nacional de Petróleo
DP	Tubo de perfuração ou <i>drill pipe</i>
DNPM	Departamento Nacional da Produção Mineral
E&P-BA	Exploração e Produção da Bahia
GPM	Medida de vazão, em galões por minuto
HM	Horas de Manobra
HR	Tempo de Rotação da Broca, Tempo de Broca-fundo
HWDP	<i>Heavy Weight Drill Pipe</i> , tubo de perfuração mais pesado e rígido por utilizar conexões de maior extensão
IADC	<i>International Association of Drilling Contractors</i>
IBP	Instituto Brasileiro de Petróleo
kRev	Unidade de medida de 1.000 revoluções da broca, onde $kRev = (RPM \times 60 \times \text{horas de rotação}) / 1000$
LWD	<i>Log While Drilling</i>
MP	Metros Perfurados
MWD	<i>Measure While Drilling</i>
OPEP	Organização dos Países Produtores de Petróleo
PDC	<i>Policrystalline Diamond Compacts</i>
PSB	Peso sobre a broca, em libras ou toneladas
PWD	<i>Pressure While Drilling</i>
ROP	<i>Rate of penetration</i> , ou taxa de penetração
RPM	Rotações por minuto

RSA	<i>Rock Strength Analysis</i>
RSS	<i>Rotary Steerable System</i>
TBF	Tempo de broca-fundo
SGMB	Serviço Geológico e Mineralógico Brasileiro
SPE	<i>Society of Petroleum Engineers</i>

LISTA DE EQUAÇÕES

Equação 1 – Fórmula para cálculo do custo métrico atingido por uma broca a qualquer momento ou ao final de seus trabalhos de perfuração	20
Equação 2 – Fórmula tradicional para cálculo do tempo despendido em uma manobra, visando retirar-se uma broca e descer outra para continuar o trabalho de perfuração do poço	24
Equação 3 – Fórmula alternativa para o cálculo de tempo de manobra	24
Equação 4 – Fórmula alternativa para o cálculo de tempo de manobra	24
Equação 5 – Fórmula para cálculo do custo métrico atingido por uma broca em um mercado onde as brocas são alugadas por metro perfurado, e não vendidas	37
Equação 6 – Fórmula de tempo de manobra que separa os tempos de retirada da coluna, manuseio de BHA e descida da coluna	38
Equação 7 – Fórmula obtida pela interpolação dos tempos amostrados de retirada da coluna no estudo de caso apresentado	40
Equação 8 – Fórmula obtida pela interpolação dos tempos amostrados de descida da coluna no estudo de caso apresentado	41
Equação 9 – Fórmula do tempo real de manobra obtida pela soma das fórmulas parciais no estudo de caso apresentado	42
Equação 10 – Distribuição do preço de uma broca ao longo de metragem parcial ou final atingida durante a operação de perfuração	45
Equação 11 – Distribuição do custo de uma manobra para troca de brocas ao longo de metragem parcial ou final atingida durante a operação de perfuração	46
Equação 12 – Distribuição do custo operacional da sonda ao longo de metragem parcial ou final atingida durante a operação de perfuração	48
Equação 13 – Custo de um trecho perfurado entre as profundidades P1 e P2 de um poço	50
Equação 14 – Custo de um trecho perfurado entre as profundidades P1 e P _n de um poço	54

Equação 15 – Custo métrico de uma broca retirada a qualquer profundidade, definida pela fórmula correlacionada à curva Amorim	61
Equação 16 – Custo de um poço de profundidade final PF	62
Equação 17 – Custo métrico em um poço no campo “P” na década de 80	64
Equação 18 – Custo métrico em um poço no campo “P” na década de 90	65
Equação 19 – Custo métrico em um poço no campo “P” na década de 00	66
Equação 20 – Custo métrico em um poço no campo “P” no momento atual	67
Equação 21 – Custo métrico da fase de 26” no campo “P”	68
Equação 22 – Custo métrico da fase de 17.1/2” no campo “P”	68
Equação 23 – Custo métrico da fase de 12.1/4” no campo “P”	68
Equação 24 – Custo métrico da fase de 8.1/2” no campo “P”	68
Equação 25 – Custo métrico utilizando brocas de PDC de 12.1/4” no campo “P”	69
Equação 26 – Custo métrico utilizando brocas de tricônicas de 12.1/4” no campo “P”	69
Equação 27 – Custo métrico utilizando brocas de PDC de 8.1/2” no campo “P”	72
Equação 28 – Custo métrico utilizando brocas de tricônicas de 8.1/2” no campo “P”	72
Equação 29 – Custo métrico utilizando brocas de tricônicas de dentes de aço de 12.1/4”, idem	73
Equação 30 – Custo métrico utilizando brocas de tricônicas de insertos de 12.1/4”, idem	73
Equação 31 – Custo métrico utilizando brocas de tricônicas de dentes de aço de 8.1/2”, idem	74
Equação 32 – Custo métrico utilizando brocas de tricônicas de insertos de 8.1/2”, idem	74
Equação 33 – Custo métrico utilizando brocas de 8.1/2” de IADC 4 no campo “P”	75
Equação 34 – Custo métrico utilizando brocas de 8.1/2” de IADC 5 no campo “P”	75
Equação 35 – Custo métrico utilizando brocas de 8.1/2” de IADC 6 no campo “P”	75

GLOSSÁRIO

Amostra de calha – cascalhos que retornam do poço, carregados pelo fluido, que passam pela peneira e que são coletados, segundo um procedimento determinado pela geologia, para terem sua litologia e propriedades físico-químicas analisadas.

Bit Record – registro das brocas utilizadas em um poço, contendo principais características, resultados atingidos e parâmetros operacionais. O banco de dados da empresa deve conter as informações mínimas fornecidas pelos Bit Records de cada broca utilizada: campo, poço, data de retirada, número de série, diâmetro, profundidade de saída, metros perfurados, horas de rotação ou de broca-fundo, taxa de penetração, custo métrico atingido, parâmetros utilizados durante a perfuração, desgaste IADC, inclinação de entrada e saída, tipo de lama, peso do fluido utilizado etc. Um banco de dados avançado pode ainda conter informações relevantes como preço da broca, custo métrico produzido, IADC, diâmetro do cortador, e adicionalmente sinalização (*flags*) dos elementos principais do BHA, formações atravessadas, litologias, fotografias etc. Estas informações serão valiosas para a posterior análise de um parâmetro e seu correspondente efeito no desempenho da broca.

Broca de PDC – broca que usa como elemento de corte cilindros confeccionados com uma capa de diamante sintético para resistir à abrasão, prensada sobre um elemento de carbetto de tungstênio para conferir resistência ao impacto. Os PDC's se desgastam por uma combinação de abrasão e impacto e má dissipação de calor, neste caso por modificações da cadeia de carbono que implicam na diminuição da resistência à abrasão.

Broca tricônica de dentes de aço – broca que possui três cones móveis, normalmente forjados e fresados de modo a formar dentes longos, que posteriormente são recobertos com materiais que conferem maior resistência à abrasão que o aço.

Broca tricônica de insertos – broca que possui três cones móveis, normalmente forjados, fresados e perfurados, que posteriormente têm insertos de carbetto de tungstênio inseridos nos orifícios.

Classificação IADC – convencionou-se em 1992 (MCGEHEE et al., BRANDON et al.) a adoção de caracteres para expressar tipos de brocas similares de diferentes fabricantes, tendo sido criada uma nomenclatura para brocas tricônicas e outra para brocas de cortadores fixos. Para brocas tricônicas toma-se por base a dureza da formação a ser atravessada, consideram-se características da estrutura de corte (dentes de aço ou insertos), tipo de rolamentos e existência de selos para sua vedação, e modo de utilização (motores de fundo, mesa rotativa etc.). Por exemplo, uma broca de IADC 517 se refere a uma broca de insertos para formação média, dentro das formações médias a mais branda, com rolamentos selados ditos sem fricção. Já a classificação IADC de brocas de cortadores fixos caiu em desuso por não expressar características importantes introduzidas pela indústria de brocas PDC ao longo dos anos, como tamanho de cortadores, número de aletas, proteção de calibre, arquitetura das lâminas, entre outras hoje existentes. Informalmente, por não haver consenso entre fabricantes, o mercado adotou **M** para expressar broca feita em matriz de carbeto de tungstênio (*matrix*) ou **S** para broca de aço (*steel*), seguida de dois números para expressar a quantidade de lâminas e outros dois para o tamanho do cortador principal; assim, M0716 retrata uma broca de PDC com corpo de matrix, sete lâminas e que usa cortadores de 16 milímetros.

Correlação – em estatística descritiva o coeficiente de correlação de Pearson - ou simplesmente "**r** de Pearson" - mede o grau da correlação entre variáveis de escala métrica. A análise correlacional indica a relação entre duas variáveis lineares e os valores de **r** sempre serão entre +1 e -1. Valores de **r** (positivos ou negativos) iguais ou superiores a 0,7, indicam uma forte correlação; se entre 0,3 a 0,7, há indicação de correlação moderada, e entre 0 a 0,3 considera-se fraca a correlação. Quando **r** = 1 significa que há uma correlação perfeita positiva entre as duas variáveis, ou seja, se uma aumenta, a outra sempre diminui. Se **r** é muito baixo ou igual a zero, as duas variáveis podem não depender linearmente uma da outra, ou ainda pode existir uma dependência não linear.

Curva de Aprendizagem – termo usado para expressar a aquisição de experiência na execução de uma tarefa. Pode descrito textualmente ou apresentado

em tabelas e/ou gráficos, de modo a demonstrar ao longo do tempo redução de custo, tempo de execução etc. para se chegar a uma meta.

Desgaste IADC – convencionou-se, a partir de 1992 (MCGEHEE et al., BRANDON et al.) a adoção de 8 caracteres para expressar os desgastes de uma broca de perfuração, respectivamente: estrutura de corte interna, estrutura de corte externa, característica principal deste desgaste, sua localização na broca, desgaste dos rolamentos (se forem de partes móveis), do calibre, característica secundária do desgaste e finalmente a razão pela qual a broca foi retirada do poço.

HR – horas de rotação da broca; medida importante para a avaliação da vida útil dos rolamentos de brocas tricônicas, diferente de broca-fundo.

Manobra – operação de retirada de uma ferramenta do poço para a descida de outra para execução de operação consecutiva. O autor vincula o tempo de manobra para troca de uma broca à sua profundidade de entrada no poço; o tempo de manobra é, deste modo, zero no início da perfuração.

Mud Log – gráfico que contém o perfil do poço perfurado, geralmente trazendo a análise da amostra de calha, tempo gasto por metro, parâmetros principais utilizados, entre outros dados; é muito valioso para interpretação de resultados de brocas como para a programação de poços vindouros.

MWD – ferramenta de medição de parâmetros em tempo real à medida que se perfura (*Measure While Drilling*), que na geração tecnológica atual utiliza pulsos de pressão para transmitir informação em linguagem binária.

Poços de correlação – poços geralmente indicados pela geologia para ser tomados como comparação a outro a ser perfurado no mesmo campo, área ou bacia, por ser provável que possua estrutura geológica similar; suas operações, resultados, análises de amostras de calha e perfis são utilizados para avaliação do que deve ser o poço seguinte.

RSA – estudo para determinação indireta da resistência à compressão da rocha (*Rock Strength Analysis*), que utiliza valores obtidos na perfilagem do poço.

RSS – *Rotary Steerable System* ou Sistema Rotatório, tipo de ferramenta de fundo de poço que vai conectada logo acima da broca; utiliza um sistema de geodirecionamento para orientação em 3D, e sistemas de aletas móveis

ou de eixos com movimentos excêntricos que permitem perforar uma trajetória pré-estabelecida no Programa Direcional do poço.

Tool Pusher – encarregado de operações de uma sonda; trata-se de um profissional que tem grande experiência e conhecimento, bem a como liderança necessária para conduzir profissionais especializados em operações contínuas, muitas vezes em condições adversas; sob sua pessoa recai grande parte do sucesso no desenvolvimento do poço.

TBF – tempo de broca-fundo; a diferença entre **TBF** e **HR** (horas de rotação da broca) está em que a primeira inclui conexões, tempos de aferição e pequenos tempos perdidos, enquanto que a segunda medida refere-se apenas ao tempo em que a broca está efetivamente no fundo do poço produzindo avanço; é importante a verificação da sistemática adotada pelo operador durante as operações para uniformização do conceito de horas gastas na perfuração do poço.

1. INTRODUÇÃO

1.1 Apresentação do Problema

Saber o momento de trocar uma broca desgastada, que está no poço, pode significativamente reduzir custos, o que pode ser bastante importante em locais de altos custos. Ainda assim, as técnicas correntes estão baseadas mais em especulação e esperança do que na ciência. (WAUGHMAN; KENNER; MOORE, 2003)

O comentário em epígrafe, feito em uma publicação da SPE (*Society of Petroleum Engineers*), reflete um ponto de vista muito mais antigo – e ainda corrente – sobre a “especulação” a que corresponde tentar tirar uma broca do poço no momento correto. Esses autores afirmam que a programação bem-sucedida das brocas para perfurar um determinado poço, bem como o momento mais oportuno de se ordenar a retirada da mesma para troca, está mais ligada à experiência de pessoas trabalhando no campo onde está situado o poço do que a um método que permita a uma pessoa de conhecimentos mínimos fazer essas escolhas.

Diversos métodos têm sido desenvolvidos para perfurar ao menor custo uma determinada litologia, em um local específico em terra ou no mar e a uma determinada profundidade, bem como encontrar um modo de decidir o momento certo de retirar-se uma broca do poço.

WILSON E BENTSEN (1972), na 47^a Reunião Anual da SPE, sugerem três modelos matemáticos para estimar quantitativamente o efeito de alguns parâmetros-chave envolvidos na perfuração, concluindo que o peso sobre a broca (PSB) e a rotação da coluna (RPM) são os fatores mais importantes, classificando ainda como importantes, porém secundários, as propriedades da lama de perfuração e o tipo de broca. A partir desse ponto, sugerem três modelos de complexidade variada: o primeiro minimiza o custo métrico durante a perfuração de uma broca; o segundo minimiza o custo em um determinado intervalo; o terceiro, de uma série de intervalos. Segundo os autores:

Os modelos matemáticos disponíveis em nossos tempos têm a desvantagem de incluir parâmetros que variam conforme as condições de operação, ou seja, mudanças no tipo de broca ou nas propriedades de fluidos alteram os parâmetros. Assim, qualquer experimento interfere com os procedimentos de otimização. De todo modo, assumindo que as condições de fundo sejam mantidas de poço a poço (...) os métodos desenvolvidos, se utilizados com cuidado, podem servir como guias para boas práticas de perfuração, sendo que a economia gerada pode ser considerável.

No início da década de 1980, o mercado nacional não oferecia mão-de-obra especializada insuficiente para a prospecção de petróleo e gás, a despeito da exploração no país desde a década de 1950, sendo necessário à Paulipetro (consórcio IPT-CESP), criada no Estado de São Paulo em 1979 para a prospecção na Bacia do Paraná, a contratação de encarregados e operadores já aposentados, bem como trazer estrangeiros para funções eminentemente operacionais do tipo encarregados de sonda (*tool pushers*), sondadores, etc. Aos poucos, alguns cargos foram sendo preenchidos por operadores novos que receberam treinamento, principalmente o de sondador.

Ao mesmo tempo, houve busca de rápido desenvolvimento de mão-de-obra de engenharia e geologia, preparando-se profissionais para assumir a administração das atividades no campo. No caso específico da Paulipetro, era extremamente difícil a prospecção na Bacia do Paraná com a experiência e os recursos técnicos existentes à época, como se pôde observar logo nos primeiros poços perfurados.

Cedo eclodiu um conflito entre a antiga geração de encarregados de sonda, com experiência, com os novos engenheiros e geólogos, preparados por jovens professores da Petrobrás, muitos dos quais viriam a ser os primeiros doutores em Engenharia de Petróleo do Brasil. A quase totalidade dos encarregados era aposentada, oriundos de uma época em que não existia tanto enfoque em custos (BRETT, 2007), sendo sua principal preocupação a continuidade e a consistência técnica das operações. Sua larga experiência de trabalho em sondas embasou as decisões tomadas nos primeiros poços. Em sua maioria, os encarregados e sondadores haviam trabalhado com litologias e formações geológicas da Bahia, com

dificuldades operacionais diferentes. A nova geração aos poucos ocupou espaços nas rotinas de operação, complementando as deficiências de falta de vivência no campo com a experiência dos encarregados.

Mudanças de concepções implicam, necessariamente, nova forma de ver e compreender a realidade, outros modos de atuação para obtenção do conhecimento, transformações do próprio conhecimento, alterando-se as formas de interferir na realidade. O método científico é historicamente determinado e só pode ser compreendido desta forma. O método é reflexo das nossas necessidades e possibilidades materiais, ao mesmo tempo em que nelas interfere. Os métodos científicos transformam-se no decorrer da História. (...) Assim, as diferenças metodológicas ocorrem não apenas temporalmente, mas também num mesmo momento e numa mesma sociedade.
(WILSON; BENTSEN, 1972)

A introdução dos conceitos de Engenharia de Perfuração nesse contexto, foi inicialmente um choque cultural entre os profissionais que chegavam às sondas e os que ali estavam, mas que se mostrou positiva para a atualização dos profissionais aposentados e, mais tarde, para a aceleração da curva de aprendizagem dos novos profissionais que entravam no mercado.

Em 1984, a UNAP – União Nacional de Petróleo – participava de uma campanha de uma longa série de poços perfurados pela Petrobrás no campo de Riacho da Barra, estado da Bahia. Este autor, então Engenheiro de Sonda, notou que alguns resultados pareciam demonstrar similaridade nas metragens perfuradas em relação a brocas anteriormente descidas em outros poços, no número total de horas de operação e também nas taxas de penetração média atingidas. Esses resultados pareciam apresentar-se como elementos variáveis de uma mesma função matemática previsível, onde os elementos em comum eram as profundidades de saída das brocas em seus poços e os topos das formações geológicas, dispostas regionalmente em profundidades muito próximas.

Na ausência de computadores ou planilhas eletrônicas, os resultados do desenvolvimento do campo eram à época plotados em papel milimetrado, formando

padrões com o adensamento dos pontos, mostrando que seria realmente possível esperar um determinado comportamento das brocas que no futuro fossem descidas naquele campo.

A discussão desse trabalho à época tinha marcas típicas do ineditismo: falta de referências bibliográficas e de precedentes no mercado de petróleo; pouca credulidade com a validade dos resultados atingidos; falta de interesse da empresa (por não ser a atividade-fim do trabalho na sonda); e curiosidade e surpresa para os que se interessaram em avaliar o progresso dos estudos em Riacho da Barra.

Em 2005, a oportunidade de um trabalho de mestrado trouxe o tema novamente à tona, visando sua publicação e divulgação formal.

Entre os procedimentos de perfuração de um poço de petróleo, o momento correto da retirada da broca do poço ocupa uma posição-chave entre as decisões importantes para o sucesso do empreendimento. Retirar uma broca *após o momento correto* implicará, na maioria das vezes, em conseqüências palpáveis e visíveis, como verificar que se correu grande risco deixando uma broca perfurando além de seus limites (figura 1). A foto apresenta cones de uma broca quase soltos, exibindo punções no aço dos cones em função de ter trabalhado sobre insertos de carbeto de tungstênio quebrados e em formação dura; este cone não caiu no poço por ter sido retirada a tempo de se evitar um acidente e prejuízos para o operador. Mas também poderá implicar em um acidente no poço que exija intervenções para a pesca de partes deixadas no fundo (figura 2). A foto exhibe uma broca que deixou os tres cones no poço como resultado de má operação, trazendo prejuízos para o operador. Os cones precisaram ser pescados para que a operação de perfuração prosseguisse, sendo gerados tempos perdidos em manobras sucessivas até que se possa considerar o poço limpo.

Figura 1 – foto de broca retirada tardiamente, apresentando um cone solto, insertos de carbeto de tungstênio quebrados, marcas da ação dos fragmentos no aço; o cone está prestes a cair, o que poderia ocorrer caso houvesse continuidade da operação de perfuração, com imprevisíveis prejuízos.

Em uma hipótese não menos drástica, mas penosa para o contratista do serviço de perfuração, por vezes há um aumento ignorado de custo ao se trabalhar com brocas gastas ou que apresentam baixo rendimento, aparentemente normal aos operadores na superfície, mas que não se justifica economicamente mantê-las no poço. Uma broca nova daria um rendimento muito superior, e como veremos mais à frente, o custo operacional descrece quando o rendimento é superior.

Retirar a broca *antes do momento correto*, por outro lado, implica na perda de potencial se ela continuasse no poço, pois ainda guardava propriedades tecnológicas e de afiação que a permitiriam continuar perfurando. Essa ação é chamada informalmente de “retirada verde”, interrompendo um investimento que não se consumiu totalmente ao sacar uma broca com estrutura de corte que poderia prosseguir produzindo. Uma vez retirada, de modo geral sua volta ao poço não é economicamente justificável, pela expectativa de vida útil insuficiente para compensar uma nova manobra de descê-la e fazê-la render.

Figura 2 – broca de perfuração que perdeu os três cones, resultado de má operação; os cones caíram no poço, levando a uma pescaria para que a operação pudesse seguir, com prejuízos para o operador.

1.2 Revisão Bibliográfica

1.2.1. Pequeno histórico

A exploração de petróleo no Brasil, até o ano de 1953, foi movida pelo entusiasmo de pesquisadores com pouca metodologia, através de iniciativas do Serviço Geológico e Mineralógico Brasileiro (SGMB) e do Departamento Nacional da Produção Mineral (DNPM), com a concessão de áreas de pesquisa nos estados da Bahia, Maranhão e São Paulo, entre outras áreas.

Em 1938 descobriu-se petróleo em Lobato, na Bahia, o que levou à criação do CNP – Conselho Nacional de Petróleo em 1939. Em 1953 foi criado o monopólio da União, e como resultado de campanha popular, iniciou-se a exploração do petróleo com a criação da Petrobrás. As reservas de petróleo nacionais eram, em 1953 de 11,7 milhões de barris.

Em 6 de agosto de 1997, foi extinto o monopólio da União na exploração de petróleo e criada a Agência Nacional de Petróleo (ANP), passando-se a uma nova fase de exploração e produção, onde a Petrobrás tem importante papel pela tradição, conhecimentos, capacidade de investimento e foco, tendo sido permitida a

entrada e investimento de empresas estrangeiras no mercado nacional, bem como a formação de novas empresas brasileiras tendo como foco a exploração de pequenos blocos ou de campos maduros (BRANDÃO; GUARDADO, 1998).

1.2.2. Mercado produtor e consumidor do bem mineral no Brasil

As reservas nacionais demonstradas de petróleo da Petrobrás são de 14.900 milhões de barris de óleo equivalente (boe), sendo 12,3 bilhões de boe de óleo e o restante de LGN e gás natural (PETROBRÁS, 2005, 2006).

A União detém 56% do capital acionário ordinário da Petrobrás, sendo o restante composto de investidores institucionais e particulares brasileiros e estrangeiros, bancos, fundos etc. O ativo total da empresa, no 2º trimestre de 2006, estava avaliado em R\$ 162x10⁹.

Atualmente, a produção nacional de petróleo gira em torno de 2,0 milhões de barris por dia, o que teoricamente seria suficiente para o consumo nacional, e mais 370 mil boe de gás, constituindo-se na bandeira que a Petrobrás acena como sendo de “auto-suficiência” do país. No entanto, devido ao perfil do petróleo produzido no Brasil, principalmente de óleos pesados, é necessária importação para blendagem antes que venha a ser processado nas refinarias, o que exige importação de óleo leve. Isso indica que, se o volume produzido no Brasil é suficiente para o mercado nacional, a ausência de importações inviabiliza a atividade econômica nos níveis atuais. Adicionalmente, o Brasil ainda não é auto-suficiente em gás.

A evolução dos estudos de modelagem matemática, tanto de rochas-reservatório como de bacias sedimentares, desenvolveram-se na década de 80 devido à necessidade de melhorar a recuperação de petróleo em acumulações já conhecidas. Com o aumento da capacidade dos computadores de processar grandes volumes de informações, pode-se hoje propor aumento das reservas pela interpretação de modelos estratigráficos que conduzem a melhores prognósticos de reservatórios, rochas geradoras e configurações de trapas ainda não encontradas (SUGUIO, 2003).

1.2.3. Tendências na exploração e consumo mundial de petróleo

O consumo de petróleo não pára de crescer ao longo dos anos. A humanidade vem utilizando mais e mais energia para sustentar o modelo desenvolvimentista adotado pela sociedade moderna. No entanto, alguns estudos procuram demonstrar que se está chegando a um limite entre aumento da demanda, disposição para pagar preços mais altos pela fonte de energia, descoberta de novas reservas e a produção de petróleo propriamente dita.

Gráfico 1 – Consumo anual de derivados de petróleo a partir dos anos 30, proposto por Ali Samsan Bakhtiari (BAKHTIARI, 2005).

No gráfico proposto por Bakhtiari, estão retratadas uma curva de previsão de aumento e declínio do consumo de petróleo e outra com o consumo real mundial. Segundo o autor, a partir de 2015 a sociedade passaria a encontrar nos preços altos do petróleo razões para buscar fontes alternativas, cujas pesquisas e produção são inviáveis em tempos de petróleo barato.

Verificaram-se picos de consumo na década de 70 e nos anos recentes. Este último pico surgiu por necessidades criadas pela sociedade moderna, que terminaram se refletindo em aumentos de preços e na deflagração de guerras.

O ajuste à curva, conforme proposto pelo autor acima, poderá vir por agravamento dos altos preços internacionais verificados nos últimos 24 meses, bem como por reclamações da sociedade pelos efeitos da queima de combustíveis no meio ambiente.

As ferramentas de um mercado auto-regulatório em nível mundial fariam, se o modelo estivesse correto, com que os preços caíssem, enquanto outras forças, interessadas em remuneração alta e imediata pelo bem mineral, buscariam manter os preços elevados.

1.2.4. Preço de petróleo ou gás

O preço do petróleo é hoje determinado por uma série complexa de fatores. Entre eles, estão:

- entendimentos entre os países integrantes da OPEP para formação de cotas de produção;
- estabilidade política no Oriente Médio e em países ou regiões de produção expressiva, a exemplo da Venezuela;
- previsão de temperaturas baixas durante o inverno nos países frios;
- anúncio de novas descobertas que tragam aumento das reservas, porém que têm perdido ritmo ao longo das décadas;
- novas tecnologias de prospecção e produção em águas profundas, o que traz aumento das reservas;
- novas tecnologias de produção de óleo de baixo grau API (óleos pesados), bem como de recuperação secundária em reservatórios parcialmente depletados;
- entendimentos mundiais para redução de consumo de fontes de energia fósseis;
- viabilidade econômica de utilização de novas técnicas de geração de energia.

1.2.5. Limitação no número de publicações específicas de otimização de perfuração

Com as bases deste trabalho iniciado em 1984, porém sem embasamento ou orientação nos moldes clássicos de mestrado ou doutorado, a direção tomada para seu desenvolvimento foi de ordem puramente prática, com resultados expressos em papel milimetrado. Na bibliografia da área, WARDLAW (1961) já havia feito várias propostas para análise de resultados obtidos no campo, associando parâmetros operacionais e resultados. Apesar de interessante e bastante ampla a abordagem,

raras vezes essa visão saiu do ambiente acadêmico para alcançar a prática operacional das sondas ao longo dos anos.

DEANE; DOIRON; TOMPKINS (1984) publicaram em 1984 um sistema de avaliação de otimização de perfuração baseado na seleção de brocas, comparando resultados de tricônicas de insertos que possuem rolamentos de roletes *versus* brocas tricônicas com mancais *journal* (MCGEHEE et al., 1992a e 1992b) que são brocas sem roletes usando apenas buchas de baixa fricção. Em seu trabalho estabeleceram associação da profundidade de saída destas brocas tricônicas com seu código IADC (MCGEHEE et al., 1992a; MCGEHEE et al., 1992b; BRANDON et al., 1992b) visando determinar qual a tecnologia de broca mais adequada à perfuração em uma determinada área. Em seguida compararam os resultados em gráficos **Fator em Estudo x Profundidade**.

Estudos independentes deste autor também mostravam que essa parecia ser a melhor maneira de apresentar resultados operacionais. O artigo acima citado trazia à luz análises de horas, metros perfurados, taxa de penetração e custo métrico, buscando demonstrar que a vida útil em horas de uma broca de rolamentos *journal*, com preço muito mais caro que das brocas convencionais, era compensado operacionalmente. Ainda que o investimento para a aquisição da broca fosse bastante maior, o custo final de operação era menor. Esses autores afirmavam sua tese de que, para que esse ganho fosse alcançado, a vantagem técnica da broca – permitir o uso de rotação mais elevada – deveria ser explorada.

“There has been an industry trend towards the use of more journal-bearing tooth bits and fewer roller-bearing tooth bits. However, economic analyses reveal that unless the journal-bearing tooth bit is run at high rotary speed, a reduction in cost per foot will not be achieved with the longer life journal bearing because ROP is more important than bit life in actual drilling cost per foot.” (DEANE; DOIRON; TOMPKINS, 1984)

Os autores não foram capazes, em seu trabalho, de reconhecer os bons resultados proporcionados por brocas convencionais, mas lograram demonstrar a tese acima de que brocas de mancais *journal* traziam benefícios ao operador.

Graficamente isso é demonstrado com retas diferentes atribuídas para cada IADC de broca (MCGEHEE et al., 1992a; BRANDON et al., 1992b) nos gráficos propostos.

Como proposta desta dissertação o autor terá como saída de resultados um gráfico similar ao produzido pelo conjunto de brocas relacionadas no trabalho de DEANE; DOIRON; TOMPKINS (1984). No entanto, ao invés de ser destacado o IADC de cada broca, poder-se-á visualizar quais brocas produziram os menores custos métricos, independentemente de seu IADC.

O resultado da metodologia de otimização proposta, que possibilita isolar e investigar os resultados excelentes, permite identificar as características técnicas das brocas que proporcionaram menor custo operacional, bem como quais parâmetros operacionais, tipo ou peso de lama, etc. contribuíram para o sucesso individual.

1.2.6. Justificativa: a atualidade do tema

As matrizes energéticas desde a década de 80 tiveram preços oscilantes, advindo das grandes oscilações geradas pelas crises mundiais de petróleo, além de seus desdobramentos políticos por conta da posse das reservas (FIGUEIREDO, 2000). Enquanto houver atividade de prospecção e produção de petróleo e gás, haverá modos racionais de redução de custos.

1.2.7. Programa de Poço

Um poço de petróleo ou gás é executado visando atingir camadas litológicas no subsolo que contêm estas matrizes energéticas. Para isto são realizados estudos geológicos e estratigráficos buscando inferir o local com maior possibilidade de acerto, uma vez que os mesmos chegam a custar algumas dezenas de milhões de dólares. Os poços são perfurados e revestidos, utilizando-se para isto tubos de aço de diâmetros gradativamente menores. Visa-se isolar camadas que possam erodir ou colapsar e impedir a continuidade do poço ou, inversamente, isolar formações que produzam fluidos de alta pressão, colocando em risco equipamentos, pessoal e o meio-ambiente. Deste modo finalmente o poço poderá produzir sem riscos o petróleo e/ou gás almejado à profundidade final.

O Programa de Poço corresponde a um documento contendo as especificações mínimas geográficas, geológicas e operacionais necessárias à

perfuração do poço, além do Programa de Brocas e o cronograma previsto para sua execução, sendo um documento controlado e de circulação restrita. Ele não se limita à documentação de suporte, e pode ser complementado por relatórios especiais, perfis de poços de correlação, análises de RSA (Rock Strength Analysis), estudos de fluidos de perfuração, programas de hidráulica etc.

Um bom Programa de Brocas seleciona brocas que atendam aos diâmetros do programa de revestimentos das formações, define profundidades de entrada e saída das brocas, e os desempenhos esperados; contempla brocas com proteções adequadas à abrasividade, argilosidade e dureza da formação, e seleciona características adequadas para programas direcionais, ferramentas constantes da coluna, minimização da vibração gerada etc. A broca é o artefato que executa a abertura do poço propriamente dito, sendo necessária suficiente resistência à abrasão e impacto para que dure todo o tempo requerido à travessia de uma seção inteira, o que muitas vezes não é possível.

Para se adequar à litologia atravessada podem ser necessárias brocas de tecnologias diferentes. Existem basicamente brocas com partes móveis, com três cones e dentes de aço revestidos, ou três cones e insertos de carbeto de tungstênio, e ainda brocas sem partes móveis, que usam como elementos de corte diamantes sintéticos, diamantes naturais, PDC's (Policristalline Diamond Compacts) ou a combinação destes.

A experiência dos poços de correlação perfurados nas proximidades é a melhor ferramenta para construção dessa programação: os *Bit Records* (Registros de Brocas), os perfis de diversos tipos em tempo real como MWD (*Measure While Drilling*) ou registros a cabo após a perfuração, as interpretações de RSA (*Rock Strength Analysis*) e a análise de litologia da calha formam a base que subsidia decisões para os poços seguintes.

Em médio e longo prazo, computadores mais potentes e programas amigáveis (SAPUTELLI et al., 2003) poderão facilitar a montagem de um bom Programa de Brocas por usuários com um mínimo de conhecimento específico (WAUGHMAN; KENNER; MOORE, 2003). Em tempos de preços crescentes de matrizes energéticas, há grande encarecimento das taxas operacionais e conseqüentes dificuldades de contratação de pessoal especializado, equipamentos de perfuração e de elevação. Em tempos de crise de preços, com margens operacionais pequenas, as soluções para que os poços atinjam os objetivos nos

menores tempos e custo são igualmente indispensáveis não apenas para a otimização dos tempos produtivos, mas também para redução de tempos não-produtivos e eliminação de tempos perdidos.

1.2.8. Boletim Diário de Perfuração

Trata-se de um documento contendo as informações relevantes relativas às operações executadas no dia anterior em um poço, operações estas balizadas no Programa de Poço.

São documentos controlados e de circulação restrita, sendo normalmente vetado o seu envio para fora do ambiente das empresas operadoras. As informações relevantes da área operacional servem como substrato para análises das ações levadas a efeito no dia anterior, para a programação de operações de curto prazo, ações corretivas, referência para consulta em poços em desenvolvimento no futuro etc., e também para o atendimento de exigências de órgãos governamentais. Boletins complementares são gerados diariamente para retratar as atividades do poço, a exemplo dos boletins de fluidos, da geologia, de cimentação, do direcional etc.

A totalidade desses boletins faz parte de uma extensa base de dados que serve para a avaliação final da operação, incluindo a análise de tempos, estudos econômicos, desvios de operação, operações anormais, acidentes de poço, lições aprendidas, avaliação do modelo geológico estabelecido a partir dos perfis geosísmicos e poços de correlação, estabelecimento de diretrizes para a produção do poço ou seu abandono etc.

A análise dos tempos de operação é, assim, de grande importância para a Avaliação Econômica, pois ela servirá para direcionar as ações corretivas (DEMING, 1990; MITCHELL, 2001) em sistemas tipo PDCA (Plan, Do, Check, Act).

1.2.9. Bit Record

O *Bit Record* é um documento contendo as informações mínimas relativas às operações de perfuração em um poço, como nome, campo, operador etc., além de número de série das brocas utilizadas, diâmetro, número seqüencial no poço, data de retirada, parâmetros operacionais e de fluidos, desgastes IADC e outras. São documentos sem controle e de circulação menos restrita, sendo normalmente a ferramenta mais utilizada para o desenvolvimento do Programa de Brocas de um poço de correlação. O Bit Record é a principal base do Banco de Dados, e às colunas usuais podem ser acrescentados inúmeros itens relativos a cada broca utilizada como formação, litologia, observações, preço da broca, IADC etc.

Record de Barrenas
PAIS			ESTADO			DISTRITO			REPRESENTANTE PEP			REPRESENTANTE RH			OPERADOR																	
MEXICO			TABASCO			COMALCALCO			VICTOR ROMERO			JOSE AGUILERA			LORENZO SANCHEZ / ROBERTO ORTIZ / ANDRÉS JIMÉNEZ																	
CIA. OPERADORA			CAMPO			POZO			EQUIPO			POZO TIPO			FECHA INICIO			FECHA TERMINO														
IPS / D&M / PERFORLAT			PALANGRE			PALANGRE-5			PEMEX			DESARROLLO / DIRECCIONAL			JUNIO / 2007			NOVIEMBRE / 2007														
COLUMNA GEOLOGICA									LAT						LONG						TIPO LODO											
																					(W)Cal/Polimerico, (O)Emulsion Inversa.											
DATOS DE BARRENAS									PERFORMANCE Y PARAMETROS DE OPERACION														DESGASTE IADC									
Bna. #	Diam.	Cla.	Tipo / IADC	Serie	Toberas	Prof Final	Mts. Perf.	Hrs. Rot.	ROP (m/hr)	PIBna (Ton)	RPM	Lodo			Gasto GPM	Presion Bomba PSI	Desv.	I	O	D	L	B	G	O	R	Litologia						
												Tipo	Peso	VP/PP																		
1	26	RH	EMS11GC 115	B5699	3)18 Cj:19	1000	986	44.0	22.4	8-12	140	W	1.22	-	1040	3400	0.0	2	1	WT	A	EEF	I	NO	TD	Arenas y lutitas						
2	17 1/2	SB	XR+ 115	MY8415	3)20	1433	433	70.0	6.2	15-18	100-140	O	1.35	-	819	2300	0.0	6	3	WT	A	EEE	2	ER	PR							
3	17 1/2	SB	XR+ 115	MY3260	3)18 1)16	1899	466	71.0	6.6	13-18	100-140	O	1.40	-	819	2800	0.0	8	5	WO	M	EEE	2	ER	PR							
4	17 1/2	RH	TIIC 115	EL6788	3)20 Cj:16	2305	406	61.0	6.7	15-19	100-140	O	1.40	-	819	2800	0.0	8	2	WT	M	FFF	2	ER	PR	Arenisca y lutita						
5	17 1/2	RH	DSX124DGV	109948	8)14	2345	40	5.0	8.0	5-6	140	O	1.40	26/16	882	3100	0.0	0	1	CT	S	X	I	RR	DSF	80% arenisca 20% lutita						
6	17 1/2	RH	DSX124DGV	109948	8)14	2498	153	20.0	7.7	6-8	120	O	1.45	26/16	756	2500	0.0	3	5	CT	SIG	X	I	LT	DSF	80% arenisca 20% lutita						
7	17 1/2	RH	DSX913S VS200S	211502 V10030	7)13 2)14	2643	145	25.3	5.7	5-8	160	O	1.47	26/16	819	3500	0.0	4	8	BT	N	X	I	RO	DSF	Arenisca y lutita						
8	17 1/2	RH	RSX816S	213977	8)14	3017	374	47.0	8.0	4-8	120-130	O	1.50	26/20	700	3300	0.0	0	1	CT	S	X	I	RR	TD	Arenisca y lutita						
9	12 1/4	SB	XR+	PF8047	3)22	3040	23	4.0	5.8	5-6	130-150	O	2.05	-	456	2900	0.0	3	2	WT	A	E	I	NO	BHA	Lutita						
10	12 1/4	SB	M616	JW9277	2)12 2)14 4)18	4072	1032	172.0	6.0	3-6	60+150	O	2.05	-	441	4300	11.0	2	1	WT	A	X	I	NO	PR	Lutita						
11	12 1/4	RH	DSX218HJW	103873	6)14 1)15 4)12	4313	241	65.0	3.7	6-7	90+90	O	2.05	47/29	466	4000	22.0	0	1	CT	S	X	I	PN	DMF	Lutita semidura a dura						
12	12 1/4	RH	RSX163DGS	210071	1)16 3)18 2)20	4429	116	27.5	4.2	6-8	160	O	2.05	28/12	466	4300	13.0	0	1	CT	G	X	I	RR	BHA	Lutita semidura						
13	12 1/4	RH	RSX163HGS	209373	3)12 3)13	4801	372	84.0	4.4	5-8	120	O	2.05	38/20	420	4200	16.0	0	0	NO	A	X	I	RR	DTF	Lutita						
14	12 1/4	RH	RSX130DFG	204739	4)10 4)12	4862	61	6.5	9.4	5-7	120	O	2.05	48/27	441	4200	15.0	0	1	CT	G	X	I	RR	DTF	Lutita						
15	12 1/4	RH	RSX130DFG	204739	4)10 4)12	4987	125	24.6	5.1	6-7	120	O	2.05	49/28	441	4200	12.0	0	1	CT	G	X	I	RR	BHA	Lutita						
16	12 1/4	RH	RSX130DFG	204739	4)10 4)11	5445	458	104.0	4.4	6-7	120	O	2.05	49/29	428	4200	11.0	1	1	WT	A	X	I	NO	TD	Mudstone						

Figura 3 – exemplo de Bit Record

1.3 Objetivos

É o objetivo principal desta dissertação estabelecer um método de redução do custo de perfuração em um poço de petróleo, buscando adicionalmente diminuir a necessidade de experiência de um profissional para que o mesmo faça uma correta seleção de brocas para um poço futuro, bem como antecipar o custo mais provável do poço a ser perfurado com base nos poços de correlação.

São objetivos secundários:

- determinar premissas para o cálculo do custo métrico obtido por uma broca durante seu trabalho de perfuração e ao final de sua descida;
- propor um critério para estabelecimento do momento adequado para a retirada de uma broca do poço;
- estabelecer critérios de definição do que possa ser considerada uma broca bem sucedida em seu trabalho;
- detectar informações contidas em um ou mais resultados positivos obtido em uma área, de modo que o mesmo possa ser reproduzido ou superado nos próximos poços na área;
- propor mecanismos de aproveitamento dos resultados – Lições Aprendidas;
- criar um modelo de interpretação dos resultados que possa ser utilizado e manuseado na otimização da perfuração de um campo de petróleo;
- propor a identificação de curvas de aprendizagem (RAMPERSAD; HARELAND; PAIRINTRA, 1993);
- conferir uma formatação científica à metodologia para a redução de custos na perfuração de petróleo que, em um cenário mais amplo, poderia ser utilizada em outras áreas, como a perfuração de bancadas de mineração, sondagem, ou atividades econômicas enquadradas na relação custo *versus* parâmetro operacional;
- Definir uma fórmula para o cálculo do Tempo de Manobra real em operações de retirada da coluna de perfuração para troca de brocas,

que se adeqüe à realidade dos equipamentos e equipe de profissionais que a executam;

- criar um modelo de seqüenciamento de etapas que possa ser utilizado e manuseado na otimização de um campo de petróleo, mas também possa ser utilizado em auditorias de avaliação dos trabalhos operacionais.

1.4 Justificativa

“A indústria de Exploração e Produção de petróleo é caracterizada por grandes aportes de capital, longos períodos de retorno e alta grau de incerteza em relação aos mais importantes fatores como preços de mercado e tamanho das reservas. A tomada de decisões neste cenário de incertezas é um ponto decisivo para se criar valor no negócio. Metodologias que auxiliam na tomada de decisões existem há bastante tempo.” (PEDERSEN; HANSSEN; AASHEIM, 2006)

Lograr encontrar uma metodologia de avaliação de custos métricos implica em fazer uma análise reversa das causas que levaram a que fossem atingidos, procurando meios para repetir os bons resultados. O mesmo vale para os maus resultados, procurando meios de evitá-los. Considerando a dimensão dos investimentos alocados na prospecção de petróleo, uma economia de 5% no custo final dos poços representa no longo prazo uma economia extremamente significativa para as empresas operadoras.

2. DISCUSSÃO DO MODELO

Este trabalho cria um modelo de seqüenciamento de etapas a ser utilizado na otimização da perfuração de qualquer campo de petróleo, e que possa ser utilizado adicionalmente em auditorias de avaliação de propostas técnicas feitas para realizar um determinado trabalho, bem como dos trabalhos operacionais realizados ao longo de sua execução.

2.1 Programação das brocas de um poço

A epígrafe da **Introdução** faz referência à “especulação” sobre o momento mais adequado de tirar uma broca do poço. A determinação desse momento é a base de um programa de brocas para um poço. No entanto, tentar montar um programa de brocas e pretender que ele seja fiel ao que será executado no campo é uma tarefa que os engenheiros têm enfrentado desde longos tempos (GOLDSMITH, 1985). Sem um procedimento científico, restringe-se à experiência de perfuração de outros poços na área. As falhas não são explicadas e os acertos não são convertidos em experiência institucional.

Nessas circunstâncias, o engenheiro de perfuração, para montar seu Programa de Poço, recebe da Geologia uma previsão de coluna litológica. O objetivo inicial, a partir da definição das fases deste poço, será escolher as tecnologias de brocas que lhe pareçam proporcionar o melhor desempenho.

Todas as brocas podem ser descritas a partir de seu desempenho. Historicamente isto tem sido feito registrando-se seus desempenhos em Bit Records, e utilizando exemplos de bom desempenho, em poços de correlação próximos, para justificar a repetição de tipos específicos de broca. Até certo limite esta técnica pode ser efetiva, mas o perigo é que, como nem todas opções possíveis podem ter sido consideradas, não há garantia de que a broca selecionada será a ótima para a aplicação. (CLEGG; BARTON, 2006)

As formações superficiais, mais friáveis e que apresentam risco de se transformar em uma caverna, devem ser revestidas, cimentadas e isoladas.

As formações de baixa resistência ao fraturamento, que podem romper-se por causa de pressão hidrostática inadequada, devem ser isoladas. Finalmente, as zonas não produtoras de óleo e gás ou de baixo interesse comercial, mas que apresentam risco de influxo de fluidos à medida que o poço seja aprofundado, também devem ser isoladas para que não seja contaminado o manancial de petróleo ou gás, bem como não haja riscos de influxos a altas pressões, que à superfície se transformem em influxos de grandes volumes. Cada uma dessas seções exige um revestimento de aço a ser cimentado e ancorado. As fases sucessivas demandam brocas de diâmetros cada vez menores.

O Engenheiro de Perfuração, na execução de um Programa de Brocas, coloca à sua frente alguns *Bit Records* recentes de poços perfurados no campo ou na área e passa a selecionar e incluir em seu programa as brocas com bons resultados. Cada resultado selecionado é pesado e balizado por sua experiência pessoal, que apontará se as horas de broca-fundo atingidas por uma determinada broca poderão ser repetidas, se a metragem atingida por outra broca é passível de repetição, etc. A experiência pessoal tem grande peso nesta decisão.

Finda a etapa de seleção dos melhores resultados, cria-se um programa provável ajustando-se as metragens de cada seção definida pelo programa geomecânico, de modo que as descidas consecutivas em uma fase pareçam passíveis de serem atingidas.

Na realidade, a metodologia nessa etapa seguramente resultará em resultados muito diferentes por pessoas diferentes em função da vivência, experiência, atualização do conhecimento tecnológico, ou até mesmo da preferência pessoal por um determinado fabricante. A esse processo chama-se curva de aprendizagem: quanto mais longo for o tempo para se atingir os resultados ótimos, maior será seu custo para a empresa contratante dos serviços.

Um bom método de pontificação de todos resultados excelentes reduzirá o tempo de aprendizagem e a possibilidade de uso de resultados mal selecionados, bem como permitirá a um profissional atualizado identificar oportunidades de aproveitamento de novas técnicas e saltos tecnológicos da indústria, sem que a falta de experiência seja um impedimento para a confecção de um bom Programa de Brocas.

2.2 O registro dos tempos produtivos

O avanço de um poço de petróleo ou gás é documentado pelo Boletim Diário de Perfuração (BDP), conforme descrito no item 2.8.

Os tempos normalmente são classificados em:

- **Tempos produtivos:** são os tempos de sonda gastos em atividades que trazem progresso direto ao poço, e que incluem perfuração, jateamento (avanço em formações friáveis, como o fundo do mar) e testemunhagem;
- **Tempos não-produtivos:** são os tempos de sonda gastos com atividades necessárias ao desenvolvimento do poço ou que visem à melhoria de sua qualidade, mas sem produzirem avanço ou aprofundamento do poço, onde se incluem manobras, alargamento, repassamento, circulação, registro de inclinação, orientação de motor de fundo, descida de revestimento, cimentação, perfilagem, testes de formação etc.;
- **Tempos perdidos:** são tempos de sonda gastos sem avanços do poço e apenas com incorporação de custos, e que incluem remediamento de situações inesperadas, restauração de determinada etapa do poço interrompida por força maior, quebra de equipamentos, interrupções das operações para reparos, socorro em acidentes de trabalho, paradas por condições adversas meteorológicas ou de mar, pescarias de ferramentas, etc.; podem representar de 20 a 25% do tempo total de um poço (PAES; AJIKOBI; CHEN, 2005).

2.3 Definição de Custo Métrico

Os registros específicos da atividade de perfuração no Boletim Diário de Perfuração, utilizados para a análise econômica, são aqueles ligados à broca em uso ou que saiu ao final de uma determinada operação. Esses dados são posteriormente compilados em um sumário das atividades de perfuração, conhecido como Registro de Brocas ou *Bit Record*, em inglês, como visto acima.

Os dados principais do BDP, sob o ponto de vista técnico e econômico da perfuração, são: número seqüencial da broca no poço, diâmetro, tipo, número de série, profundidade de saída, metros perfurados, horas de rotação, desgastes IADC, e outros dados secundários, mas não menos importantes, como inclinação após à

saída, dados dos fluidos de perfuração, litologia atravessada, coluna de perfuração utilizada, além de observações relevantes relativas a acidentes e problemas operacionais, que podem afetar a avaliação econômica.

Na sua forma mais simples, o custo métrico depende dos custos da broca e da sonda, tempos de rotação e manobra, e metragem perfurada. (BLICK; CHUKWU, 1980)

Assim, o modelo econômico adotado no gerenciamento dos custos de perfuração de poços de petróleo (Barragan, 2007) está baseado na fórmula internacionalmente adotada de Custo Métrico (JACKSON, 2000):

(equação 1)
$$CM = \frac{CB + CH \times (HM + HR)}{MP}$$

onde:

- **CM** é o Custo Métrico (US\$ /m)
- **CB** é o Custo de Broca (US\$)
- **CH** é o Custo Horário de Operação ou Custo de Sonda (US\$ /h)
- **HM** são as Horas de Manobra (h)
- **HR** é o Tempo de Rotação, Operação ou de Broca-fundo (h)
- **MP** são os Metros Perfurados, no Sistema Métrico (m), ou Pés Perfurados, no Sistema Imperial (ft)

Esse é o método mais difundido em todo o mundo para fins de avaliação dos resultados meramente operacionais de perfuração de um poço ou campo de petróleo. Ele contém os custos específicos que envolvem o avanço do poço pela perfuração e elimina problemas oriundos da falta de aplicação da boa técnica para o avanço do poço, como pescarias, tempos perdidos em reparos etc.

Essa metodologia é adequada para os poços onde o Operador compra suas brocas para aprofundar o poço. Em alguns mercados, outra forma de fornecimento de brocas é o *aluguel* da broca por metro em valores conhecidos antecipadamente. Nesse sistema, há necessidade de experiência de ambos, Operador e Fornecedor, para que os preços praticados por metro não representem grande prejuízo para alguma das partes. A análise econômica dessa forma de perfuração não é objeto

desta dissertação, mas a análise econômica não deixa de se encaixar na fórmula acima, bastando substituir-se o valor de CB por preço por metro x metros perfurados.

A decisão correta baseada em análises de risco, corresponde à ciência e experiência do administrador de sucesso para assumi-lo ou para evitá-lo, para maximizar seus ganhos como para minimizar suas perdas. O foco de discussão deste trabalho é nada menos do que a análise de risco, o mais importante fator de decisão em qualquer negócio.

2.4 Análise dos elementos formadores de custo

A aplicação da fórmula de Custo Métrico passa necessariamente por simplificações, uma vez que existem inúmeros fatores operacionais e externos que afetam os tempos envolvidos nas diversas fases de qualquer operação de perfuração.

2.4.1. CB – Custo de Broca

Há inúmeros fabricantes e tipos de brocas, cujos preços variam em função quantidade de insertos ou cortadores, proteção adicional de calibre, custos de insumos, cotação do dólar, tecnologia agregada etc. Os preços das brocas precisam desse modo ser aglutinados por diâmetro e características tecnológicas básicas, e agrupados em função de valores médios de mercado, formando uma tabela simplificada de custos por diâmetro (Tabela 1).

Tabela 1: Custos de broca, por diâmetro e tecnologia

Tipo	6.1/8"	8.1/2"	9.1/2"	12.1/4"	14.3/4"	17.1/2"	26"
Tricônicas de dentes aço	3072	3809	4761	6145	7066	11800	12980
Tricônicas de nsertos	5443	6750	8437	11772	13099	21875	24063
Tricônicas para motores	8811	11976	15422	22986	35254	41616	45778
Diamantes	6400	10000	13000	20000	23000	30000	33000
PDC	20000	30000	35000	50000	65000	95000	105000

Nota: valores em dólares para fins didáticos, com base em experiência do autor

Esta tabela estima os custos do insumo broca em função da tecnologia agregada e do seu diâmetro. Estão relacionados os diâmetros de brocas mais utilizados no Brasil, sendo que há no mundo pequenas variações em função de

tubos de tubos de revestimento específicos, mas que resultam em pequena variação em relação aos valores propostos na tabela. A finalidade desta tabela não é sugerir preços do insumo, mas tão somente padronizar custos para fins didáticos. Pequenas flutuações nos valores acima não terão reflexos significativos nos resultados finais de análise de custos e um refinamento ou detalhamento poderá ser feito pelo operador.

2.4.2. CH – Custo Horário de Sonda

O custo horário é, ao lado do desempenho operacional de avanço, a condição de contorno mais importante na análise do custo métrico. Há, do mesmo modo, inúmeras sondas de perfuração em operação, que possuem equipamentos os mais diversos à disposição da engenharia de poço, com capacidades para a perfuração de poços de 1.000 a 7.000 m de profundidade, e que apresentam custos contratuais muito diferentes, em função da cotação do petróleo no mercado internacional, da capacidade de perfuração, do estado de seus equipamentos, facilidade de deslocamento entre locações etc.

Foram separados, desse modo, Equipamentos de Mar, Sondas de Terra de Pequeno Porte e Sondas de Terra de Grande Porte, cujo Custo Operacional está resumido na **Tabela 2**.

Tabela 2: Custo horário de sondas, por aplicação e capacidade de perfuração

Sonda	CH
Navios e semi-submersíveis	15000
Plataformas, jackups	3000
Sondas de terra 7.000 m	2000
Sondas de terra < 3.000 m	750

Fonte: valores estimados, em dólares por hora, em função de vivência do autor; estes valores são sigilosos por questões contratuais e estão subestimados para a realidade de 2008; as estimativas são fornecidas apenas como referência a estudos de custos, tempos e métodos

O valor de aluguel de sondas ou mesmo os custos operacionais reais são em geral sigilosos por questões contratuais, as estimativas contidas são genéricas e fornecidas como base referencial a estudos de custos, tempos e métodos. Uma análise simples da tabela é suficiente para revelar a imensa atenção que há que se dar aos custos de perfuração em uma sonda no mar, sobretudo a navios e semi-submersíveis de posicionamento dinâmico. Sendo seu custo operacional muito mais

elevado, qualquer redução no Custo Métrico, obtida por aumento da taxa de penetração, pode significar uma economia imensa para o Operador e ganhos para os acionistas.

Em uma sonda de Custo Horário baixo, a economia estará mais ligada ao Custo da Broca utilizada do que propriamente à taxa de penetração por ela obtida. Em sondas de Custo Horário alto, o Custo Métrico sofrerá grande influência de alguns fatores, como Horas de Manobra. Com isso, a vida útil de uma broca passará a ser de vital importância para o sucesso de uma operação. Permanecer muitas horas perfurando traz desafios e consequências negativas, como limpeza do poço ou vida útil das ferramentas de medição (MWD) (PAES; ARAGÃO; CHEN, 2005). Nesse caso, o planejamento adequado é vital para o sucesso da operação.

Em ambas as situações será pago um preço alto pelas Horas de Manobra gastas para mudar uma broca. O ideal é que uma broca inicie e finalize uma fase no poço sempre que isto for tecnicamente ou operacionalmente possível. Desse modo, entendemos que é necessário haver diferentes abordagens ao se otimizarem custos de perfuração em sondas baratas e em sondas caras.

2.4.3. HM – Horas de Manobra

Sob a ótica econômica, as **Horas de Manobra** são consideradas tempo não-produtivo, porque, se não produzem avanço no poço, representam um custo real no orçamento do operador.

Quanto mais profundo fica o poço, mais horas serão necessárias para se retirar a coluna para a troca da broca, descer revestimentos, ferramentas para perfilagem etc. Do mesmo modo que nos dois itens anteriores, há necessidade de simplificação dos custos envolvendo Horas de Manobra. As horas gastas para retirar toda a coluna do poço e voltar com nova broca para reinício da perfuração são função direta do número de tubos que o mastro da sonda suporta, da idade e disposição da turma de plataformistas, do clima, operação no mar ou em terra, habilidade do sondador, número de voltas do cabo passadas na catarina etc., variáveis dificilmente mensuráveis e que também requerem simplificação.

É de uso corrente internacional a fórmula abaixo, que embora citada na literatura, não possui referência bibliográfica que permita rastrear sua origem:

(equação 2)

$$HM = 0,003 \times PE + 1,$$

onde **HM** são as Horas de Manobra para a troca de broca (h) e **PE** é a profundidade de entrada da broca (m) que é baixada ao poço.

O fator 0,003 é originado na média de 3 horas de manobra para cada 1.000 metros de profundidade de retirada da broca, equivale a um fator de produtividade da sonda. A hora unitária somada ao resultado desta multiplicação representa teoricamente o tempo gasto na plataforma para a troca da broca propriamente dita, manuseio dos estabilizadores e outras ferramentas que demandam tempo adicional de manuseio.

Vale a pena comentar que existe a adoção de outras fórmulas para avaliação do tempo gasto em manobras, como as que se seguem:

(equação 3)

$$HM = \frac{PE+PS}{700}$$

ou

(equação 4)

$$HM = \frac{PE+PS}{500}, \text{ onde:}$$

- **HM** são as Horas de Manobra para a troca de broca (h)
- **PE** é a Profundidade de Entrada da broca (m)
- **PS** é a Profundidade de Saída da broca (m)

Os valores 700 ou 500 são fatores de produtividade, originados na divisão de 1.000/700 ou 1.000/500, respectivamente 1,42 ou 2,0 horas de manobra para cada 1.000 metros de profundidade do poço. Não existe previsão de manuseio de BHA nesta fórmula.

Estas fórmulas pretendem estimar, assim, o tempo que seria gasto na retirada de uma broca, ao fim de sua vida útil, para a descida de outra, visando continuar o poço.

Do mesmo modo que estabelecemos abordagens diferentes para sondas caras e baratas, o gasto com manobras em um poço de custo baixo é irrelevante, enquanto que em uma sonda cara tem imensa relevância. Assim, em uma sonda cara não só a taxa de penetração de uma broca precisa ser foco de nossas

atenções, como também sua vida útil. Executar uma manobra completa, de 20 a 30 horas em profundidades elevadas, para a simples troca de uma broca pode representar imenso dispêndio. Nesta situação passa a ser ideal encontrar uma broca que atravessasse uma fase inteira sem manobrar, e que apresente uma taxa de penetração média satisfatória.

São necessárias algumas observações adicionais. Pessoalmente não concordamos com a adoção das duas últimas fórmulas acima para avaliação do Custo Métrico. Em nosso raciocínio, há dois equívocos em ambas as fórmulas propostas acima:

1. O uso de uma fórmula visa conferir simplificações à realidade, a exemplo das fórmulas de **Horas de Manobra**, que servem para, a qualquer momento, simular o custo de manobrar para a descida de nova broca, ou para a descida do revestimento. No entanto, ao se introduzir **PS** (profundidade de saída da broca) em uma fórmula de cálculo de **Horas de Manobra**, introduz-se um valor desconhecido e sem significado no momento da descida da coluna, e que somente será conhecido no momento exato de se decidir sacar a broca do poço. Não se tem noção, para a broca que está sendo descida, qual será sua profundidade de saída. Este valor, adicionalmente, não poderá ser usado durante o acompanhamento do custo métrico, pois **PS** irá variar a cada momento. Nosso ponto de vista, nesse particular, é que as fórmulas utilizadas que contêm **PS** não servem para o acompanhamento do desenvolvimento da perfuração.

2. O uso das fórmulas acima penaliza as brocas que têm bom desempenho. Quanto mais uma broca perfurar, mais ela pagará o custo de manobrar para a descida da próxima broca ou para a descida do próximo revestimento. De modo inverso, a broca que for mal terá menor peso, em seu custo métrico, do valor desperdiçado na manobra, já que avançou pouco e a profundidade de saída pouco cresceu.

Desse modo, reafirmamos nossa convicção na filosofia da fórmula de Horas de Manobra tradicional, ainda que seu uso não reflita fielmente o tempo gasto em manobras com as sondas em operação no Brasil hoje. Na prática, as sondas gastam mais tempo de manobra do que a quantidade calculada pela fórmula. Os diversos possíveis motivos serão examinados no item 5.1 deste trabalho.

3. METODOLOGIA DE TRABALHO

3.1 Operações de perfuração na Bacia do Paraná

Os poços perfurados pela Paulipetro, atravessando o basalto da formação Serra Geral (ver Anexo 1) do período Mesozóico (Litoestratigrafia da Região Sul) e em profundidades maiores, as formações Rio do Rasto e Serra Alta (SUGUIO, 2003) lidaram com formações duras, algumas muito abrasivas. O avanço da perfuração dos poços na Bacia do Paraná era bastante complicado, sendo comuns acidentes de operações, como pescarias, desmoronamentos e outros tipos de dificuldades então não previstas, aos poucos contornadas. O aprendizado foi longo e custoso.

Na fase superficial, ao longo da perfuração da formação Serra Geral, ocorriam desmoronamentos constantes. Mais tarde, concluiu-se que eram devidos a impactos da coluna de perfuração, combinados com a dissolução de sais nas micro-trincas no basalto. Havia incursões (*kicks*) de água no poço quando se atravessava o aquífero dos arenitos da formação Botucatu (*idem*). Eram a seguir atravessadas formações duras e muito abrasivas, fatores que tornavam muito caros e demorados os poços ali perfurados, se comparados com os poços perfurados em outras bacias sedimentares no país.

Na perfuração dessa formação, tentou-se posteriormente substituir-se o fluido de perfuração convencional por ar comprimido e nitrogênio, utilizando-se *boosters* (compressores) gigantescos. Concluiu-se que esse procedimento resultava em ligeira melhora no avanço nas formações duras devido à falta de pressão hidrostática, mas com um custo operacional adicional alto e logística complexa.

Em formações mais profundas, os problemas se multiplicavam: temperatura mais elevada, abrasividade das formações, longo tempo de manobra para substituição das brocas, vida útil reduzida das brocas disponíveis à época etc. As brocas de PDC naquele momento estavam ainda em fase inicial de pesquisa (MARTINS, 1994) meramente científica nos Estados Unidos, somente existindo à época brocas tricônicas de dentes de aço e insertos (WINTERS; DOIRON, 1987), que utilizavam elastômeros convencionais para a selagem dos cones, com vida útil insuficiente para os poços da Bacia do Paraná, o que exigia manobras quase diárias para a troca de brocas.

3.2 A curva de aprendizado: desenvolvendo os resultados iniciais

Em 1981, o autor foi destacado pela Paulipetro, em parceria com o Engenheiro Gilberto Recco, para trabalhar no desenvolvimento de um método para redução dos altos custos operacionais de perfuração. Os resultados foram bastante satisfatórios, publicados no documento “A Otimização de Cuiabá Paulista” (AMORIM JUNIOR, 1980), onde se demonstrou ser possível a redução de US\$ 1.000.000 por sonda / mês em custos operacionais, em relação aos primeiros e difíceis poços perfurados no Oeste do Estado de São Paulo. O trabalho consistia principalmente da aplicação da tradicional fórmula de acompanhamento do custo métrico de perfuração (analisada adiante neste trabalho), onde se procurava definir o momento de retirada da broca do poço ao menor custo de operação. Sua consequência principal era detectar a queda de rendimento da broca antes que seus cones folgassem e caíssem no poço, gerando pescarias e imensos prejuízos. A adequação dos parâmetros e a análise das amostras de calha coletadas eram as principais ferramentas complementares ao acompanhamento do custo métrico. Em outras palavras, a experiência e o conhecimento de perfuração – que traziam os encarregados de sonda aposentados – somada à racionalização do processo operacional, permitiu a geração de resultados finais importantes para a empresa.

3.3 Choque de culturas

Na contramão do trabalho de otimização de custos, estavam a vivência, o paradigma operacional e o *modus operandi* dos encarregados das sondas. A Engenharia de Perfuração foi, inicialmente, um choque cultural para os profissionais de formação mais antiga, mas que se mostrou bastante positiva para as empresas. Isso mostra que a alteração de paradigmas, tanto no desenvolvimento da ciência e da tecnologia, quanto no seu uso, não depende apenas do desenvolvimento de novas idéias, mas de habilidades para a mudança de cultura.

Em 1984, a UNAP – União Nacional de Petróleo – participou de uma campanha de uma série longa de poços perfurados pela Petrobrás no campo de Riacho da Barra, estado da Bahia. Os primeiros resultados pareciam mostrar similaridade nas metragens perfuradas, nas horas de operação e também nas taxas de penetração média atingidas. Esses fatores pareciam mostrar-se como elementos

variáveis de uma função matemática previsível, tendo como coordenadas comuns as profundidades de saída das brocas em seus poços.

Na ausência de planilhas eletrônicas, os resultados do desenvolvimento do campo eram plotados em papel milimetrado, formando padrões com o adensamento dos pontos e mostrando que seria realmente possível esperar um comportamento regular das brocas ainda por serem descidas naquele campo. O ineditismo do trabalho, a falta de referências bibliográficas e de precedentes no mercado de petróleo trouxeram, por um lado, incredulidade e, por outro, curiosidade e surpresa para os (poucos) interessados em avaliar o progresso dos estudos em Riacho da Barra.

Os Engenheiros da Petrobrás, Marcus Gadelha, engenheiro da sonda, e Aroldo Albino Andreatta, na época superintendente do E&P-BA, não apenas apoiaram a iniciativa, como tentaram levar para a empresa estatal o trabalho ali iniciado. Essa iniciativa não teve sucesso por questões políticas de contratação em empresas públicas. A metodologia de tratamento dos dados e geração de gráficos foi mantida viva, tendo sido refinada ao longo do tempo e usada como ferramenta do autor para a venda de brocas. Com o advento dos computadores a tarefa passou a ser mais fácil, reduzindo-se o tempo de preparo de dados e de geração de gráficos, utilizando, inicialmente, o Lotus 1-2-3[®] e, mais recentemente, o Excel[®].

3.4 Coleta e organização dos dados

Com o apoio do engenheiro Aldemir Lacerda, na Christensen Roder, empresa fabricante de brocas e ferramentas de perfuração, foi feito um trabalho sistemático de compilação de resultados operacionais em todo o Brasil. Os dados das brocas utilizadas nas sondas eram coletados nas diversas bases comerciais da empresa. As bases visavam dar atendimento técnico e suporte operacional às necessidades de seu então único cliente, a Petrobrás.

Os dados das brocas dos poços perfurados no Brasil eram coletados mensalmente e os resultados digitados em Lotus 1-2-3. Eram gerados adicionalmente *Bit Records*, folhas com as informações necessárias para que se entendesse o que se passava em cada poço, foco da área de engenharia e da área comercial. Com o aparecimento e aceitação do Excel, as planilhas com os dados em Lotus 1-2-3 foram mais tarde exportadas para esse aplicativo.

Com o aumento do volume de dados e o avanço tecnológico na área dos computadores domésticos, os dados existentes puderam ser gradativamente agregados em bancos de dados, gerando-se ao longo do tempo, dessa forma, imensos arquivos com resultados operacionais. No início, devido a limitações de velocidade de processamento, memória disponível e tempo de gravação de mídia, gerou-se um conflito de culturas no trabalho. A análise dos dados passou a ser mais difícil – e não mais fácil – devido ao tempo dispensado na atualização dos dados ou nos cálculos. Somente com a recente melhoria dos sistemas operacionais e de hardware, esses benefícios foram mais colhidos integralmente.

Por essa razão, até recentemente era necessário e interessante separar dados compilados em arquivos diferentes, que refletissem características regionais das grandes áreas operacionais do Brasil, instaladas nas bacias sedimentares produtoras de petróleo e gás: Bahia, Sergipe-Alagoas, Amazonas, Rio Grande do Norte-Ceará, Espírito Santo terra, Espírito Santo mar, Bacia de Campos e Bacias do Sul (Rio Grande do Sul, Santa Catarina, Santos) (ANP, 2006).

3.5 Utilização dos dados compilados

Ao longo dos anos, o uso dessa metodologia para tratamento dos dados compilados permitiu gerar conclusões extremamente úteis. De um lado, as inferências geraram balizamento técnico a propostas de venda, ficando mais fácil demonstrar às empresas que se estimou o risco de sucesso nas metas propostas. De outro – e talvez mais importante – houve uma redução de custos de operação, com benefícios para todas as partes envolvidas.

Essa metodologia também foi importante para a elaboração de sugestões de utilização de brocas já compradas por clientes, ou seja, que já estavam em seu estoque. Por força de leis de compras de empresas públicas e por opção estratégica de manutenção de estoques de brocas, a Petrobrás favorece compras por meio de licitações de menor preço de aquisição (PETROBRÁS, 2006). Se, por um lado, esse tipo de processo traz transparência às aquisições, por outro, mantém o comprador aquém dos avanços tecnológicos na área de brocas, que, com raras exceções, são mais caras no início da implantação de uma tecnologia de sucesso. A curva de aprendizagem é mais longa e seu custo pode ser muito maior do que a economia gerada com o sistema de compras, dada a ordem de grandeza dos valores

investidos na prospecção de petróleo. O processo de aquisição por licitações é, desse modo, um impedimento ou dificultador no sentido da otimização de custos de perfuração.

A metodologia de otimização aqui proposta tem mérito em um contexto em que o operador adquire e mantém em estoques suas brocas. A redução de tempo em aprendizagem pode trazer uma economia substancial, com a definição dos tipos ótimos de brocas para um campo ou área, evitando compras desnecessárias ou incorretas. A antecipação da produção, que é o objetivo final da atividade econômica da empresa, é obtida com o encurtamento do tempo de perfuração. Esse ganho ainda não foi incluído pelo autor em análises de custo mais amplas.

3.6 Mercados

Em vários mercados, é adotado o contrato de risco, onde se transfere ao fabricante das brocas o risco de fracasso ou sucesso, normalmente havendo um prêmio em caso de sucesso. Esse modo de operação é adotado de modo tímido há alguns anos no Brasil, ainda que, por vezes, seja transferido o risco sem uma bonificação proporcional ao ganho. Nesse tipo de contrato, a quantidade e qualidade de dados disponíveis para análise, bem como a metodologia de abordagem para otimização da operação é de valor imprescindível para o fornecedor de brocas. A experiência e preparo técnico dos engenheiros que suportam as Propostas Técnicas são importantes, pois esse tipo de venda pode trazer grandes perdas ao fornecedor. Como há grande disparidade entre o capital social de um fornecedor de brocas e uma empresa de petróleo, os riscos que se correm em uma operação de perfuração têm pesos completamente diferentes para cada parte.

Em outros mercados, o aluguel é adotado como remuneração do fabricante, sendo pago um valor fixo por metro perfurado em determinado diâmetro; em algumas ocasiões paga-se um valor mínimo por mobilização. Essa forma de contrato é usada nos Estados Unidos e no México, dentro do conhecimento do autor. A otimização de custos pouco interessa ao fabricante de brocas, salvo para definição do risco de utilização de suas brocas em um determinado poço ou área, já que a utilização inadequada ou desastrosa implicará na perda da broca sem a devida remuneração. Está implícito, dessa maneira, que o operador tem domínio do risco que corre e assume um valor ótimo para remuneração do fornecedor. Traz a

desvantagem, em contrapartida, de que o cliente se transforma em utilizador de produtos obsoletos ou de baixa tecnologia. Cabe ao operador, nesses casos, promover a concorrência entre fabricantes para que se utilizem produtos de valor tecnológico agregado mais alto.

Finalmente, existem os mercados de *turn key*, em que o operador assume a perfuração de um poço por um valor pré-determinado. Os ganhos podem ser imensos para o operador, assim como os prejuízos, pois o dono do campo de petróleo transfere ao operador todos os riscos e custos. Nesse tipo de mercado, procura-se dar ao fornecedor de brocas a visão de ser parceiro dos resultados. A otimização e a análise de Riscos e Oportunidades passa a ser prioridade número um nesse tipo de contrato. Os processos de análises e otimização geralmente são feitos por grupos de engenheiros ou consultores especializados (Ellul, 2006).

Assim, a geração de um ou mais resultados satisfatórios em áreas onde o operador perfura geralmente resulta em novas indicações para tentativa de repetição em poços vindouros. No entanto, sem uma metodologia de análise do resultado gerado, a busca pela simples repetição de um resultado isolado passa a ser apenas um objetivo menor, tornando a curva de aprendizagem mais longa em caso de fracasso.

3.7 Dados e resultados

Os resultados desta dissertação são apresentados em gráficos de **Profundidade de Saída da Broca x Valor do Custo Métrico**, sendo os mesmo identificados neste trabalho no próximo capítulo. Adicionalmente, o autor insere nos gráficos acima mencionados uma curva de adequação dos pontos gerados pelos resultados operacionais (*trends*), sendo acatada a sugestão do Dr. Giorgio de Tomi de denominá-la “**curva Amorim**”. Nesse formato, cada ponto do gráfico é gerado pela utilização de uma broca na área ou campo de perfuração em estudo – cada valor individual é denominado neste trabalho como **CMi**.

Esse formato de apresentação em gráficos também é estendido para os outros valores componentes da equação de cálculo do custo métrico: “Profundidade de Saída *versus* Metros Perfurados”, “Profundidade de Saída *versus* Horas de Perfuração”, e “Profundidade de Saída *versus* Taxa de Penetração”. Cada um desses fatores é igualmente utilizado na otimização, visando refinar a análise de sua

contribuição individual para o custo métrico final de cada operação executada. Como anteriormente descrito, essa forma de análise por curvas de adequação é inédita e sua origem vem das primeiras simulações do autor ainda na década de 1980.

A adoção da *curva Amorim* na análise de custos permitirá ao operador, como veremos mais adiante, gerar uma equação para cada campo ou área em exploração, permitindo antecipar os custos de poços futuros com base no estágio tecnológico atual. Permite, em adição, definir objetivos claros e mensuráveis de melhoria, evitando metas operacionais irreais (um fenômeno comum na área de vendas), que contaminam a programação de perfuração, fracassam e acabam por gerar custos desnecessariamente elevados.

4. RESULTADOS

Toda atividade de planejamento requer uma simplificação do universo a ser analisado, seja por observação e acúmulo de informação, pela listagem de fatos por registros escritos ou pela criação de bancos de dados. Independentemente do método adotado para observação e registro, é necessária uma simplificação da realidade em modelos para que possa ser feita a análise crítica do conjunto de fenômenos observados. A fórmula de Custo Métrico expressa pela eq. (1) passa desse modo por simplificações e padronizações necessárias para sua análise.

Os custos de brocas **CB** devem ser padronizados por tecnologia e diâmetro (Tabela 1) e o custo horário **CH** deve ser padronizado por capacidade do equipamento (Tabela 2) ou utilizar-se o valor real fornecido por uma determinada empresa para seus estudos, o que geralmente não ocorre dado o desejo natural das empresas de não tornar públicos seus custos.

As horas de manobra **HM** para troca de brocas também precisam ser padronizadas, pois a medição do rendimento de uma broca através do custo métrico **CM** obtido não pode ser beneficiada ou prejudicada pelo bom ou mau desempenho de uma equipe de plataformistas, ou ainda por deficiências no equipamento, condições climatológicas no momento da manobra, etc. A comparação entre brocas utilizadas em condições idênticas, mas com manobras realizadas por equipes diferentes, conduziria a valores equivocados.

Neste trabalho, denominamos *manobra para troca de brocas* o tempo decorrido entre o início da retirada da broca que finalizou seu trabalho no poço até o momento em que a próxima broca inicie sua tarefa produtiva. Há inúmeros outros tipos de manobra em um poço, como para descida de revestimentos ou para condicionamento de poço, mas não é o objetivo deste trabalho analisá-las. Há ainda outras visões sobre como determinar o tempo de manobra, que fundamentalmente punem as brocas mais eficientes ao usar a profundidade de saída na fórmula de cálculo do tempo de manobra. Além de julgarmos incorreta essa visão, esse método torna impossível o cálculo do custo métrico à medida que se perfura, uma vez que é desconhecida a profundidade de saída da broca. Assim, não haveria, sob essa visão, a possibilidade de realizar monitoração do custo métrico.

Devido às manobras sofrerem influência de diversos fatores, também é necessário tornar o tempo de manobra **HM** previsível. O conhecimento desse tempo

é um fator importante para o planejamento dos custos de perfuração de um poço, pois, à medida que os poços se aprofundam, maior é o tempo despendido com essa operação.

Historicamente é utilizada uma fórmula, que será revista neste trabalho, para retratar os tempos de manobra ao longo da perfuração de um poço. Com o crescente custo dos equipamentos de atividades de perfuração, principalmente *offshore*, torna-se fundamental verificar se a fórmula adotada é válida para as condições operacionais, evitando-se distorções no planejamento dos custos e tempos dos poços.

4.1 Estudo de caso: Análise crítica de operações de manobra em sondas *offshore*

Diversos fatores contribuem para o aumento ou diminuição dos tempos totais de manobra.

Sob o ponto de vista dos equipamentos:

- eficiência de equipamentos para rosquear tubos;
- potência do motor do guincho da sonda (velocidade do guincho);
- número de voltas de cabos nas polias da *catarina* (velocidade do guincho);
- número de tubos estaleirados no mastro ou torre (comprimento da seção);
- existência de *top drive*;
- manutenção preventiva dos equipamentos acessórios, elevadores etc.

Sob o ponto de vista da operação em si:

- utilização de ferramentas adicionais na coluna que exijam tempo de manuseio extra, além de estabilizadores, absorvedores de choque e *reamers*;
- utilização de fontes radioativas em ferramentas tipo MWD (*Measure While Drilling*);
- utilização de ferramentas que exijam *download* dos dados obtidos em tempo real após chegada à superfície, mas que não sejam do tipo MWD;
- considerar as horas gastas com a circulação que antecede a retirada da coluna nas horas de manobra.

Sob o ponto de vista do poço:

- arquitetura e inclinação das fases do poço;
- tipo de fluido utilizado;
- lâmina d'água quando em operações *offshore*;
- formações atravessadas;
- rugosidade das paredes do poço;
- vazão utilizada durante a perfuração.

Sob o ponto de vista humano (GOLDSMITH, 1985):

- restrições de Segurança do Trabalho;
- envelhecimento das equipes;
- terceirização da profissão de plataformista, com uso de pessoas menos experientes;
- processos de seleção e contratação de plataformistas, que tendem a levar em conta o preparo educacional e intelectual, em detrimento do preparo físico;
- adoção de normas de segurança mais rígidas, que conferem menor produtividade à equipe de plataformistas.

Na prática, nota-se que se dá pouca atenção a esse tipo de operação, comparando-se o enfoque dado à produtividade em operações de perfuração. Entretanto, o tempo despendido na manobra para a troca de uma broca perfurando a 4.000 m pode representar grande fração do tempo de vida útil de uma broca ou até mesmo superá-la, sem que se preste a devida e necessária atenção a esta operação.

Um fenômeno raramente discutido na literatura técnica é a ineficiência ou perda de tempo em operações que não são propriamente produtivas. Esse tema pode ser desenvolvido em valiosas dissertações ou teses, podendo propor determinar falhas e pontos de melhorias, com possibilidades de grandes ganhos financeiros aos operadores.

4.1.1. Equações

- A fórmula universalmente aceita para representar os tempos de manobra está representada pela eq. (2) (DYER, 1984). No entanto, o tempo teórico despendido em uma manobra a qualquer profundidade em um poço, também pode ser obtido graficamente, conforme a figura abaixo:

Gráfico 2 - horas estimadas de manobra x profundidade de entrada da broca

Além de servir ao propósito para dimensionar os tempos durante o planejamento de um poço, essa fórmula também é um acessório importante para o acompanhamento das operações de perfuração. O custo métrico obtido por uma broca deve permitir decidir, a qualquer momento, se é mais econômico trocar uma broca gasta ou deixá-la no poço. O custo de se realizar a manobra para descer uma nova broca é parte dessa equação.

Na fórmula de Custo Métrico descrita pela eq. (1), **CM** é o custo métrico (US\$/m, US\$/pé ou R\$/m), **CB** é o custo da broca (US\$ ou R\$), **CH** é o custo horário da sonda mais apoio (US\$/h ou R\$/h), **HM** é o tempo de manobra (h) calculado pela eq. (2), **HR** é o tempo de rotação da broca (h) e **MP** são os metros perfurados (ou pés perfurados, no sistema imperial).

Fica fácil vislumbrar que, quanto mais profundo o poço e mais demorada a manobra, maior será a parcela que o tempo de manobra vai contribuir para aumentar o custo métrico. A elaboração de uma fórmula adequada passa a ser parte do ciclo de verificação e em cima das conclusões obtidas serão tomadas ações cabíveis.

Vale comentar que a fórmula acima não é válida em mercados que funcionam com aluguel de brocas, onde o valor pago por metro perfurado é fixo. A fórmula do custo métrico, em mercados desse tipo, seria então:

(equação 5)
$$CM = \frac{VM \times MP + CH \times (HM + HR)}{MP},$$

onde:

VM = valor pago por metro pelo aluguel da broca.

Não nos deteremos em fazer a análise deste tipo de mercado, que pode ser realizado em trabalhos adicionais ou em um desdobramento desta dissertação. A grande mudança é que o custo métrico está muito ligado à taxa de penetração e, portanto, a análise tradicional não cabe nesse tipo de mercado. Recomenda-se, também nessas situações, um ajuste da análise tradicional, pois, na prática, o que o operador faz é transferir o risco de danos prematuros às brocas (Pearce, 1990) ao fabricante.

4.1.2. Determinação da fórmula para Horas de Manobra (HM)

Utilizou-se, para esta modelagem das operações de manobra, dados reais operacionais de sondas que operaram no Brasil em 2006. Foram adotadas as seguintes condições de contorno:

- manobras unicamente em operações no mar;
- tempos destinados unicamente à troca de brocas, não se levando em conta outros tipos de operações de manobra, como descidas de revestimentos, etc.;
- tempos de manobras iniciadas em um dia e terminadas em outro foram agregados em uma só manobra;
- foram agregados tempos de manobras interrompidas para manutenção, circulação intermediária ou outro motivo externo à operação, e em seguida completadas.

Os dados foram separados em três blocos de operações unitárias:

- retirando a coluna de perfuração (**RC**);
- manuseio de BHA na superfície (**BHA**);
- descendo a coluna de perfuração (**DC**).

Desse modo, o tempo de uma manobra completa será a soma dos tempos de retirada da coluna, manuseio do BHA na superfície, e mais o tempo de retorno da coluna ao fundo do poço:

Retirando a coluna + Manuseio de BHA + Descendo a coluna

ou

(equação 6)

$$HM = RC + BHA + DC$$

4.1.3. Manuseio de BHA

O levantamento de dados mostrou o seguinte resultado:

- manuseios de BHA – 420 operações
- total de horas de manuseio – 2.386 horas

Tempo de manuseio BHA = $2386 / 420 = 5,7$ h/ operação

Os resultados mostram grande diferença em relação ao previsto pela fórmula tradicional em **0,003*P+1**, que prevê tão somente uma hora de manuseio de BHA por manobra. A análise das descrições de operação revelou algumas fontes de origem desta distorção. Percebeu-se, durante a análise dos dados, que alguns finais de manobras – quando a coluna ultrapassa os HWDP's e inicia-se a retirada de comandos – foram classificados como “Manuseio de BHA”. De fato, outros motivos, analisados a seguir, levaram os tempos de manuseio de BHA a serem mais altos que o esperado.

Ainda que alguns tempos possam ter sido mal classificados, na fórmula final essas distorções são compensadas, pois os tempos classificados como “manuseio de BHA” serão desconsiderados de outras etapas de retirada ou descida da coluna.

Foram detectados como principais motivos de longos tempos no manuseio de BHA os seguintes fatores:

- testes de motores;
- troca de motores / turbinas;
- *download* de dados e programação de ferramentas tipo MWD;
- manuseio de fontes radioativas.

Esses tempos são oriundos de manuseio de ferramentas modernas, que em épocas passadas não existiam ou eram ainda incipientes, justificando-se a atualização da fórmula. O histograma de distribuição dos tempos de manuseio de BHA apresenta-se com a seguinte feição:

Gráfico 3 - distribuição de universo de 420 horas de manuseio de BHA

É surpreendente que apenas um pequeno número de eventos tenha levado apenas 1 hora, sendo de 5,7 h o valor médio e 4,5 h o valor mais provável, no pico da curva de distribuição de eventos.

4.1.4. Retirando a coluna (RC)

O levantamento de dados foi plotado em gráfico tipo XY, com a profundidade de início da manobra no eixo X e as horas para o final da retirada no eixo Y, com o seguinte resultado:

Gráfico 4 - tempos de manobra retirando a coluna x profundidade

Os pontos do gráfico acima foram correlacionados em uma reta (correlação linear), obtendo-se a seguinte fórmula:

(equação 7)

$$RC = 0,002 \times P + 2,1$$

A correlação de pontos, no entanto, foi bastante baixa, abaixo de 0,5, quando o ideal, para uma correlação significativa, é que os valores estejam entre 0,8 e 1,0. Isso demonstra que há bastantes fatores atuando no sentido de atrasar algumas manobras e não atrasar outras, percebendo-se, no gráfico acima, dispersão de pontos acima e abaixo da reta.

Proposta do autor: essas distorções são extremamente importantes e é proposta deste trabalho um desdobramento para sua análise, tanto no aspecto

acadêmico, como operacional. Ações corretas decorrentes de suas conclusões podem economizar recursos significativos para uma empresa petroleira.

4.1.5. Descendo a coluna (DC)

Do mesmo modo que sob “retirando a coluna”, o levantamento de dados relativos à descida da coluna foi plotado em gráfico tipo XY, mostrando o seguinte resultado:

Gráfico 5 – tempos de manobra descendo a coluna x profundidade

Os pontos do gráfico acima, correlacionados do mesmo modo que no item anterior, geraram a seguinte fórmula:

(equação 8)
$$DC = 0,002 \times P + 1,3$$

A correlação de pontos também foi baixa (0,507), porém se percebe que a constante **b** em $(ax + b)$ foi menor que para a retirada da coluna, validando o senso comum de que as retiradas de coluna são mais lentas e trabalhosas que as descidas. Essas distorções também serão analisadas posteriormente.

4.1.6. Tempo total de manobra

O tempo total de uma manobra em operações no mar pode, assim, ser previsto pela soma das fórmulas parciais, conforme a eq. (6). No universo amostrado, a fórmula para cálculo dos tempos de manobra seria:

$$HM = RC + BHA + DC =$$

$$(0,002 \times P + 2,1) + 5,7 + (0,002 \times P + 1,3) =$$

(equação 9)

$$HM = 0,004 \times PE + 9$$

Os fatores encontrados são maiores do que os da fórmula tradicionalmente utilizada, podendo-se afirmar, com base na comparação das fórmulas, que o custo das manobras reais pode estar sendo 100% maior do que o previsto.

Considerando-se uma taxa diária de US\$ 180.000/dia de unidades *offshore* no mercado internacional, podemos inferir que uma diferença de 10 a 20% nesse valor seria bastante significativa. A manobra para troca de uma broca a 2.000 m de profundidade levaria hoje 17 horas (US\$ 127.500), contra as 7 horas (US\$ 52.500) previstas pela fórmula tradicional, a um custo adicional de US\$ 75.000 por manobra em relação ao que exprimia a fórmula tradicional.

Gráfico 6 – comparação entre horas estimadas de manobra x profundidade de entrada da broca e horas reais de manobra x profundidade de entrada da broca

Como o tempo de manobra é alocado para o custo operacional da broca, o custo métrico final real será bastante maior que o considerado no planejamento dos poços. Subestimar custos métricos pode conduzir à programação errônea das brocas do poço. Subestimar tempos pode conduzir à frustração de um cronograma ou mesmo das metas de todo um programa.

4.2 Análise do Custo Métrico durante operações de perfuração

O custo da perfuração é constituído por elementos que caminham em direções opostas. Vale a pena determo-nos nesse aspecto para entendermos o raciocínio necessário para otimizar os custos operacionais em determinadas situações.

Uma operação bem sucedida é aquela em que a taxa de penetração é a mais alta possível para a formação que se atravessa. Cabe lembrar que uma determinada tecnologia de perfuração e um determinado nível de energia operacional podem produzir apenas um patamar de taxa de penetração.

Quando os custos operacionais das sondas ou plataformas são muito altos, passa-se a elevar os parâmetros de energia fornecidos à operação, apoiado no uso de bombas de lama mais potentes, tubos de maior diâmetro, top drive etc. e buscar brocas com virtudes tecnológicas que lhes permitam atingir taxas de penetração mais altas, ao mesmo tempo evitando acidentes no poço. Como exemplos:

- cones que se perdem no poço, o que obriga o operador a realizar manobras extras para pescá-los, caríssimas e sem certeza de sucesso (Pearce, 1990);
- perda de calibre durante a perfuração, que exige repassamentos antes que a próxima broca possa chegar ao fundo e recomeçar a perfurar.

As brocas de PDC foram utilizadas inicialmente no Brasil em 1984, introduzidas no mercado nacional pela Christensen Roder. Seu uso foi tímido e incipiente no início do desenvolvimento dessa tecnologia, de cortadores fixos com diamantes sintéticos (BRANDON et al., 1992). Os fatores que limitavam seu uso

foram os altos custos da nova tecnologia, a aplicação limitada a folhelhos e argilas perfuradas com lamas à base óleo, e um paradigma tecnológico diferente.

Seu sucesso, apesar de lento, foi crescente, sobretudo nas Bacias de Campos e, posteriormente, do Espírito Santo e de Santos, onde as unidades operativas têm custos horários muito elevados. Isso exige que a vida útil das brocas seja alta para evitar manobras.

Em 2002, o mercado brasileiro de brocas de PDC já ultrapassava 40% da metragem perfurada e considera-se que hoje o mercado mundial de PDC ultrapassa 50% de todas as operações de perfuração.

O fim da vida útil de uma broca de PDC dá-se por desgaste dos cortadores ou danos à estrutura de corte. Essa certeza permite ao operador arriscar e deixar a broca no poço por mais tempo, em caso de queda de rendimento por mudança súbita de litologia. Ao final de uma intercalação dura ou extremamente plástica, a broca poderá voltar a ter desempenho similar ao que tinha antes de cair o rendimento. Se, passado certo tempo, a broca não voltar a avançar, a coluna deverá ser retirada pois há indícios de que esteja danificada ou inadequada para a nova litologia.

Com uma broca tricônica no poço, cuidados redobrados devem ser tomados, pois se existe o risco de tirá-la “verde”, em boas condições, existe o risco de deixar cones no poço. Por possuírem elementos de borracha para vedação de seus sistemas internos de lubrificação, as brocas tricônicas normalmente não são reutilizadas, a exceção de sondas muito baratas, onde o custo de uma pescaria de cones é menos relevante se comparado ao preço de uma broca nova.

Se, em uma sonda de custo baixo, a manobra para verificação da broca pode ser insignificante, em uma sonda de custo alto, a decisão de seguir perfurando com uma broca tricônica envolve o “pagamento” para a verificação do estado da broca ou o risco da perda de cones. O custo de recuperação de cones é sempre incerto, com sucessivas manobras e tentativas de pesca, sem que se tenha a certeza de que todos os resíduos foram eliminados para a descida da próxima broca. Por vezes é necessário cimentar uma parte do poço e desviá-lo, o que aumenta exponencialmente os custos de uma pescaria.

Assim, na apropriação de custos para a montagem de um banco de dados de um campo, é fundamental que sejam incluídos os custos para triturar cones, descer magnetos, repassar poços descalibrados, ou desviar o poço por falha na

retirada da broca. Infelizmente essa prática não é adotada. Classificam-se os eventos de pescaria como uma anomalia e seus custos são considerados isoladamente.

Com base na eq. (1), analisaremos seus componentes e os reflexos no custo operacional.

4.2.1. Componente Custo da Broca - CB

O preço de uma broca é fixo para um determinado momento e esse valor é rateado pela ação da broca ao desenvolver o poço: quanto mais metros avançar, menor será o custo métrico final realizado:

(equação 10)

$$\text{CM}(\text{broca}) \text{ ou } \text{CMB} = \text{CB} / \text{MP}$$

Um gráfico de **CMB** x **MP** mostra uma curva do tipo $1/x$, iniciando-se à profundidade de entrada e terminando à profundidade de saída (ver gráfico Custo Métrico – fator CB). O custo rateado da broca nunca chega a zero, mas apenas vai sendo reduzido enquanto a broca tenha vida útil para produzir metragem. Pode-se amostrar o custo a cada metro, dez metros, *kelly down* (fim de operação unitária de perfuração de um tubo), etc. Cada novo cálculo gera um novo **CMB_i** para a profundidade atingida (ou metragem total perfurada).

O gráfico a seguir mostra valores de CM calculados a cada 10 metros de avanço por uma broca fictícia.

Gráfico 7 – flutuação do custo da broca em função do seu avanço

Para reduzir-se o custo métrico operacional, com foco no fator **Custo da Broca**, há duas possibilidades:

- usar brocas baratas;
- usar brocas que apresentem vida útil longa.

Cabe lembrar que brocas baratas não agregam virtudes tecnológicas que lhes confirmam vida útil longa. Para minimizar o fator **CB**, é necessário que:

- quando o valor da broca for elevado, ela perfure longas metragens ou seja utilizada em vários poços; seu valor será rateado ao final de várias descidas;
- quando for barata, não provoque tempos perdidos ou custos secundários já explicitados: repassamentos por perda de calibre, perda de partes no poço, necessidade de manobrar a coluna por motivos de hidráulica deficiente etc.

4.2.2. Componente Custo da Manobra – HM

O custo da manobra também é um custo “fixo”, rateado ao longo do desenvolvimento do poço, utilizando-se brocas de vida útil longa. Quanto mais fundo estiver o poço, maior será o custo de manobrar a coluna para a troca da broca e descida da consecutiva.

(equação 11) **CM (tempo de manobra) ou CM_{tm} = (CH x HM) / MP.**

Um gráfico de **CM_{tm} x MP** também mostra uma curva do tipo 1/x, de modo similar ao custo da broca, conforme podemos ver no gráfico 8, mostrando os pontos do componente tempo de manobra de uma broca fictícia.

Gráfico 8 – flutuação do custo da manobra em função do avanço da perfuração

Para reduzir o custo métrico com foco no fator **Custo da Manobra**, há alguns enfoques importantes:

- usar brocas que apresentem vida útil longa ou idealmente que perfurem toda a fase, evitando manobras intermediárias;
- após a descida de revestimento, usar brocas com BHA's que lhes permitam cortar cimento e sapata, e seguir perfurando, evitando uma manobra adicional para esse propósito;
- usar sapatas adequadas ao corte por qualquer tecnologia de brocas, para evitar a descida de uma broca apenas para corte de acessórios de cimentação de revestimento;
- usar brocas que minimizem o risco de perda de partes no poço (cones ou pedaços de lâminas), uma vez que o custo de pescá-las deverá ser agregado ao custo métrico por ela obtido.

Brocas de PDC apresentam risco de dano de seus cortadores em formações inadequadas para as quais foram projetadas, forçando a execução de manobras desnecessárias e/ou perda da broca por aplicação inadequada. Brocas tricônicas apresentam risco de perda de cones, levando a seguidas manobras para limpeza do poço em caso de acidentes.

4.2.3. Componente Horas de Operação – HR

O dispêndio com as horas de operação da sonda, inversamente ao custo da broca, é apenas crescente. Assim, quanto mais tempo a broca permanecer no poço, maior será o gasto com o aluguel da sonda. Esse gasto vai sendo, à medida que o tempo passa e o poço avança, rateado pelos metros já perfurados pela broca.

(equação 12)

$$CMh = \frac{(CH \times HR)}{MP}$$

O que pode não estar visível à primeira análise da fórmula acima é que o fator horas de operação é sensível apenas à taxa de penetração média: à medida que a taxa média aumenta, o custo cai (e vice-versa):

(equação 12 modificada)

$$CMh = \frac{CH}{MP / HR}$$

ou

$$CMh = \frac{CH}{\text{taxa de penetração}}$$

Assim, um gráfico de **profundidade x custo**, exibindo apenas valores de **CMh** de uma broca fictícia, teria aparência como abaixo, com flutuação do custo apenas pela taxa de penetração média.

Gráfico 9 - flutuação do custo da operação em função da taxa de avanço da perfuração

4.2.4. Cálculo do custo métrico

Asseguradas as bases de comparação anteriormente estabelecidas conforme Tabelas 1 e 2 abaixo, e conforme as fórmulas transcritas, estamos aptos a trabalhar com os custos métricos de qualquer broca descida em um poço.

Sendo o custo métrico a soma das parcelas explicitadas entre os itens 5.2.1 a 5.2.3, o gráfico do custo métrico também será a somatória dos gráficos individuais. Durante o acompanhamento na sonda o valor de **CM** é calculado e plotado ponto a ponto, dando ao operador a visão de que a broca está ou não contribuindo para a redução do custo operacional. O gráfico abaixo mostra os pontos que compõem uma curva típica de Custo Métrico de uma broca fictícia x profundidade. A curva apresenta um trecho de decréscimo inicial pelo “pagamento” da manobra e da broca, após o qual segue decrescendo até um ponto em que a taxa de penetração começa a afetar mais fortemente o custo. A partir deste ponto é que a análise gráfica tem grande valor na operação, e o item 5.3 propõe uma discussão mais profunda a este respeito.

Gráfico 10 – flutuação do custo métrico em função do avanço da perfuração

O custo métrico final é obtido no momento da retirada da coluna para descida de outra broca mais eficiente ou pelo fim da fase do poço. Uma broca pode ainda ser retirada para a descida de revestimento, para adição de motor de fundo, ferramentas de leitura em tempo real tipo Measure While Drilling (MWD, LWD), etc.

Não é possível suspender-se uma operação e retirar-se a coluna ao se atingir o custo métrico ideal, que conceitualmente é *o menor custo métrico final que uma operação pode render*. Este valor é ideal, pois será aferido quando haja a certeza de que o próximo custo obtido não irá subir. Caso a operação prossiga e o custo suba já não é mais possível então retirar-se a broca ao custo ideal.

O mesmo vale para o modo reverso: caso se imagine que foi atingido o custo métrico ideal, ao deixar de continuar uma operação sob este critério, não será possível verificar se o metro adicional seria capaz de diminuir o valor de CM aferido no metro anterior.

Mais à frente, é feita uma nova proposta prática para que as brocas sejam retiradas por um custo operacional *mínimo*, o que é diferente de custo métrico *ideal*, como veremos.

4.2.5. Custo de um trecho perfurado pela broca

Tendo-se perfurado um determinado número de metros em um período de tempo, a broca terá logrado uma taxa de penetração **TP**, expressa por **MP/HR**, em unidades de metros por hora no sistema métrico internacional, ou pés por hora no sistema imperial. Essa taxa estará refletida de modo significativo no custo métrico atingido pela broca.

O custo de um trecho entre as profundidades P1 e P2, perfurado por uma broca qualquer, será:

(equação 13)

$$\int_{P1}^{P2} CM = CM_i * MP_i$$

Graficamente, podemos representar o custo de um trecho perfurado por uma área achurada, como o trecho fictício perfurado entre 200 e 660 metros de profundidade abaixo:

Gráfico 11 - custo de um intervalo de **MP** metros perfurados a um custo métrico **CM_{final}**

4.3 Proposta para a retirada de uma broca qualquer do poço

Como se procurou demonstrar acima, em não se havendo modo de retirar-se uma broca pelo custo métrico ideal, um conjunto de ações podem ser tomadas para que a broca seja retirada por um custo otimizado. Algumas dessas ações são adotadas por fornecedores e operadores, não havendo unanimidade ou mesmo aplicação metódica desses princípios.

- Durante toda a perfuração, devem ser monitorados os parâmetros, de modo que, se algum indício for suspeito, deve ser investigado e ser decidida a interrupção da operação ou a retirada da coluna; bons exemplos são picos de torque perfurando-se com brocas tricônicas, caídas de pressão de bombeio, perda de peso suspenso da coluna, etc.
- A cada metro ou intervalo perfurado deve ser calculado o valor de **CM_i**, registrando-se seu valor em uma tabela e plotando-se o resultado em um gráfico para que, no momento em que seu valor subir, após verificar os demais parâmetros de operação, deve-se retirar a coluna; cabe lembrar que, em casos de alta taxa de penetração, é inviável o cálculo do custo a cada metro avançado; na prática, a cada *kelly down* (momento em que o *kelly* toca a bucha da mesa rotativa e é necessário adicionar-se um tubo

adicional) é feito o cálculo do custo métrico; em caso de desgaste normal, as brocas vão se desgastando imperceptivelmente por abrasão e, ao mesmo tempo, as formações endurecendo com o aumento da profundidade, fazendo com que caia o rendimento; os custos operacionais tornam a operação infinitesimalmente mais cara; o balanço financeiro do avanço dar-se-á em redução ou aumento do custo métrico em relação ao valor imediatamente anterior, e seu aumento pode indicar o fim da vida útil da estrutura de corte;

- Após certo número de horas ou de kRevs (1000 revoluções da coluna), retirar-se preventivamente a coluna ao primeiro pico de torque para evitar-se uma possível perda de cones no poço;
- Em caso de não haver dúvidas de ordem operacional, quando houver equilíbrio em relação ao custo métrico anterior, a operação deve prosseguir;
- Propõe-se aqui que, em caso de aumento no custo métrico, seja investigada a mudança de litologia e/ou formação rochosa; se houver mudança efetiva de formação, que se observe uma variação de até 3% sobre o menor valor de CM antes de se decidir retirar a coluna; cabe lembrar que, em uma nova litologia, a broca poderá produzir melhor ou pior em função de sua adequação técnica e, se a taxa atingida na nova formação for constante, o custo voltará a se estabilizar e declinar, indicando que a estrutura de corte está efetiva;
- Propõe-se aqui que, em caso de aumento de CM sem razão aparente, aguarde-se a subida de até 3% do menor valor de CM atingido; esse procedimento é importante sobretudo quando se trata de brocas tricônicas, pois a queda de rendimento geralmente está associada a folgas nos rolamentos, o que faz com que os cones girem sem a precisão para a qual foram projetados; essa trepidação provoca oscilação de torque na coluna, arraste de insertos, vibração, quebra, desgaste de calibre e outros fenômenos que podem culminar em perdas de cones em poucos metros.

Os valores sugeridos acima são empíricos, meramente resultantes da experiência deste autor, não havendo base técnica para seu dimensionamento, e é uma área onde outros projetos podem avançar. No entanto, funcionou sem acidentes

durante os anos de atividade do autor em sondas, o que leva a crer que corresponde a um procedimento de grande valia.

Cabe lembrar também que um aumento de custo da ordem de 3% em CM representa um custo 3% maior de todo o trecho já perfurado pela broca; esse não é apenas um valor pontual, mas que compromete todo o trabalho já executado. Prosseguir com o aumento do custo pode não apenas encarecer o poço, mas muito certamente conduzirá a acidentes.

4.4 Análise gráfica de um conjunto de brocas em um poço

Tendo sido consideradas as bases e os parâmetros que compõem o custo métrico, sejam custos de brocas, custos operacionais, fórmulas de tempos de manobra e fórmulas de custo métrico, poderemos passar ao desenvolvimento do modelo de análise dos resultados obtidos, objeto desta dissertação.

O custo final **C_{final}** de perfuração de um poço, ou seção, será a soma de seus custos métricos **CM_i** multiplicados pelos metros perfurados **MP_i** de cada broca descida:

$$\mathbf{C_{final} = CM1 \times MP1 + CM2 \times MP2 + \dots + CMn \times MPn}$$

O gráfico abaixo representa a perfuração de uma fase hipotética que vai de P1 = 200 a P2 = 1260 metros.

Estão representados graficamente abaixo os custos métricos **CM_i** atingidos por cada uma das três brocas utilizadas, e o custo de cada trecho **CM_i x MP_i** perfurado. O custo métrico final da fase será a soma das áreas achuradas abaixo:

Gráfico 12 - custo de um intervalo perfurado por três brocas

Assim, o custo métrico médio de um poço, ou de uma fase, será a média ponderada das frações das n brocas utilizadas:

(equação 14)

$$CM_f = \frac{CM1 \times MP1 + CM2 \times MP2 + \dots + CMn \times MPn}{MP1 + MP2 + \dots + MPn}$$

Podemos considerar assim, sob o ponto de vista aqui defendido pelo autor, a otimização da atividade de perfuração como sendo *o conjunto de ações tomadas no sentido de minimizar individualmente os custos métricos de cada broca descida no poço*.

Os mecanismos para se atingir essa redução de custos são inúmeros, fartamente descritos em literatura (WARDLAW, 1961; WILSON; BENTSEN, 1972; BLICK; CHUKWU, 1980; DEANE; DOIRON; TOMPKINS, 1984; HAWKES, 1985; PORTWOOD et al., 2001; CLEGG; BARTON, 2006; etc.), que passam pela investigação dos componentes que constituem a coluna de perfuração, propriedades da lama, características tecnológicas das brocas e cortadores, uso de energia específica, medidas para reduzir os diferentes modos de vibração, utilização de cortadores de alta tecnologia, adequação de tipos de brocas ao sistema de rotação da coluna etc.

Como anteriormente descrito, no entanto, a avaliação desses resultados normalmente é feita comparando-se metros perfurados por brocas diferentes, taxas de penetração sem considerar custos, capacidade de orientação para se atingir uma

trajetória do poço etc. Raras vezes, contudo, a redução no custo logrado é mencionada e, quando apresentada, normalmente é feita em comparação com apenas uma ou poucas brocas. Falta um modo de avaliação dos resultados como um todo no campo de petróleo, discutida a seguir.

4.5 Interpolação de pontos

Posteriormente à retirada da broca do poço, os cálculos intermediários de **CM_i** não terão mais valor, salvo em uma auditoria sobre a tomada de decisão de interromper a operação. Os resultados podem ser apresentados, a exemplo dos valores apresentados no gráfico de **CM_is** acima, apenas pelo seu valor final **CM_{final}** ou simplesmente **CM**. Cada broca terá seu custo métrico associado a sua profundidade de retirada.

A idéia de plotar os valores de **CM** atingidos por cada broca em um mesmo campo foi desenvolvida em 1985, inicialmente de maneira não eletrônica, durante o desenvolvimento do campo de Riacho da Barra quando o autor trabalhava na UNAP, conforme anteriormente descrito na Apresentação do Problema.

À medida que evoluíam os trabalhos, percebia-se que os valores plotados não geravam uma curva previsível, linear, logarítmica ou exponencial, aparecendo novos pontos aparentemente erráticos no gráfico, à medida que a profundidade aumentava. Inúmeros são os fatores que podem contribuir para isso: a dureza e a abrasividade das formações são irregulares e não-lineares, os topos das formações atravessadas variam, e as espessuras são variáveis em âmbito regional, ainda que localmente se possam correlacionar. Com isso, os resultados finais (metros perfurados, tempo de operação) não dependiam somente de qualidades técnicas esperadas das brocas, mas de uma correta interação entre as qualidades tecnológicas nelas contidas e as necessidades físicas a serem vencidas no poço.

Buscando ajustar pontos e curvas experimentais dos metros perfurados, horas de rotação e taxa de penetração versus profundidade de saída da broca, foi realizado, com os recursos manuais da época, um conjunto de gráficos de análise de desempenho. Verificou-se que padrões regulares começavam a aparecer à medida que novos pontos eram plotados. A interpolação dos melhores resultados gerou o que, na época, o autor batizou de “*curva ótima*”: eram os valores que queríamos repetir ou melhorar, a meta da otimização. Como anteriormente referido, em 2005,

durante a apresentação do anteprojeto de mestrado ao Departamento de Minas, o professor Giorgio de Tomi sugeriu o nome de “*curva Amorim*”, nome que tomo a liberdade de utilizar neste contexto.

Finalmente, com o aumento do número de pontos plotados, passou-se a operar de forma inversa. Conhecendo-se a tendência da *curva Amorim*, passou a ser possível prever o desempenho de uma broca descida no campo de Riacho da Barra tomando-se o caminho inverso: a partir do universo de pontos já plotados e da curva gerada verificar-se, à profundidade de saída esperada, qual seriam metragem e taxa prováveis para que se realizasse um bom trabalho, antecipando-se ainda o custo métrico final. Em outras palavras, a coleta de dados e a determinação da equação geraram um modelo com a possibilidade de previsão.

Estava aberto o caminho para a otimização da perfuração: um determinado valor de **CMi** que caminhasse para um valor mais elevado do esperado pela curva seria considerado insuficiente e - ainda durante a perfuração - poderia ser revista a série de fatores que contribuíram para este resultado. Pelo lado positivo, à medida que algumas brocas apresentavam bom desempenho, a curva modifica seu formato e apresenta inflexões para valores ainda menores. Estabelecia-se, assim, uma *curva de aprendizagem* não apenas baseada em valores conceituais frágeis, mas em valores financeiros e mensuráveis, com uma base empírica sólida.

Passou a ser possível, então, chegar aos tipos de brocas utilizados e parâmetros operacionais que conduziram aos melhores resultados. Os preços das brocas em si passaram a não ter significado real, mas sim o custo produzido. Uma broca cara poderia resultar em um custo final reduzido, e vice-versa. Foi possível estabelecer uma metodologia para Otimização da Atividade de Perfuração, sendo tomadas ações *no sentido de minimizar individualmente os custos métricos de cada broca descida no poço*.

4.5.1. Resultados individuais

O gráfico de **CM x Profundidade** abaixo apresenta três pontos gerados pelos resultados das três brocas do exemplo anterior, mas exibindo apenas os valores finais de **CM**:

Gráfico 13 – pontos no gráfico representando o custo métrico final de três brocas

Como apenas estes três pontos do custo métrico final interessam ao operador, são eliminados os demais valores de **CM_i** que antecederam à retirada da broca.

4.6 Desenvolvimento da metodologia – Estudo de caso

Para discussão da metodologia e apresentação dos resultados, foram utilizados dados reais de um campo que denominaremos de “**P**”, onde as formações têm uma estrutura regional razoavelmente plana. Esse campo foi selecionado por duas características importantes:

- por estar sendo perfurado há muitos anos contempla várias gerações tecnológicas de brocas no seu desenvolvimento;
- por apresentar problemas operacionais desafiantes, como dureza e abrasividade de suas formações.

Ao longo dos anos, os Registros de Brocas descidas foram coletados e compilados em bancos de dados, registrando-se dados do poço, campo e região, data de saída da broca, número de série e características da mesma, informações sobre o seu desempenho (saída, metros perfurados, horas), desgastes IADC (BRANDON et al., 1992b; MCGEHEE et al., 1992b) após o uso, parâmetros

operacionais utilizados, elementos da coluna de perfuração utilizada (motor, estabilizador etc.), peso e tipo de fluido de perfuração, inclinação do poço à entrada e saída da broca, observações, litologia e, no caso de mais de uma descida, a fração do custo que cabe a cada descida. Adicionalmente, há uma sigla para o fabricante e o preço da broca estimado com base na tecnologia agregada (SINOR; POWERS; WARREN, 1998) e diâmetro (Tabela 1).

O engenheiro de petróleo normalmente não tem conhecimentos para lidar com bancos de dados do tipo Access, Oracle ou similares, ou ainda criar softwares, sendo normalmente terceirizada essa tarefa ou adotadas planilhas eletrônicas facilitadoras de análises. O estudo de caso citado ao longo deste trabalho sobre o campo “P” foi executado integralmente neste formato. O banco de dados do autor constitui-se de um único arquivo, a partir do qual foram gerados *outputs* como os gráficos, relatórios etc. aqui apresentados.

4.6.1. Apresentação de todos os resultados do campo

A apresentação de resultados operacionais plotados em função da profundidade de saída da broca não é inédita (DEANE; DOIRON; TOMPKINS, 1984), porém surpreendentemente pouco usual.

Gráfico 14 - pontos representando o custo métrico de todas as brocas utilizadas no campo “P”

Esse gráfico mostra todos os pontos com os custos de CM do campo P organizados por profundidade de saída. É comum a dificuldade ou recusa em se tentar entender o gráfico como o acima mostrado, que pouco diz no modo como aparece. Essa é talvez a melhor razão para não se apresentarem resultados operacionais nesse modo. Nota-se concentração de dados na parte inferior, havendo alguns pontos dispersos; a experiência do autor com o tratamento de dados de custos mostra que essa tendência ocorre em todos os campos. A partir dessa apresentação gráfica inicial dos dados compilados, é feita a otimização do campo em estudo.

4.6.2. Modificação da escala de exibição

Tendo-se em mente que estamos em busca dos melhores resultados operacionais, é necessário identificá-los para rastrear como se originaram, de modo que seja possível repeti-los posteriormente. Procede-se a uma mudança de escala vertical, restringindo-se os valores dos custos métricos em até US\$ 1000/m, nesse exemplo. Isso não elimina pontos acima desse valor; apenas não estão exibidos, por questões de ordem prática.

Gráfico 15 – pontos representando custos métricos de todas as brocas utilizadas no campo “P”, abaixo do valor de US\$1.000/m

O gráfico agora toma outra forma e a nuvem de pontos parece formar uma imagem, dado o número de amostras ou resultados de brocas já descidas neste campo. Há concentração de pontos na parte baixa e dispersão rumo à vertical. Em um campo com poucos resultados a tarefa é mais difícil, pois ainda não há clareza no padrão formado.

Comete-se, entre profissionais do setor, um equívoco comum de ordem prática na avaliação de resultados de perfuração, quando são desprezados resultados de brocas que cortam tampões de cimento, repassam o poço ou perfuram apenas alguns metros ou ainda brocas que falham e são retiradas após poucas horas. Faz-se essa supressão sob a justificativa de que *não é um resultado a ser perseguido ou repetido*; no entanto, essa operação, com custo geralmente muito alto (ver gráfico acima), consumiu tempo e recursos e há que ser efetivamente paga pelo operador. Justamente, é uma das operações que necessita ser alvo do processo de otimização para evitar repetição.

4.6.3. Geração da curva Amorim

O tratamento seguinte que se dá ao conjunto de dados, visando a geração da curva Amorim, é buscar uma fórmula para englobar os custos obtidos. Há vários modos, por cálculo numérico ou mesmo através de funções do próprio Excel, de obter-se uma fórmula que represente a interposição destes pontos. Utilizando um recurso simples e conhecido do Excel (*trend*), é inserida no gráfico uma curva exponencial. Esse recurso permite adicionalmente exibir a fórmula da interpolação obtida e a correlação dos pontos amostrados.

A escolha da curva exponencial baseia-se meramente na experiência do autor ao lidar com a interpolação de pontos ao longo dos anos. Vários modos de interpolação são oferecidos, mas o tipo de interpolação que parece melhor representar a operação e serve ao propósito de otimização é a exponencial. A validade matemática da escolha de gráficos exponenciais também deverá constar de projetos complementares nesta área.

Após a inserção da curva, o gráfico toma o seguinte aspecto:

Gráfico 16 – pontos representando custos métricos de todas as brocas utilizadas no campo “P” abaixo do valor de US\$1.000/m, a respectiva curva Amorim e a fórmula geradora da curva

Assim, com base na metodologia desenvolvida, conclui-se que a fórmula que representa o custo operacional de um campo pode ser expressa por:

(equação 15)
$$CM = k_1 \times e^{k_2 P},$$

onde

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

k_2 – fator que expressa quanto o custo aumenta exponencialmente com o aumento da profundidade

P – profundidade de saída da broca

Estão implícitos nesses fatores k_1 e k_2 elementos como dureza da rocha, tecnologia utilizada para se atingir os resultados, parâmetros utilizados, potência hidráulica, tipo de fluido de perfuração, etc.

A aplicação da fórmula, para uma determinada profundidade, fornecerá ao operador uma estimativa do custo métrico de qualquer broca de seu Programa de

Poço com base na história do desenvolvimento deste campo: geometria das fases do poço, parâmetros de perfuração, tipo de brocas utilizadas, tipo e propriedades do fluido, etc.

Esse é o custo objetivo do operador. A otimização virá da repetição de resultados que estejam abaixo da curva Amorim. Neste caso será necessária a desconstrução de um ou mais pontos específicos, buscando os tipos de broca e parâmetros que os geraram, o que em Excel pode ser facilmente realizado por auto-filtros, na base de dados como veremos mais à frente.

A integração da fórmula acima, representada graficamente pela área inferior à curva dentre as profundidades inicial e final, irá nos permitir conhecer o custo de perfuração de um poço em qualquer campo sabendo-se apenas a profundidade final.

(equação 16)

$$\text{Custo de um poço} = \int_0^{PF} CM$$

A fórmula anterior nos dava o custo operacional de uma broca entre dois intervalos. Esta nos dá, entretanto, o custo total de qualquer poço que se inicie a zero e termine à profundidade **PF**. O mesmo se passa para uma fase que se perfure entre dois intervalos P1 e P2.

4.6.4. Análise do gráfico: bons e maus resultados

O gráfico abaixo exhibe duas áreas de concentração, acima e abaixo da curva. Fica imediatamente patente que ao operador interessam os custos situados abaixo da curva, os pontos ótimos do campo, sendo que ainda devem ser investigados os pontos acima da curva, e tiradas as Lições Aprendidas.

A região hachurada na figura abaixo, mostrando os resultados ótimos, é meramente uma liberalidade de desenho, não havendo limites superiores do que o possa operador considerar ótimo. O autor toma a liberdade de considerar ótimo todo resultado abaixo da curva Amorim.

A dispersão de pontos acima e abaixo da curva média é um fenômeno natural em qualquer processo operacional, e os pontos estarão mais próximos da curva média quanto mais bem planejados forem os trabalhos no campo. Em termos

operacionais a redução da dispersão de pontos traduz o nível de aprendizagem e controle das inúmeras incertezas adquiridos em determinada área ou campo.

Gráfico 17 – pontos representando custos métricos das brocas utilizadas no campo “P”, sugerindo os resultados que devem ser perseguidos no processo de otimização

Buscar pontos abaixo da curva Amorim significa ter como objetivo repetir as condições que proporcionaram a geração desses mesmos resultados. Com a ferramenta aqui apresentada, torna-se mais fácil ao operador avaliar se o custo perseguido é factível de ser repetido, bem como desconstruir o ponto ou uma série de pontos para localizar os fatos geradores.

4.7 Filtragem de Resultados: Curva de Aprendizagem

Na prática, nas atividades de perfuração de poços de petróleo, como em quase qualquer outra atividade operacional, a aprendizagem está baseada na tentativa e erro. Desse modo, outro importante conceito torna-se evidente: a curva de aprendizagem. A filtragem em um banco de dados permite a geração de gráficos apenas dos elementos de interesse, conferindo-se maior produtividade ao processo de análise, permitindo-se comparar resultados obtidos ao longo do tempo construir as curvas de aprendizagem. Qualquer variável pode ser usada para gerar os

gráficos e ser avaliada a aprendizagem; abaixo utilizou-se os resultados gerados no campo “P” por década.

4.7.1. Custos atingidos nos anos 1980

Gráfico 18 – custos métricos das brocas utilizadas no campo “P” nos anos 80

Filtrando-se os dados obtidos na década de 80, verifica-se que o custo atingido obedecia à fórmula:

(equação 17)
$$CM = 88,979.e^{0,0005P}, R^2 = 0,2604,$$

onde os fatores são $k_1(80) = 88,979$, $k_2(80) = 0,0005$, $R^2 = 0,2604$ e $P_{max} = 3.800$ m, onde P_{max} = profundidade máxima dos poços perfurados.

4.7.2. Custos atingidos nos anos 90

Gráfico 19 – custos métricos das brocas utilizadas no campo “P” nos anos 90

Filtrando-se os dados obtidos na década de 90, verifica-se que o custo atingido obedecia à fórmula:

(equação 18)
$$CM = 110,83.e^{0,0003P}, R^2 = 0,0792,$$

onde os fatores são: $k_1(90) = 110,83$, $k_2(90) = 0,0003$, $R^2 = 0,0792$ e $P_{max} = 2.000$ m.

A simples comparação entre esses dois conjuntos de resultados mostra:

- os poços perfurados na década de 90 foram mais rasos que na década de 80;
- $k_1(90) = 110,83$, $k_1(80) = 88,98$ – em profundidades rasas, os custos atingidos na década de 80 foram menores e estão concentrados perto da curva, mas rapidamente sobem com o aumento da profundidade, o que pode significar que as brocas utilizadas na primeira fase do poço foram mais eficientes na década de 80;
- $k_2(90) = 0,0003$, $k_2(80) = 0,0005$ – o valor do custo métrico cresce menos com o aumento da profundidade na década de 90, o que

graficamente se pode verificar entre as profundidades 0 e 2000 metros, a curva dos anos 1990 com inclinação menor que a curva dos anos 1980.

4.7.3. Custos atingidos após o ano 2000

Gráfico 20 – custos métricos das brocas utilizadas no campo “P” nos anos 00

Filtrando-se os dados obtidos entre 2000 e 2006, verifica-se que o custo atingido obedecia à fórmula:

(equação 19)
$$CM = 103,48.e^{0,0004P}, R^2 = 0,3293,$$

com fatores $k_1 (00) = 103,48$, $k_2 (00) = 0,0004$, $R^2 = 0,3293$ e $P_{max} = 5.100$ m.

A comparação entre resultados mostra:

- poços perfurados após o ano 2000 foram mais profundos que nas décadas anteriores, dado o grande número de amostras;
- $k_1 (00) = 103,48$, $k_1 (90) = 110,83$; as brocas utilizadas após o ano 2000 tiveram melhores resultados que nos anos 90;
- $k_2 (00) = 0,0004$, $k_2 (90) = 0,0003$; o valor do custo métrico cresce menos com o aumento da profundidade na década de 90 devido a serem poços rasos;

- a seleção de brocas não foi eficiente em profundidades maiores e o controle operacional deixou espaço para maior número de falhas ou brocas retiradas sob incertezas.

4.7.4. Compilação de resultados

O sumário dos resultados obtidos para os custos do campo P foi:

Década	k1	k2	R2	Pmax
80	88.79	0.0005	0.2604	3800
90	110.83	0.0003	0.0792	2000
00	103.48	0.0004	0.3293	5100
Campo P	95.42	0.0005	0.3354	5100

Tabela 3: valores de k1, k2, R² e Pmax para o campo P para a amostra de dados utilizada

Embora a curva de aprendizagem da década de 90 não tenha ficado evidente, devido à pequena campanha de perfuração e em poços rasos, os fatores mostram-se consistentes quando executadas filtragens da base amostrada.

Assim, com base no acima exposto, podemos afirmar que os custos de perfuração de poços do campo **P** podem ser expressos pela fórmula:

(equação 20)
$$CM(\text{Campo P}) = 95,42.e^{0.0005P}, R^2 = 0,3354$$

4.8 Filtragem de resultados: planejamento de fases

Utilizando-se o mesmo processo, vamos planejar um poço imaginário no campo “**P**”, filtrando os diâmetros e estabelecendo as curvas e gráficos correlacionados:

- Fase de 26” – 0 a 150 m
- Fase de 17.1/2” – 150 a 1000 m
- Fase de 12.1/4” – 1000 a 3000 m
- Fase de 8.1/2” – 3000 a 4500 m

Filtrando-se os dados para cada diâmetro, verifica-se que o custo métrico em qualquer destas secções pode ser estimado por:

- $CM(26) = 269,43.e^{-0,0028P}$
- $CM(17.5) = 87,34.e^{0,0011P}$
- $CM(12.25) = 70,86.e^{0,0008P}$
- $CM(8.50) = 97,52.e^{0,0004P}$

O custo de cada fase é a integral de **CM** entre as profundidades **Pi** e **Pf** (inicial e final) estabelecidas pela Geomecânica para cada seção, aplicando-se então a fórmula encontrada para cada fase.

$$(equação 21) \quad \text{Custo da fase de 26"} = \int_0^{150} 269,43 * e(-0,0028 * P)$$

$$(equação 22) \quad \text{Custo da fase de 17.1/2"} = \int_{150}^{1000} 87,34 * e(0,0011 * P)$$

$$(equação 23) \quad \text{Custo da fase de 12.1/4"} = \int_{1000}^{3000} 70,86 * e(0,0008 * P)$$

$$(equação 24) \quad \text{Custo da fase de 8.1/2"} = \int_{3000}^{4500} 97,52 * e(0,0004 * P)$$

Na fase de 26" desse exemplo, à medida que se perfura, o custo diminui, devido ao valor negativo do fator **k₂**. Isso ocorre devido ao alto valor de aquisição das brocas desse diâmetro. À medida que a profundidade de retirada aumenta, o custo métrico vai se reduzindo, como demonstrado na análise da fórmula de **CM**.

4.9 Filtragem dos Resultados: brocas de 12.1/4" – PDC x tricônicas

Utilizando-se o mesmo processo de filtragem, isolamos os resultados atingidos por brocas de 12.1/4" de diferentes tecnologias no campo **P**: brocas tricônicas e de PDC. Não foram utilizadas brocas de PDC de 26" e 17.1/2" até o fim da coleta de dados.

Separando-se os dados do campo em bancos de dados diferentes e filtrando-se os diâmetros de utilização de brocas de PDC ou tricônicas, chegamos aos gráficos abaixo:

Gráfico 21– custos métricos das brocas PDC de 12.1/4" utilizadas no campo "P"

Gráfico 22 – custos métricos das brocas tricônicas de 12.1/4" utilizadas no campo "P"

Em resumo,

(equação 25) $CM_{PDC} = 85,845.e^{0,0004P}, R^2 = 0,0287$ e

(equação 26) $CM_{tri} = 74,526.e^{0,0007P}, R^2 = 0,3890$.

No início do desenvolvimento da tecnologia, no ano de 1986, tentou-se sem sucesso a utilização de uma broca de PDC no campo **P**. Devido à participação ativa deste autor na introdução da primeira broca moderna de PDC no campo **P** (o que aconteceu apenas em 2003), esse exemplo tem relevância pessoal. Sendo as brocas

de PDC bastante mais caras que as brocas tricônicas, o convencimento de um cliente para modificar um paradigma adotado havia muitos anos foi árduo, induzindo-o a optar por uma tecnologia nova, cara e com riscos desconhecidos.

Ainda hoje existem poucos pontos formadores da curva, mas os resultados obtidos permitem conclusões robustas:

- devido ao fator k_1 das brocas tricônicas ser menor que os das brocas de PDC, (74,526 contra 85,845), vemos que as primeiras oferecem custo inferior a profundidades menores e que o custo métrico sobe rapidamente com o aumento da profundidade – assim, é recomendado o uso de brocas tricônicas baratas no início da secção de 12.1/4”;
- brocas tricônicas atingem um custo métrico exponencialmente maior, na razão de 0,0007 : 0,0004, à medida que aumenta a profundidade (ou 7:4, em termos diretos). Pode-se afirmar, assim, com a experiência já adquirida, que após a saída da primeira broca tricônica, deve-se descer uma broca de PDC ou mesmo descê-la no início da secção para que perfure mais metros.

Superpondo-se os gráficos de **CM** para a secção de 12.1/4” chega-se à mesma conclusão que o custo métrico obtido por brocas tricônicas é menor que as de PDC para as brocas retiradas até cerca de 700 metros de profundidade.

Gráfico 23 – custos métricos comparativos das brocas de 12.1/4” utilizadas no campo “P”

Essa afirmação vale apenas até a profundidade de retirada da broca da última broca de PDC utilizada (1.690 m). Após esse ponto, há apenas uma tendência demonstrada pela curva. Valendo-se do método de otimização proposto, com a observação da tendência das curvas no gráfico acima, pode-se dizer que é possível que seja econômica a utilização de brocas de PDC a profundidades ainda maiores.

Cabe ao engenheiro agora, no processo de otimização, analisar os motivos de retirada das brocas já utilizadas para fazer opção por brocas de PDC, analisando entre as melhores brocas as que têm estrutura de corte mais pesada ou que geraram menor torque reativo ou ainda que sejam adequadas à aplicação com motor ou sistema rotatório utilizado em poços direcionais etc. É a fase de refinamento do processo, onde então a experiência de um engenheiro ou o aconselhamento por especialistas (GOLDSMITH, 1985) terá maior importância do que no início do processo de tentativa e erro.

4.10 Filtragem dos Resultados: brocas de 8.1/2" – PDC x tricônicas

De modo semelhante, filtrando-se o diâmetro de 8.1/2" e separando-se os custos de brocas tricônicas e de PDC, chega-se aos resultados abaixo:

Gráfico 24 – custos métricos comparativos das brocas de 8.1/2" utilizadas no campo "P"

Em resumo,

(equação 27) $CM_{PDC} = 47,519.e^{0,0011P}$, $R^2 = 0,3412$ e

(equação 28) $CM_{tri} = 101,79.e^{0,0004P}$, $R^2 = 0,2892$.

Conclusões:

- o uso de brocas de PDC é recomendado para profundidades menores, devido ao valor alto de k_1 para as brocas tricônicas;
- o custo métrico com brocas de PDC é muito maior com o aumento da profundidade;
- as correlações obtidas (0,3412 x 0,2829) são quase idênticas.

Do mesmo modo como explicitado para a secção de 12.1/4", para que se justifique a utilização de brocas de PDC em 8.1/2", há que se refinar o desenvolvimento da tecnologia por especialistas em função da aplicação (direcional, vertical etc.), desgastes apresentados, perda de calibre e resultados já obtidos.

4.11 Filtragem dos Resultados: brocas de 12.1/4" – brocas tricônicas de insertos x dentes de aço

De modo semelhante à comparação entre brocas de PDC e tricônicas, pode-se usar o mesmo processo de otimização para comparar brocas tricônicas de insertos e de dentes de aço.

A geração do gráfico correspondente nos mostra:

Gráfico 25 – custos métricos comparativos das brocas tricônicas de 12.1/4" no campo "P"

Em resumo,

(equação 29) $CM_{daço} = 57,165.e^{0,0011P}, R^2 = 0,489$ e

(equação 30) $CM_{ins} = 88,753.e^{0,0006P}, R^2 = 0,450$.

Com base no raciocínio aqui exposto, chega-se às seguintes conclusões:

- o uso de brocas de dentes de aço é recomendado apenas para profundidades muito baixas devido ao valor alto de **k2**, de maneira que, na geometria proposta acima para a fase de 12.1/4", entre 1000 e 3000 m, é contra-indicada sua utilização.

4.12 Filtragem dos Resultados: brocas de 8.1/2" – brocas tricônicas de insertos x dentes de aço

De modo semelhante para o diâmetro de 8.1/2", separando-se os custos de brocas tricônicas de insertos e dentes de aço e superpondo as curvas chega-se aos resultados abaixo:

Gráfico 26 – custos métricos comparativos das brocas tricônicas de 8.1/2” no campo “P”

Em resumo,

(equação 31) $CM_{ins} = 80,137.e^{0,0005P}, R^2 = 0,3802$ e

(equação 32) $CM_{daço} = 92,986.e^{0,0007P}, R^2 = 0,5119$.

Com base no raciocínio aqui exposto, chega-se às seguintes conclusões:

- o custo métrico esperado de brocas de insertos é sempre menor que de brocas de dentes de aço com o aumento da profundidade;
- o uso de brocas de dentes de aço não é recomendado para a perfuração convencional neste diâmetro, sendo justificado seu uso apenas para início de fases após o corte de cimento e sapata, sem que haja perspectiva de reutilização – em nenhum momento a curva Amorim para brocas de insertos apresenta custo mais elevado que para brocas de dentes de aço, o que contra-indica sua utilização no campo P.

4.13 Filtragem dos Resultados: brocas de 8.1/2” – brocas de insertos com diferentes códigos IADC

De modo semelhante do que foi visto para o diâmetro de 8.1/2”, separando-se os custos de brocas de insertos de IADC’s (MCGEHEE et al., 1992a; BRANDON et al., 1992b) começados por 4 (formações brandas), 5 (formações médias) e 6 (formações duras), chega-se aos resultados abaixo:

Gráfico 27 – custos métricos comparativos das brocas tricônicas de diferentes IADC’s de 8.1/2” no campo “P”

Em resumo,

(equação 33) $CM_4 = 60,19.e^{0,0006P}$, $R^2 = 0,3365$,

(equação 34) $CM_5 = 86,46.e^{0,0004P}$, $R^2 = 0,3803$ e

(equação 35) $CM_6 = 394,21.e^{0,0002P}$, $R^2 = 0,0077$.

Com base no raciocínio exposto nessa dissertação, chega-se às seguintes conclusões:

- o custo métrico de brocas de IADC 4 é o mais baixo até a profundidade de 2000 m, ponto a partir do qual o uso de brocas de IADC 5 passa a ser mais vantajoso;

- embora se tenha utilizado apenas seis brocas de IADC 6 no campo **P**, deve-se tentar sua utilização a partir dos 4000 m de profundidade, dado o menor risco de utilização e devido a dois bons resultados a cerca de 3800 m.

4.14 Conclusão do estudo de caso

Várias conclusões podem ser inferidas, apresentadas a seguir por diâmetro.

4.14.1. Secção de 26"

Na secção inicial do poço, à falta de utilização de brocas de PDC, só se pode estimar resultados referentes ao uso de brocas de dentes de aço. O custo de métrico, em qualquer intervalo, pode ser estimado por:

$$CM(26) = 269,43.e^{-0,0028P}, R^2 = 0,5205$$

4.14.2. Secção de 17.1/2"

Igualmente, a 26", só é possível qualquer estimativa referente ao uso de brocas de dentes de aço. O custo métrico pode ser estimado em

$$CM(17.5) = 87,34.e^{0,0011P}, R^2 = 0,3069$$

4.14.3. Secção de 12.1/4"

Recomenda-se o uso de brocas de PDC para corte de cimento e sapata (adequada à utilização por este tipo de broca), devendo perfurar até o fim da fase ou ser retirada por custo métrico ou sintomas de problemas. Com isso, será retirada em bom estado de reutilização e seu custo rateado em vários poços. Segundo a experiência adquirida, a profundidade de retirada foi testada apenas até cerca de 1700 metros de profundidade. À saída, utilizar brocas de insertos até à profundidade final.

O tratamento de dados acima nos mostra que, exceto pelo único resultado da broca utilizada em 1986, que destoa no gráfico anteriormente exibido, foi economicamente viável o uso de brocas de PDC em qualquer profundidade.

Essa alusão serve como confirmação da visão da aprendizagem demonstrada pela curva Amorim, ainda que se trate de apenas um ponto de validação. A eliminação de um mau resultado isolado do universo de resultados – prática comum – traria a curva de brocas de PDC para valores significativamente mais baixos e iria contra o método aqui proposto de não se excluir pontos derivados de fracasso.

Esses pontos nos trazem lições: existe risco e o mesmo pode ser mensurado. A tecnologia de PDC tem inúmeras vantagens e proporciona enorme economia quando bem utilizada, mas seu uso deve levar em consideração os fatores de risco, pois as perdas podem ser grandes se o risco for subestimado.

O custo de métrico de uma broca retirada a qualquer profundidade, neste diâmetro, pode ser estimado com base na fórmula:

$$CM (12.25) = 70,86.e^{0,0008P}, R^2 = 0,4544 .$$

4.14.4. Secção de 8.1/2”

A prática mostra que o uso de brocas de PDC para corte de cimento e sapata (adequada à utilização deste tipo de broca) pode ser uma boa opção, devendo ser retirada por custo métrico ou por sintomas de problemas. Segundo a experiência adquirida, o risco associado é mais alto que o de uma broca de insertos. Essa recomendação é feita para poços em que a mesma possa ser descida e retirada antes de 2000 metros de profundidade.

Vale tentar tipos de brocas de PDC mais modernos, que agregam virtudes de resistência de cortadores e estabilidade lateral, inexistentes nas brocas de tecnologia mais antiga.

À saída da broca de PDC, se utilizada, descer brocas de insertos até à profundidade final. Para brocas retiradas até 2000 metros, recomenda-se o uso de IADC começado com 4, entre 2000 e 4000 metros IADC 5, e a partir desta profundidade utilizar IADC 5 com testes de IADC's iniciados com 6, dado seu baixo risco.

Todas as brocas utilizadas devem ser retiradas por custo métrico ou picos de torque associados. O custo de métrico em geral de uma broca de 8.1/2" pode ser estimado com base na fórmula:

$$CM(8.50) = 97,52.e^{0,0004P}, R^2 = 0,3020 .$$

Em se tratando de broca de PDC,

$$CM_{PDC} = 47,519.e^{0,0011P}, R^2 = 0,3412 .$$

Em se tratando de broca de insertos,

$$CM_4 = 60,19.e^{0,0006P}, R^2 = 0,3365 ,$$

$$CM_5 = 86,46.e^{0,0004P}, R^2 = 0,3803 \text{ e}$$

$$CM_6 = 394,21.e^{0,0002P}, R^2 = 0,0077 .$$

4.15 Desconstrução de resultados

Considerando as inúmeras possibilidades de filtragem anteriormente apresentadas para otimização dos resultados, cabe, no próximo passo, demonstrar a desconstrução de um resultado em busca de informações que subsidiem sua recomendação. Examinaremos agora, a título de exemplificação, um resultado individual com brocas de PDC em 12.1/4".

No gráfico abaixo, pode-se ver, sob a ótica aqui apresentada ao operador, a dificuldade em 2002 de se propor a utilização de uma broca de PDC no campo **P**. Como a abordagem aqui demonstrada é inédita, havia apenas a lembrança de um fracasso no passado. O único resultado adquirido até então traduzia que "cada metro perfurado com uma broca de PDC custaria cerca de 6 vezes o valor de um metro perfurado pela tecnologia que já é utilizada há 25 anos". Nota-se no gráfico que a 1500 m o custo métrico atingido foi cerca de US\$1300/m, enquanto que a *curva Amorim* aponta o valor esperado de US\$200/m para a mesma profundidade.

Gráfico 28 – custos métricos comparativos das brocas PDC no diâmetro de 12.1/4" no campo "P" até o ano de 2003

A empresa fornecedora da broca assumiu o risco do teste da *nova tecnologia* para se poder efetuar a descida da broca. Não se podem estabelecer comparações entre qualidades tecnológicas de brocas e cortadores de PDC e da década de 80 e dos anos recentes (SINOR; POWERS; WARREN, 1998), o que justificava a menção *nova tecnologia*.

A broca cortou cimento e sapata e perfurou 80 metros; a coluna foi retirada para a adição de motor de fundo e MWD. Seguiu perfurando, sendo retirada por custo métrico. Já nessa primeira experiência, bateu recordes de metros perfurados e de horas de broca-fundo no campo **P**. O resultado foi considerado bom pelo cliente.

Sob a ótica aqui apresentada (ver gráfico abaixo) pode ser considerado um resultado promissor; o custo final foi um dos mais baixos nesta profundidade. Apesar de ter batido dois recordes ao mesmo tempo, não foi o custo mais baixo das brocas até então descidas, devido ao alto preço das brocas de PDC.

Gráfico 29 – custos métricos comparativos de três brocas PDC no diâmetro de 12.1/4" no campo "P"

Posteriormente, o cliente começou a utilizar outras brocas de PDC nesse diâmetro e, onde antes era desaconselhado seu uso, passou a ser utilizado consecutivamente. O recorde daquela broca descida em 2003 foi superado somente em 2006, quando uma broca de PDC, sendo reutilizada pela 11ª vez, perfurou toda a fase e saiu a 1204 m para descida de revestimento. A seguir analisaremos o resultado utilizando a metodologia aqui proposta.

4.15.1. Montagem dos gráficos de análise de desempenho

O formato do gráfico aqui apresentado é agora remontado com os eixos **metros perfurados x profundidade de saída** e **taxa de penetração x profundidade de saída**. Bons resultados de **CM** poderão estar associados a uma alta metragem, a uma taxa de penetração extraordinária ou a ambos.

Os dois elementos selecionados para os eixos (**MP** e **TX**) são parcelas do desempenho das brocas contidos na fórmula de **CM**.

Gráfico 30 – análise completa comparativa de metros perfurados, taxa de penetração e custo métrico x profundidade no campo “P”

Os gráficos acima foram organizados de modo que seja visto no primeiro deles os metros perfurados em 12.1/4"; no segundo gráfico, estão plotados os resultados de taxa de penetração obtidas; e no último, é visto o gráfico de custo métrico anteriormente exposto, sintetizando os resultados atingidos. Os resultados obtidos com brocas de PDC estão destacados em cor diferente.

A experiência do autor aponta para o uso de curvas polinomiais de 3º grau para a melhor representação de metros perfurados e taxa de penetração. Não se conhece estudo na literatura a respeito do uso deste tipo de curvas, de maneira que esses resultados também são inéditos. A discussão aprofundada das fórmulas das curvas polinomiais foi deixada para ser objeto de projetos futuros ou paralelos, de modo similar ao apresentado para a análise de custos métricos.

4.15.2. Análise de resultado

A curva de metros perfurados por brocas de PDC exhibe ascensão e a cerca de 1300 m está seu pico. A curva sofre inflexão e mergulha rumo a zero a 2000 metros de profundidade. Assim, essa curva deve ser interpretada: é ideal, com base nos resultados já atingidos, que no campo **P** se retire a broca de PDC a cerca de 1400 metros e seja descida uma broca tricônica caso a secção prossiga.

A 1800 metros está um interessante resultado a ser estudado: a metragem obtida foi cerca de 500 metros, sendo esse o melhor resultado após a profundidade de 1500 m no campo; a taxa atingida foi de cerca de 6 m/h, a segunda melhor à profundidade em que foi retirada, sendo superada por uma broca tricônica; o custo métrico de US\$200/m emparelha com os menores custos obtidos por brocas tricônicas retiradas a essa profundidade, e está abaixo da curva prevista para os custos de brocas tricônicas.

Ao se examinar o banco de dados em busca da informação geradora, chega-se a uma broca de 6 lâminas, cortadores de PDC de alta tecnologia de 19 mm, calibre helicoidal, contendo elementos estabilizantes para redução de vibração, proteção adicional de calibre, perfil parabólico curto, 6 jatos, hidráulica privilegiada. Trabalhou com fluido de perfuração sintético, perfurando arenitos, folhelhos e calcilutitos. A broca foi descida com motor de fundo, tendo levantado de 9,6º a 19,2º o ângulo do poço direcional. Foi reportado que o motor de fundo apresentou

limitações de desempenho, o que poderia significar que a taxa de penetração seria possivelmente maior com o uso de um motor de maior potência.

Foi retirada à profundidade final da fase com a estrutura de corte com desgastes IADC (BRANDON et al., 1992b; MCGEHEE et al., 1992b) 2-4-WT-S-D-0-DP-PF, o que representa que concluiu com sucesso o trabalho a que foi destinada. Cabe ressaltar, ao analisar-se os dados do Bit Record, que essa broca pagou-se em uma única descida, de modo diferente de outros pontos desses mesmos gráficos. Muitos desses pontos representam resultados de uma única broca descida 11 vezes. Não houve, nessa broca, rateio de seu preço de aquisição senão com o resultado de uma única descida. Por motivos de sigilo e para evitar parecer uma recomendação técnica, não serão detalhados outros dados, como tipo, número de série, etc.

A otimização da perfuração, como é aqui proposta, passa pelo estudo de um único resultado no contexto de todas as brocas já descidas no mesmo diâmetro neste campo em estudo, evitando-se comparar com um ou dois resultados selecionados, como é corrente na atividade de perfuração. Cabe, neste caso, comparar o possível resultado da broca com todos os resultados já atingidos à sua saída, sendo essa uma das finalidades da *curva Amorim*.

A colocação acima visa demonstrar que essa metodologia pode ser utilizada para auditorias de programas de poço ou de propostas técnicas, visando conferir:

- se um determinado desempenho proposto por um fornecedor ou Programa de Poço é passível de ser realizado em termos de metros perfurados, taxa de penetração e custo métrico equivalente;
- se o desempenho estabelecido representa favorecimento ou aventura técnica;
- se o prêmio ou bônus oferecido é justo ou atrativo; e
- se é razoável o nível de risco assumido no programa de perfuração.

4.15.3. Recomendações técnicas: validação de proposta técnica

Tendo-se estabelecido um ponto de referência para a otimização da fase de 12.1/4", podemos indicar o próximo passo no sentido de reduzir-se o custo métrico a 2000 metros com o uso de uma broca de PDC. Algumas possíveis recomendações seriam:

- utilizar uma broca de cortadores de 13 ou 16 mm, já que a taxa esperada para a profundidade final está abaixo de 5,0 m/h, sendo desaconselhado o uso de cortadores de médio ou grande diâmetro, pois induzem a vibração torsional (PORTWOOD et al., 2001) quando encontram perfuram formações duras e intercaladas;
- escolher uma broca adequada à aplicação, caso seja utilizada com motor para construir a curva do poço – vale ressaltar que a indústria produz hoje brocas de PDC específicas para a utilização com motores de fundo, com sistemas rotatórios (Rotary Steerable Systems) ou ainda para colunas estabilizadas, sendo os resultados significativamente melhores quando corretamente aplicado esse conceito;
- possuir proteção de calibre, dada a presença de arenitos em toda a extensão;
- possuir 6 ou mais lâminas, visando conferir maior estabilidade à broca e para que possa ser esperada maior vida útil (metragem);
- verificar possibilidade de ser reutilizada após a primeira descida, para ratear-se o custo estimado pela Tabela 1 em US\$ 47.743.

Visando reproduzir o custo apontado como ótimo de US\$200/m a 2000 m (ver gráficos acima) em uma só descida, utilizando-se as equações 1 e 9 calcula-se o desempenho que a mesma deverá ter. Resolvendo-se as fórmulas acima para profundidade de entrada a 1000 e de saída a 2000 m, com CM = 200 e CH = 625, chega-se a HM = 13 horas e que a broca proposta teria um desempenho de 1000 metros em 230 h aproximadamente, 4,3 m/h.

Ao se colocar este *possível* resultado no gráfico de **metros perfurados** representado por uma estrela, verifica-se que é pouco factível de ser atingido, não sendo necessário prosseguir com a análise dos outros gráficos.

Gráfico 31 – auditoria da metragem proposta para uma broca a ser utilizada no campo “P”

Em busca de melhorar-se o resultado anterior de cerca de 500 metros, e presumindo-se que a broca poderá ser utilizada em dois poços, resolve-se as fórmulas acima para entrada a 1500 e saída a 2000 m e chega-se a HM = 15 e ao desempenho de 500 m em 107 h, 4,7 m/h.

Os gráficos agora terão uma aparência mais factível, porém o risco de se atingir 500 metros perfurados em duas descidas ainda parece alto, já que apenas uma broca de insertos chegou a 400 metros. Nesse caso, cabe oferecer um bônus ao fornecedor de brocas que se interesse pelo desafio, para que lhe seja interessante correr o risco.

Gráfico 32 – auditorias da metragem e da taxa de penetração propostas para uma broca a ser utilizada no campo “P”

É conveniente lembrar que, se a taxa final for maior que a prevista no gráfico acima, a metragem total poderá ser ainda menor para que seja atingido o custo de comparação de US\$200/m.

4.15.4. Apresentação da curva Amorim sob formato log normal

O mesmo gráfico 15 pode ser apresentado sob o formato Log CM x profundidade de saída.

Gráfico 33 – curva Amorim apresentada sob o formato log normal

Vale comentar que a distribuição de pontos que expressa os custos métricos em função da profundidade de saída foge da distribuição simétrica e eqüidistante de uma média estatística convencional linear, independente de ser um gráfico normal ou log normal. Os pontos tendem a se agrupar nas partes média e baixa da nuvem e não estão associados por uma correlação linear (Wikipedia, 2008; Chierigati, 2001).

A *força* que **impelle** os valores de **CM** a migrarem para a parte “ótima”, abaixo da curva Amorim, envolve um conjunto de procedimentos pouco provável de se realizar ao mesmo tempo: seleção de brocas adequada, parâmetros excelentes, mínima vibração da coluna, ausência de falhas de ferramentas do BHA, hidráulica privilegiada, etc. Já a *força* que **impede** que os valores de CM migrem para a parte de cima é a capacitação das pessoas envolvidas na operação, o tempo de resposta aos “alarmes” de sinalização de falhas etc., sendo mais fácil produzir um resultado medíocre que ocorrer um desastre.

Este tema é bastante interessante, e sua discussão dá abertura a importante pesquisa a respeito, já que caminha em direção ao risco envolvido na operação.

5. DISCUSSÃO

5.1 Modelo de interpretação dos resultados

A sequência proposta pelo autor para otimização do custo de perfuração de um campo qualquer é:

- coletar dados dos poços de correlação
- montar um banco de dados com a informação obtida dos Bit Records
- alocar os custos necessários à manutenção da operação de perfuração do poço e definir o custo operacional, abrangendo aluguel da sonda, infra-estrutura, ferramentas, combustíveis, suporte etc.
- definir a fórmula adequada para o cálculo das horas de manobra
- calcular os custos métricos das brocas utilizadas nos outros poços
- gerar a curva Amorim e definir a nuvem de pontos ótima
- filtrar os dados segundo o sinalizador desejado (diâmetro, tipo etc.)
- programar as brocas segundo os custos mais prováveis
- atribuir desempenho associado ao custo à profundidade de saída que tenha probabilidade concreta de ser executado em função de resultados efetivamente já atingidos na área

5.2 Aplicações

Visualizam-se como principais aplicações da *curva Amorim*:

- construção de curvas para análise de diferentes tecnologias de brocas em função dos custos operacionais produzidos por cada uma (PDC, tricônicas de insertos, tricônicas de dentes de aço, etc.), conduzindo à otimização de custos de perfuração;
- demonstração gráfica das curvas de aprendizagem no desenvolvimento de um campo ao longo do tempo;
- construção de curvas para análise dos custos x profundidade de saída para diferentes níveis de energia utilizados na operação de perfuração (peso sobre a broca, rotação, vazão, potência hidráulica, etc.);
- suporte para auditoria sobre a correta seleção de brocas para um campo;

- avaliação de resultados propostos x atingidos;
- suporte para Lições Aprendidas, onde a partir de um padrão repetido de custos altos ou baixos, pode se buscar a razão originária do erro ou do acerto;
- Nuvens de Bons Resultados, almejando atingir custos operacionais que se aproximem das curvas ótimas, evitando a abordagem comum de tentar repetir-se recordes como meta do processo de otimização; e
- extensão da metodologia de otimização para outras atividades econômicas, a exemplo da perfuração de bancadas, testemunhagem de minas etc., em que se possa praticar a otimização de custos em função de uma variável inerente à operação (altura da bancada, perfuratriz utilizada, etc.), do mesmo modo que nesta dissertação utilizou-se o custo métrico em função da profundidade de saída da broca, em um poço de petróleo.

5.3 Dificuldades encontradas na elaboração deste trabalho

A principal dificuldade encontrada foi a liberação de dados para o trabalho. Por mais boa vontade que se tenha encontrado nas partes envolvidas, nunca se chegou à formalização da liberação oficial dos dados deste trabalho. Desse modo, são apenas utilizados nomes fictícios para os fins propostos.

Os dados apresentados para o estudo do campo **P** foram coletados mensalmente e ao longo dos anos, havendo 20 anos de operações resumidas neste presente trabalho. Se, por alguma razão, não estiverem contidas *todas* as brocas já utilizadas, a ausência de dados não invalida ou diminui a importância deste trabalho, já que as curvas geradas são estatísticas e tão mais precisas e representativas da realidade serão quanto maior for o número de resultados reportados.

5.4 Perspectivas de desenvolvimento ulterior do modelo

Como propostas para a evolução deste trabalho, o autor tem em mente o georeferenciamento dos resultados de custos métricos, o que deverá gerar um mapa do campo em estudo com a exposição dos resultados em curvas de iso-custos, do mesmo modo que se retratam em topografia as curvas de nível. Trata-se apenas de

uma idéia, não havendo ainda sido realizados estudos ou simulações neste sentido, por impossibilidade de dedicação exclusiva ao tema.

Outro desdobramento do trabalho seria a exibição dos custos e outros resultados por formação geológica em PV (profundidade vertical) em gráficos em 3D, o que deve gerar um modelo muito mais próximo da realidade. Haveria necessidade, nesse caso, de se acessar um grande volume de dados e fazer-se utilização de *softwares* específicos, o que esbarra nos limites de escopo de dissertações de mestrado. Esse tema poderia, na verdade, ser desenvolvido por um grupo de trabalho de uma empresa de petróleo de grande porte.

Uma solução para a redução de custos de perfuração, como desenvolvimento de uma proposta feita ao longo desta dissertação, é a capacitação de técnicos de brocas que possam executar o acompanhamento do custo métrico como ferramenta adicional de análise de risco durante as atividades de perfuração. De fato, a tomada automatizada ou semi-automatizada de dados, em um ambiente de rede, perfeitamente factível hoje, permitiria o gerenciamento remoto de todo o processo. Adicionalmente, com os recursos já existentes, que são as unidades de *mud log*, que em sua maioria possuem acesso aos dados aqui mencionados, cabendo também capacitação para tratar estes dados e pô-los à disposição das pessoas que acompanham o poço e tomam decisões. Finalmente, a compreensão detalhada do desempenho das brocas em cada situação específica possivelmente deve gerar retroalimentação para o desenho de novas brocas de perfuração, adequadas para situações específicas.

5.5 Críticas aos modelos existentes

Críticas aos modelos existentes foram feitas ao longo deste trabalho:

- utilização de modelos defasados da realidade para dimensionamento de tempos de manobra, que podem resultar na criação de cronogramas superestimados e custos de poços subestimados;
- utilização de um conceito com o qual o autor não concorda, especificamente o de incluir-se a profundidade de saída da broca no cálculo do custo métrico;

- subutilização de informações geradas e já existentes nas sondas, que poderiam ser utilizadas para acompanhamento do custo métrico durante a perfuração;
- excesso de foco no avanço da perfuração, havendo um imenso campo para a otimização de tempos e métodos em atividades não-produtivas e redução de tempos perdidos; apesar das inúmeras oportunidades de melhoria descritas ao longo deste trabalho, a operação unitária de perfuração é razoavelmente bem estudada e racionalizada; a economia a ser gerada em operações menos estudadas pode ser substancialmente grande;
- acesso limitado por pessoal da área de operações a dados de perfilagem e geologia: muitos problemas poderiam ser antecipados ou evitados se houvesse maior integração entre membros de diversas áreas dentro da atividade petroleira; em anos recentes, com o advento do engenheiro de petróleo substituindo o engenheiro apenas de perfuração, passou a haver um melhor preparo e esclarecimento para a busca e uso destes dados; recentemente vê-se em algumas empresas ações tomadas para discussão conjunta de perfis geomecânicos ou compostos para serem utilizados no preparo de propostas técnicas; compartilhamento de desenhos de cortes estruturais; criação de grupos de discussão dos projetos com integração de várias partes etc.

6. CONCLUSÕES

Dos objetivos propostos para esta dissertação, foram cumpridos:

- determinar premissas para o cálculo do custo métrico obtido por uma broca durante seu trabalho de perfuração e ao final de sua descida;
- discussão dos modelos adotados por alguns operadores, que calculam os tempos de manobra utilizando a profundidade de saída da broca para o cálculo do custo métrico;
- geração de fórmula para estimar tempos de manobra condizentes com a realidade das operações; aqui o autor propõe um levantamento estatístico para determinação dos fatores que compõem esta fórmula;
- propor um critério para estabelecimento do momento adequado para a retirada de uma broca do poço – a proposta foi feita de forma clara, sugerindo o cálculo e análise em tempo real por um profissional da área ou que trabalhe na sonda, ou ainda por sistemas computadorizados ou automatizados, ação a ser somada aos critérios que amparam a decisão de finalizar ou continuar com uma operação de perfuração;
- estabelecer critérios de definição do que possa ser considerada uma broca bem sucedida em seu trabalho – a *curva Amorim*, proposta neste trabalho, leva em conta a profundidade de saída e o custo métrico de **todas** brocas descidas, além de permitir a avaliação de qualquer novo resultado sob uma ótica adequada à realidade desta área ou campo; o bom e o mau resultado sob o ponto de vista econômico podem ser facilmente identificados com esta abordagem;
- detectar informações contidas em um ou mais resultados positivos obtido em uma área, de modo que o mesmo possa ser reproduzido ou superado nos próximos poços na área – um resultado que possa ser considerado bom para o operador, e que será um ponto de destaque em relação à *curva Amorim* no gráfico, poderá ser desconstruído e ter seus fatores operacionais analisados em relação a outras brocas;

- criar um modelo de interpretação dos resultados que possa ser utilizado e manuseado na otimização de um campo de petróleo – foi feita uma apresentação das premissas e modos de se obter e analisar a *curva Amorim* durante os trabalhos, bem como a geração de curvas auxiliares e análise de um resultado qualquer;
- propor a identificação das curvas de aprendizagem – feita de forma clara, cabendo ao operador a definição dos períodos de aprendizagem;
- conferir uma formatação científica a uma metodologia para redução de custos na perfuração de petróleo – realizada pela submissão desta dissertação à uma banca;
- estender o processo para que possa ser utilizado na avaliação de propostas técnicas e em auditorias de avaliação dos trabalhos operacionais; as auditorias irão, em síntese, criar curvas de aprendizagem e verificar os resultados expressos nos valores da curva Amorim, bem como estudar casos isolados ou conjuntos de resultados que queiram auditar.

Este estudo conduz a algumas conclusões importantes. Desdobramentos deste trabalho poderão aprofundar o conhecimento de problemas detectados na apresentação gráfica e diagnosticar soluções:

- Tomada de consciência do problema: discutir com os envolvidos na área operacional a visão do custo real das manobras para que idéias apareçam e ações corretas possam ser tomadas. Nos grupos de trabalho, preparar ações para medir e detalhar as variáveis de processo, separando sub-eventos, definindo pontos que devem ser melhorados; desenvolver procedimentos e otimizar as operações unitárias.
- Gestão de tempos e métodos: há grande cobrança de eficiência nas operações de perfuração de um poço, porém não se observa o mesmo critério em relação às manobras, que podem custar até um

terço do valor total de operação em poços profundos. Mensurar os custos segundo as operações unitárias identificadas no item anterior.

- Mudança de visão sobre tipos de brocas a serem utilizadas: a certeza de que o tempo de manobra é alto deverá privilegiar o uso de brocas que apresentem maior vida útil (que contenham proteção extra de calibre, sejam mais estáveis (JOHNSON, 2006), mais robustas, etc.), de modo a postergar a manobra de retirada ou mesmo evitar manobras intermediárias. O desempenho da broca não é alterado pelo tempo de manobra, mas o custo métrico por sua vez é bastante afetado por uma manobra cara.
- Aplicação das conclusões: introduzir nos Contratos de Licitação de Plataformas referências a índices de tempos baseados nos resultados de um estudo como o aqui sugerido.
- Adoção da fórmula do Custo Métrico modificada:

(equação 1)

$$CM = \frac{CB + CH \times (HM + HR)}{MP}, \text{ onde}$$

(equação 9)

$$HM = 0,004 \times PE + 9$$

Essa discussão aponta para diversos caminhos e desenvolvimentos:

- continuidade deste trabalho pelo autor, em uma tese de doutoramento;
- licenciamento dos processos propostos ao sistema de gestão de uma empresa perfuradora;
- trabalhos de consultoria de otimização em operações de perfuração;
- gerenciamento de economia obtida com a redução de custos operacionais, de ganhos com a antecipação da produção e com o cumprimento de metas do cronograma da empresa após a implantação da metodologia em um sistema operacional;
- estudo de custo métrico de mercados de aluguel de brocas;

- elaboração de fórmulas de **HM** para sondas de dois tubos, três tubos, navios, plataformas e semi-submersíveis, expressa por fórmulas do tipo $[A \times X + B]$ adequadas à realidade da sonda e da empresa;
- estudo de distorções nos tempos de manobra;
- elaboração de fórmulas de HM para definição de tempos de descida de revestimentos e outras operações de poço;
- construção de curvas de comparação dos tempos de manobra ao longo dos anos;
- avaliação comparativa de eficácia de sondas participantes de um mesmo contrato;
- criação grupos de discussão de soluções nas empresas;
- estudo de tempos não-produtivos em operações de perfuração;
- estudo de tempos perdidos em operações de perfuração;
- estudo do coeficiente de correlação R^2 , associando-o ao risco da operação;
- curvas de comparação de **Tempos de Manobra x Ano**;
- estudo das equações polinomiais e seus fatores para representar valores de **metros perfurados x profundidade e taxa de penetração x profundidade**;
- exibição dos custos e outros parâmetros com a inclusão das formações geológicas em 3D.

7. ANEXOS

7.1 Litoestratigrafia da Bacia do Paraná

Cronoes		LITOESTRATIGRAFIA									
		Rio Grande do Sul		Santa Catarina		Paraná		São Paulo			
Quat.		Barreiras, Terraços Aluviões		Barreiras, Terraços Aluviões		Qha		Qha			
Terc.		Associação litológica primária		Associação litológica primária		TQi		TQi	Fm. Rio Claro		
Cret.	Gr. Bauru							Fm. Marília			
Juro-Cretáceo	Gr. São Bento	Fm. Serra Geral		Fm. Serra Geral		Fm. Serra Geral		Fm. Serra Geral			
		Fm. Botucatu		Fm. Botucatu		Fm. Botucatu		Fm. Botucatu			
Trias.		Mb. Sta. Maria Fm. Rosário do Sul				Fm. Pirambóia					
Permiano	Gr. Passa Dois	Fm. Rio do Rasto	Mb. Morro Pelado Mb. Serrinha	Fm. Rio do Rasto	Mb. Morro Pelado Mb. Serrinha	Fm. Rio do Rasto	Mb. Morro Pelado Mb. Serrinha	Fm. Corumbataí			
		Fm. Teresina		Fm. Teresina		Fm. Teresina					
		Fm. Serra Alta				Fm. Serra Alta					
	Fm. Irati		Mb. Assistência Mb. Taquaral								
	Gr. Guatá	Fm. Palermo		Fm. Palermo		Fm. Palermo					
Fm. Rio Bonito		Fm. Rio Bonito	Mb. Siderópolis Mb. Paraguaçu Mb. Triunfo	Fm. Rio Bonito	Mb. Paraguaçu Mb. Triunfo	Fm. Tatui					
Carb. Sup.	Gr. Itararé	Fm. Rio do Sul		Fm. Rio do Sul		Fm. Rio do Sul		Fm. Aquidauana			
				Fm. Mafra		Fm. Mafra		Gr. Itararé			
				Fm. Campo do Tenente		Fm. Campo do Tenente					
Devoniano	Gr. Paraná			Fm. Ponta Grossa		Fm. Ponta Grossa					
				Fm. Furnas		Fm. Furnas		Fm. Furnas			
		Embasamento pré-Gonduânico									

7.2 Banco de Dados utilizado neste trabalho

[illegible]

[illegible]

99

[illegible]

101

[illegible]

103

104

[illegible]

107

108

8. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AMORIM JUNIOR, D. S. **A otimização de Cuiabá Paulista**. São Paulo: PAULIPETRO, 1980. 22 p. Relatório Interno. ******(Acesso restrito).

AGENCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. [Brasília]. Apresenta recursos e atividades desenvolvidas. Disponível em: <www.anp.gov.br>. Acesso em: 06 jun. 2006.

BAKHTIARI, A. S. **Do pico do petróleo para a transição um**. [S.l.: s.n.], 2005. Disponível através da ferramenta: <www.resistir.info>. Acesso em: 25 nov. 2006.

BARRAGAN, R. V. **Otimização dos parâmetros de perfuração**. [S.l.]: Petrobrás/SEREC/ CEN-NOR, 2007. 147 p.

BLICK, E. F.; CHUKWU, G. A. How to predict when to pull the bit. **Petroleum Engineer International**, v. 62, n. 1, p. 39-41, Jan. 1980.

BRANDÃO, J. A. S.; GUARDADO, L. R. A exploração de petróleo no Brasil, In: **Searching for Oil and Gas in the Land of Giants**. Schlumberger, Rio de Janeiro 1998. p. 7-14.

BRANDON, B. D.; CERKOVNIK, J.; KOSKIE, E.; BAYOUD, B. B.; COLSTON, F.; CLAYTON, R. I.; ANDERSON, M. E.; HOLLISTER, K. T.; SENGHER, J.; NIEMI, R. **Development of a new IADC fixed Cutter drill bit classification system**. Richardson: SPE/IADC, 1992a. 8 p. Paper nº SPE 23940. Apresentado ao SPE/AADC Drilling Conference, Feb. 1992, New Orleans, LA.

BRANDON, B. D.; CERKOVNIK, J.; KOSKIE, E.; BAYOUD, B. B.; COLSTON, F.; CLAYTON, R. I.; ANDERSON, M. E.; HOLLISTER, K. T.; SENGHER, J.; NIEMI, R. First revision to the IADC roller bit dull grading system. Richardson: SPE/IADC, 1992b. 5 p. Paper nº SPE 23939-MS. Apresentado ao SPE/IADC Drilling Conference, Feb. 1992, New Orleans, Louisiana.

BRETT, J. F. Talent & technology - the value of competent people. **Lessons from History**, v. 1, n.1, p.1-5, 2007. Disponível em: <http://www.spe.org/spe-app/spe/tt/vol1/no1/lessons_history.htm?>. Acesso em: 25 maio 2008.

CHIEREGATI, A. C. **Novo método de caracterização tecnológica para cominuição de minérios**. 2001. 149 p. Dissertação (Mestrado) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, 2001.

CLEGG, J.; BARTON, S. **Improved optimization of bit selection using mathematically modelled bit performance indices**. Richardson: SPE, 2006. Paper nº SPE 102287. Apresentado ao IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology Conference and Exhibition, Nov. 2006, Bangkok, Thailand.

DEANE, J. D.; DOIRON, H. H.; TOMPKINS, L. B. High-speed rotary bits cut cost per foot, increase ROP. **World Oil**, v. 198, p. 115-117, May 1984.

DEMING, W. E. **Qualidade: a revolução da administração**. Rio de Janeiro: Marques Saraiva, 1990. 308 p.

DYER, R. S. **Bit optimization for positive displacement motors**. [New York]: AIME/SPE, 1984. 12 p. Paper nº 12909-MS. Apresentado ao SPE Rocky Mountain Regional Meeting, May 1984, Casper, Wyoming.

ELLUL, I. R. The role of a consultant – what is it really? **Journal of Petroleum Technology**, v. 58, n. 7, p. 26-28, May 2006.

FIGUEIREDO, J. **Petróleo, pico de Hubbert, ambiente e crise: a mudança para um novo paradigma energético**. [2000]. Disponível em: <http://resistir.info/jf/petroleo.html>. Acesso em: 25 jun. 2008.

GOLDSMITH, R. Engineering opportunities and challenges in drilling. **Journal of Petroleum Technology**, v. 37, n. 7, p. 1141-1148, July 1985. Paper nº 14526-PA.

HAWKES, S. L. How to analyze bit records to increase penetration rates. **Petroleum Engineer International**, v. 57, n. 5, p. 72-84, May 1985.

JACKSON, W. E. **Making hole**. [Richardson]: IADC/The University of Texas, 2000. 137 p.

JOHNSON, S. **A new method of producing laterally stable PDC drill bits**. Richardson: SPE/IADC, 2006. 15 p. Paper nº 98986-MS. Apresentado ao IADC/SPE Drilling Conference, Feb. 2006, Miami, Florida, USA.

MARTINS, G. A. Metodologias convencionais e não-convencionais e a pesquisa em administração. **Cadernos de Pesquisas em Administração**, São Paulo, 2º sem. 1994. Disponível em: <http://www.ead.fea.usp.br/cad-pesq/arquivos/C00-art01.pdf>. Acesso em: 25 jun. 2008.

MCGEHEE, D. Y.; DAHLEM, J. S.; GIECK, J. C.; KOST, B.; LAFUZE, D.; REINSVOLD, C.H.; STEINKE, S. C. **The IADC roller bit classification system** Richardson: SPE/IADC, 1992a. 18 p. Paper nº SPE 23937-MS. Apresentado ao SPE/IADC Drilling Conference, Feb. 1992, New Orleans, Louisiana.

MCGEHEE, D. Y.; DAHLEM, J. S.; GIECK, J. C.; KOST, B.; LAFUZE, D.; REINSVOLD, C. H.; STEINKE, S. C. **The IADC roller bit dull grading system** Richardson: SPE/IADC, 1992b. 16 p. Paper nº SPE 23938-MS. Apresentado ao SPE/IADC Drilling Conference, Feb. 1992, New Orleans, Louisiana.

MITCHELL, J. Trouble free drilling. In: DRILBERT Engineering Inc. The Woodlands, 2001. p. 11-26.

PAES, P.; AJIKOBI, F.; CHEN, D. C. K. **Challenges in drilling in Campos basin**. Richardson: SPE/IADC, 2005a. 11 p. Paper SPE nº 95418.

PAES, P.; ARAGÃO, A.; CHEN, D. C. K. **Cost-effective drilling optimization technologies in Campos basin**. Richardson: SPE/IADC, 2005b. 11 p. Paper SPE nº 94785.

PEARCE, D. E. **A new rock bit bearing provides superior cone retention.** Richardson: SPE/IADC, 1990. 8 p. Paper nº 19909-MS. Apresentado ao SPE/IADC Drilling Conference, 27 February-2 March 1990, Houston, Texas

PEDERSEN, F. B.; HANSSEN, T. H.; AASHEIM, T. I. **How far can a state-of-the-art NPV model take you in decision making?** Richardson: SPE, 2006. 6 p. Paper nº 99627-MS. Apresentado ao SPE Europec/EAGE Annual Conference and Exhibition, June 2006, Vienna, Áustria.

PETROBRÁS. **Relatório anual.** Rio de Janeiro, 2005.

PETROBRÁS. Rio de Janeiro. Apresenta recursos e atividades desenvolvidas. Disponível em: <www.petrobras.com.br>. Acesso em: 28 fev. 2007.

PORTWOOD, G.; BOKTOR, B.; MUNGER, R.; QURAINI, K.; MUTAIRI, B.; AZMI, B. **Development of improved performance roller cone bits for middle eastern carbonate drilling applications.** Richardson: SPE, 2001. 9 p. Paper nº 72298-MS. Apresentado ao SPE/IADC Middle East Drilling Technology Conference, Oct. 2001, Bahrain.

RAMBERSAD, P.; HARELAND, G.; PAIRINTRA, T. **Drilling optimization of an oil or gas field.** Richardson: SPE, 1993. 8 p. Paper SPE nº 26949-MS. Apresentado ao SPE Eastern Regional Meeting, Nov. 1993, Pittsburgh, Pennsylvania

SAPUTELLI, L.; ECONOMIDES, M.; NIKOLAOU, M.; KELESSIDIS V. **Real time decision-making for value creation while drilling.** Richardson: SPE, 2003. Paper SPE nº 85314-MS. 19 p. Apresentado ao SPE/IADC Middle East Drilling Technology Conference and Exhibition, Oct. 2003, Abu Dhabi, United Arab Emirates.

SINOR, L. A.; POWERS, J. R.; WARREN, T. M. **The effect of PDC cutter density, back rake, size and speed on performance.** Richardson: SPE, 1998. 9 p. Paper SPE nº 39306. Apresentado ao IADC/SPE Drilling Conference, March 1998, Dallas, Texas.

SUGUIO, K. **Geologia sedimentar.** São Paulo: Edgar Blücher, 2003. 400 p.

WARDLAW, H. R. Simplified analysis aids in optimizing drilling factors for minimum cost. **Journal of Petroleum Technology**, v. 13, n. 5, p. 475-482, May 1961. Paper nº SPE 1542-G.

WAUGHMAN, R. J.; KENNER, J. V.; MOORE, R. A. **Real-time specific energy monitoring enhances the understanding of when to pull worn PDC bits** **SPE Drilling & Completion**, v. 18, n. 1, p. 59-67, Mar. 2003. Paper nº 81822-PA.

COEFICIENTE de correlação de Pearson. In: WIKIPEDIA. Biblioteca livre. Disponível em:
[http://pt.wikipedia.org/wiki/Coeficiente de Correla%C3%A7%C3%A3o Linear de Pearson](http://pt.wikipedia.org/wiki/Coeficiente_de_Correla%C3%A7%C3%A3o_Linear_de_Pearson). Acesso em: 26 set. 2008.

WILSON, D. C.; BENTSEN, R. G. **Optimization techniques for minimizing drilling costs.** [New York]: AIME/SPE, 1972. 16 p. Paper nº 3983-MS. Apresentado ao Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME, Oct. 1972, San Antonio, Texas.

WINTERS, W. J.; DOIRON, H. H. The 1987 IADC fixed cutter bit classification system. Richardson: SPE/IADC, 1987. 11 p. Paper nº 16142-MS. Apresentado ao SPE/IADC Drilling Conference, Mar. 1987, New Orleans, Louisiana.

**** - Acesso restrito** = Documento acessível mediante autorização da Empresa/Instituição