



Universidade Federal
do Rio de Janeiro

Escola Politécnica

ANÁLISE ESTATÍSTICA DO CUSTO MÉTRICO DE PERFURAÇÃO DE POÇOS DE PETRÓLEO.

Felipe Serra de Candol e Leonardo Luiz de Britto Corrêa

Projeto de Graduação apresentado ao Curso de Engenharia do Petróleo da Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Engenheiro.

Orientador: Prof. André Assis de Salles.

Rio de Janeiro
Janeiro de 2012

Serra de Candol, Felipe e de Britto Corrêa, Leonardo Luiz
Análise Estatística do Custo Métrico de Perfuração de
Poços de Petróleo / Felipe Serra de Candol e Leonardo Luiz de
Britto Corrêa. – Rio de Janeiro: UFRJ/ Escola Politécnica, 2012.
xiv, 79 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: André Assis de Salles

Projeto de Graduação – UFRJ/ Escola Politécnica/ Curso
de Engenharia do Petróleo, 2012.

Referências Bibliográficas: p. 63 – 65.

1. Custo Métrico de Perfuração de Poços. 2. Modelos de
Regressão Linear. 3. Perfuração de Poços. I. Salles, André. II.
Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola Politécnica,
Curso de Engenharia do Petróleo. III. Título.

Dedicatória

Dedico a realização deste trabalho ao meu pai Luis e minha mãe Cláudia, que construíram os pilares da minha educação e formação pessoal, me auxiliando emocionalmente e financeiramente, me dando oportunidades de agregar conhecimentos, abrindo as portas do mundo para mim e sendo o melhor exemplo de casal, pais e profissionais que podia ter.

Felipe Serra de Candol.

Dedico esta vitória aos meus amigos, sobretudo aos alunos de Engenharia de Petróleo – UFRJ – turma de 2007 que me ajudaram sob diversos aspectos, acadêmicos ou não, durante estes cinco anos que, sem dúvida, contribuíram para formar quem hoje sou. Dedico também a mim, pois sem vontade nada teria sido feito.

Leonardo Luiz de Britto Corrêa

Agradecimentos

Agradeço às famílias Serra e Candol, que desde pequeno me apoiaram e incentivaram a trilhar um caminho de sucesso, fazendo parte da minha criação e educação, me dando muitas alegrias e carinho, fazendo parte intensamente da minha vida, possibilitando que pudesse vencer os desafios e chegar até aqui.

Agradeço a todos os amigos que fizeram parte da minha vida, em especial aos amigos da turma de Engenharia de Petróleo UFRJ 2007, que contribuíram de maneira significativa para que pudesse realizar este trabalho e concluir o curso. Foram muitas noites mal dormidas, muitas matérias estressantes e impossíveis, muitos trabalhos feitos nas vésperas, mas consegui superar tudo, e isso se deve graças à ajuda de vocês, com os estudos em grupos, os resumos, as listas resolvidas, as conversas de última hora, as dicas, as viradas de noite, as piadas do Léo, as invenções do Mário, e, sobretudo a cooperação e preocupação de todos em se ajudar.

Agradeço a minha namorada Iana e sua família, por me acompanhar e auxiliar na faculdade, me dando atenção, entendendo as dificuldades de se realizar um curso de Engenharia, me ensinando e participando da minha formação acadêmica.

Agradeço aos professores da UFRJ e aos profissionais da indústria com que tive contato, que muito me ensinaram nesses 5 anos, em especial ao professor e orientador André Salles, que abraçou este projeto, sendo bastante atencioso e disponível.

Agradeço ao Leonardo, por dividir essa missão comigo, mas principalmente por ser um grande amigo, estando sempre presente com seu carisma, bom humor e boas ideias, tornando os momentos mais tensos e estressantes em momentos tranquilos.

Felipe Serra de Candol.

Agradeço,

Aos meus amigos que me apoiaram em todos os momentos nesses cinco anos. Fundamental foram os ensinamentos obtidos nos quatro anos e meio de trabalho que me ofereceu, sobretudo, amigos incríveis que espero levar para toda a vida. Da UFRJ ficarão as incontáveis noites de estudo e a percepção que o auto-didatismo é palpável e uma

excelente ferramenta de aprendizado. Seria um erro não falar em seqüência sobre a paciência dos amigos, em especial ao Felipe e ao Mário que a todo momento estavam dispostos a ensinar.

À Bia, minha namorada, que durante todo este tempo me amparou, sem limites, sendo sempre companheira.

Aos ensinamentos acadêmicos, profissionais e pessoais do professor Alexandre Leiras que levarei para toda a vida.

Ao professor André Salles que se mostrou intensamente disponível e disposto a somar em todas as partes da confecção deste projeto.

Novamente ao Felipe que encarou dividir este desafio comigo, dispondo sua inteligência, uma das maiores que já vi, além da responsabilidade e bom humor para construir um projeto que tenha uma aplicação não só acadêmica.

Leonardo Luiz de Britto Corrêa

“A dor é passageira. Desistir dura pra sempre.”

Lance Armstrong.

“If everything could ever feel this real forever

If anything could ever be this good again”

Foo Fighters.

Resumo do Projeto de Graduação apresentado à Escola Politécnica/ UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Engenheiro do Petróleo.

Análise Estatística do Custo Métrico de Perfuração de Poços de Petróleo.

Felipe Serra de Candol e Leonardo Luiz de Britto Corrêa

Janeiro/2012.

Orientador: Prof. André Assis de Salles.

Curso: Engenharia de Petróleo

Este trabalho apresenta uma análise estatística do custo métrico de perfuração de poços de petróleo. Partindo de dados de perfuração de uma mesma região na Bacia de Campos foi testada a possibilidade de desenvolver um modelo satisfatório para a predição dos custos de perfuração de um novo poço. Para essa análise foram utilizadas ferramentas de estatística descritiva, além de variáveis *dummy* para incrementar os modelos na busca de melhores explicações dos modelos testados.

A justificativa desta monografia se dá pela necessidade da indústria de métodos que possibilitem o planejamento estratégico das empresas. Espera-se como resultado os coeficientes do modelo do estudo para a região escolhida e que estes apresentem parâmetros estatísticos de explicação satisfatórios.

Abstract of Undergraduate Project presented to POLI/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Petroleum Engineer.

Statistical Analysis of the Cost per Meter of Oil Well Drilling

Felipe Serra de Candol e Leonardo Luiz de Britto Corrêa

January/2012.

Advisor: Prof. André Assis de Salles

Course: Petroleum Engineering

This paper presents a statistical analysis of the cost per meter of oil wells drilling. Based on drilling data from the same region at the Campos Basin it was tested the possibility of developing a satisfactory model for the prediction of the drilling costs of a new well. For this analysis there were used tools of descriptive statistics, and dummy variables to improve models in search for better explanations of the models tested.

The reason for this monograph is the industry's needs for methods that enable the corporate strategic planning. The expectation is to have good results that can show a satisfactory explanation.

Sumário

Sumário	ix
Lista de Figuras	xi
Lista de Tabelas	xiii
1 Introdução	1
1.1 Objetivos	3
1.2 Justificativa	4
1.3 Estruturação do Trabalho	4
2 Perfuração de Poços	5
2.1 Exploração de Petróleo no Brasil.....	5
2.2 Perfuração de Poços.....	7
2.2.1 Sistemas de uma Sonda de Perfuração e Equipamentos.....	8
2.2.2 Projeto de Poço.....	12
2.3 Brocas de Perfuração.....	15
2.3.1 Brocas Tricônicas.....	17
2.3.2 Brocas de Diamantes	20
2.3.3 Classificação das Brocas	23
2.4 Sondas de Perfuração.....	24
3 Custo Métrico de Perfuração	29
3.1 Custo de Brocas.....	30
3.2 Custo de Sonda	30
3.3 Tempos Operacionais	31
3.3.1 Tempo de Perfuração.....	32
3.3.2 Tempo de Manobra	32
3.4 Relação entre o Custo da Broca e o Custo de Sonda.....	33
3.5 Previsão de Custos	34
4 Abordagem Metodológica	35
4.1 Análise de Regressão Linear.....	35
4.1.1 Método de Mínimos Quadrados.....	35
4.1.2 Coeficiente de determinação (R^2).....	39
4.1.3 Estimação do erro padrão do modelo de regressão (σ).....	40
4.1.4 Estimação do desvio padrão dos parâmetros beta	40
4.1.5 Variáveis <i>dummy</i> ou Variáveis Binárias	41

4.2	Modelos de Regressão Utilizados.....	43
4.3	Tratamento dos Dados	44
5	Análise dos Dados.....	47
5.1	Descrição dos Dados.....	47
5.2	Análise dos Modelos de Regressão	51
5.2.1	Análise dos modelos para o custo métrico por broca	51
5.2.2	Análise dos modelos para o custo métrico por fase	57
5.3	Análise por Tipo de Broca	60
6	Conclusão	62
7	Referências bibliográficas.....	64
	APÊNDICE A.....	67
	APÊNDICE B.....	68
	APÊNDICE C.....	71

Lista de Figuras

Figura 1 - Atividades exploratórias da Petrobrás 1954/1968	5
Figura 2 - Atividades exploratórias da Petrobrás 1969/1974	5
Figura 3 - Atividades exploratórias da Petrobrás 1975/1984	6
Figura 4 - Atividades exploratórias da Petrobrás 1985/1997	6
Figura 5 - Gráfico de Poços por ano no Brasil	6
Figura 6 - Gráfico do Total acumulado de poços perfurados no Brasil.	7
Figura 7 - Design de um poço de petróleo (Brito, 2011)	8
Figura 8 - Desenho esquemático de uma sonda de perfuração (Thomas, 2001)	9
Figura 9 - Desenho esquemático do sistema de movimentação de cargas (Thomas, 2001) 10	
Figura 10 - Mesa Rotativa (Thomas, 2001)	10
Figura 11 - Desenho esquemático do Top drive (Thomas, 2001)	10
Figura 12 - Desenho esquemático do Sistema de tratamento de lama (Thomas, 2001)	11
Figura 13 - Desenho esquemático de um arranjo típico de BOP (Thomas, 2001)	11
Figura 14 - Esquema de um poço, comparado com a litologia (Bomfim)	13
Figura 15 - Janela de operação (Bourgoyne Jr, et al., 1986)	14
Figura 16 - Broca PDC (TradeKorea)	17
Figura 17 - Broca Tricônica (SMITHBITS)	17
Figura 18 - Componentes da Broca Tricônica (TheGreatSovietEncyclopedia)	17
Figura 19 - Offset de brocas tricônicas (Plácido, et al., 2009)	18
Figura 20 - Rolamento tipo rolete de broca tricônica	18
Figura 21 - Rolamento tipo journal de broca tricônica	18
Figura 22 - Mecanismo de corte de broca Tricônica (Plácido, et al., 2009)	19
Figura 23 - Tricônica de dentes de aço (Plácido, et al., 2009)	19
Figura 24 - Tricônica de insertos	19
Figura 25 - Tipos de insertos de brocas Tricônicas (Plácido, et al., 2009)	20
Figura 26 - Broca de diamante do tipo impregnada (OilGasJournal)	20
Figura 27 - Broca de diamante do tipo PDC (OilGasJournal)	20
Figura 28 - Mecanismo de corte: cisalhamento da formação (Plácido, et al., 2009)	21
Figura 29 - Broca PDC de 8 lâminas (HIMFR)	21
Figura 30 - Diferentes tamanhos de cortadores (BusyTrade)	22
Figura 31 - Esquema de <i>Back Rake</i> e <i>Side Rake</i> de broca PDC (Plácido, et al., 2009)	22
Figura 32 - Classificação IADC para brocas tricônicas (Plácido, et al., 2009)	24
Figura 33 - Sonda Terrestre (MadeinChina)	25
Figura 34 - Plataforma Fixa (Thomas, 2001)	25
Figura 35 - Plataforma Auto Elevável (CBintheUAE)	26
Figura 36 - Plataforma Semissubmersível (NewsComex)	27
Figura 37 - Navio-Sonda (BlogMercante)	28
Figura 38 - Plataforma Tension Leg (Abrantes)	28
Figura 39 - Tempos operacionais de Perfuração (Pasqualino, 2011)	31
Figura 40 - Método de mínimos quadrados	36
Figura 41 - Distância de um ponto (Xi, Yi) à reta $y = a + bx$	37
Figura 42 - A variável explicativa X é responsável	39
Figura 43 - A variável X não explica a variação	40

Figura 44 - Variável <i>dummy</i> do tipo aditiva.....	42
Figura 45 - Variável <i>dummy</i> do tipo multiplicativa	42
Figura 46 - Variável <i>dummy</i> do tipo mista.....	42
Figura 47 - Gráfico comparativo do custo métrico por brocas	47
Figura 48 - Gráfico comparativo do custo métrico por fase.....	48
Figura 49 - Gráfico de Custo métrico por poço	50
Figura 50 - Assimetria negativa do custo métrico por poço	51
Figura 51 - Estimação do Modelo II Custo métrico por broca 26"	53
Figura 52 - Estimação do Modelo II Custo métrico por broca 17,5"	54
Figura 53 - Estimação do Modelo II Custo métrico por broca 12,25"	55
Figura 54 - Estimação do Modelo II Custo métrico por broca 8,5"	56
Figura 55 - Estimação do Modelo II Custo métrico por fase 26"	58
Figura 56 - Distribuição F de Snedecor	70

Lista de Tabelas

Tabela 1 - Custo de Brocas, em dólares.....	30
Tabela 2 - Custo de Sonda (RIGZONE - Dice Holdings. Inc. company).....	31
Tabela 3 - Descrição dos modelos de regressão simples.....	43
Tabela 4 - Descrição do modelo de regressão múltipla.....	43
Tabela 5 - Descrição dos modelos de regressão utilizando variáveis <i>dummy</i>	44
Tabela 6 - Tratamento de dados (1).....	45
Tabela 7 - Tratamento de dados (2).....	45
Tabela 8 - Exemplo do custo métrico por fase.....	46
Tabela 9 - Exemplo do custo métrico do poço.....	46
Tabela 10 - Resumo estatístico do Custo Métrico por brocas.....	48
Tabela 11 - Resumo estatístico do Custo Métrico por fase.....	49
Tabela 12 - Resumo estatístico do Custo Métrico por poço.....	50
Tabela 13 - Escolha do modelo entre I - IV que melhor explica a análise por broca.....	52
Tabela 14 - Modelo II para a fase 26".....	52
Tabela 15 - Modelo II para a fase 17,5".....	53
Tabela 16 - Modelo II para a fase 12,25".....	54
Tabela 17 - Modelo II para a fase 8,5".....	55
Tabela 18 - Escolha do modelo entre V - IX que melhor explica a análise por broca.....	56
Tabela 19 - Modelo IX, com variáveis <i>dummy</i>	57
Tabela 20 - Escolha do modelo entre I - IV que melhor explica a análise por fase.....	57
Tabela 21 - Modelo II para a fase 26".....	58
Tabela 22 - Modelo II para a fase 17,5".....	58
Tabela 23 - Modelo II para a fase 12,25".....	59
Tabela 24 - Modelo II para a fase 8,5".....	59
Tabela 25 - Escolha do modelo entre V - IX que melhor explica a análise por fase.....	59
Tabela 26 - Modelo VIII, com variáveis <i>dummy</i>	60
Tabela 27 - Análise por IADC.....	61

1 Introdução

A alta densidade energética do petróleo permitiu o seu aproveitamento em diversos setores da economia, criando, ao longo dos anos, uma dependência muito forte desse recurso, o que despertaram os investimentos em pesquisa, gerando uma indústria altamente tecnológica. Dessa forma, a cadeia produtiva da indústria petrolífera se tornou bastante complexa, atuando desde investigações preliminares para a descoberta de um reservatório de hidrocarbonetos, até o transporte do produto final, passando por áreas de desenvolvimento e otimização de campos, perfuração, produção, tratamento e refino, e ainda saúde, segurança e meio ambiente.

Pode-se dividir a indústria petrolífera em três áreas principais: *Upstream*, *Midstream* e *Downstream*. Na primeira ocorrem as fases de Exploração e Exploração de um campo, isto é, são realizadas as pesquisas geológicas, a análise de reservatórios, a perfuração e completção de poços (Exploração), e a análise e aplicação de técnicas de desenvolvimento e produção para retirar o petróleo da rocha reservatório (Exploração). A segunda área é a responsável pelo transporte do óleo e gás produzidos para as terminais e refinarias, através de oleodutos, gasodutos, embarcações e/ou caminhões. A terceira e última é onde ocorrem o processamento e o refino dos hidrocarbonetos produzidos, obtendo assim os produtos finais.

A Engenharia de Petróleo atua principalmente no *Upstream*, sendo dividida basicamente em: Reservatórios, Perfuração, Completção e Produção. O engenheiro de reservatórios trabalha investigando o campo, simulando e determinando a localização e tipo dos poços, assim como acompanhando o comportamento do reservatório durante o desenvolvimento da produção. Já o engenheiro de perfuração é o responsável por projetar e construir os poços. O engenheiro de completção prepara e equipa o poço para produzir ou injetar (dependendo do tipo de poço) fluidos, enquanto o engenheiro de produção cuida da retirada dos fluidos do reservatório, monitorando e desenvolvendo técnicas para melhorar a produção. Deve-se ressaltar que essas quatro áreas estão intimamente ligadas, uma dependendo da outra, e que contam ainda com diversos profissionais, como geofísicos, geólogos, engenheiros mecânicos, ambientais, entre outros, o que requer um conhecimento multidisciplinar do engenheiro de petróleo.

Tratando exclusivamente da Perfuração, o desenho de cada poço é projetado de acordo com os gradientes de pressões (poros, fratura, colapso e sobrecarga) das formações, que definem uma janela de operação, dentro da qual o poço estará estável. Por conta também dessa estabilidade, não se perfura direto até alcançar a profundidade final desejada, é necessário parar para revestir com um tubo a parede do poço, fornecendo um suporte mecânico para mantê-lo estável. Ao retomar a perfuração após a colocação do revestimento, utiliza-se uma broca de diâmetro menor, que passe pelo interior do poço revestido, criando assim um formato telescópico para o poço, onde cada seção de mesmo diâmetro é denominada de fase.

Além das fases, são definidos também em um projeto de poço o tipo de sonda adequada, os tipos de brocas e fluidos, e os demais equipamentos. Neste trabalho há uma atenção especial às brocas. A seleção de brocas constitui uma importante etapa do projeto, pois está diretamente ligada aos custos da operação. Uma má seleção de brocas, ou mesmo uma interpretação errada das formações rochosas que leve a uma má escolha de brocas, pode tornar a operação extremamente custosa, principalmente em campos offshore. Isso ocorre devido ao alto custo diário de uma sonda de perfuração, tornando cada hora de operação preciosa para a contenção de custos. Assim, tenta-se ao máximo otimizar o tempo de perfuração, buscando perfurar com a maior eficiência possível, isto é, com as maiores velocidade (taxa de penetração) e distância.

Para aumentar essa eficiência, reduzindo o tempo de perfuração e, conseqüentemente, os custos, utiliza-se na fase de projeto o histórico operacional da perfuração de poços de um mesmo campo (ou de geologia muito similar), analisando os erros e acertos, isto é, observando se os equipamentos e parâmetros utilizados foram adequados para aquele objetivo. Um dos históricos usados para essa análise é o Registro de Brocas (*Bit Record*), que contém informações como nome e tipo do poço, tipo de sonda, brocas que foram utilizadas, profundidade de entrada e saída de cada uma, taxa de penetração, desgaste e parâmetros (peso sobre broca, rotações por minuto, etc.) usados. A partir desse documento, é feita uma avaliação para saber se as brocas usadas tiveram um bom desempenho naquela formação, indicando se para o próximo poço seria interessante utilizar uma de mesmas características, uma diferente, ou otimizar os parâmetros, tentando assim melhorar a seleção de brocas e o tempo de perfuração.

Outra análise possível de ser feita através de um Registro de Brocas é o cálculo do Custo Métrico. O Custo Métrico é o custo da operação de perfuração por metro perfurado, e leva em conta apenas os custos referentes à utilização da broca, isto é, o seu preço, o tempo necessário para chegar ao fundo e retornar à superfície, e o tempo em que está perfurando. Este dado é usado para avaliar e comparar o desempenho econômico de brocas, fases e poços, e ainda podendo servir como uma estimativa para futuros custos.

Assim, a partir de diversos *Bit Records* de um mesmo campo é possível calcular o Custo Métrico para cada broca e compará-los, avaliando quais tiveram uma boa performance (menores custos), ajudando a selecionar as brocas para o próximo poço. Pode-se ainda fazer o mesmo para as fases, isto é, calcular o Custo Métrico de cada fase para cada Registro de Brocas, e para os poço, podendo assim avaliar a eficiência de cada fase ou poço perante os demais, auxiliando na projeção de custos para as próximas perfurações.

Portanto, pode-se verificar a complexidade da indústria petrolífera, onde cada etapa é intensamente estudada, na busca do desenvolvimento melhores métodos e ferramentas que aumentem a recuperação dos hidrocarbonetos e diminuam os custos, visando um lucro maior. O projeto do poço é um perfeito exemplo disso, pois cada poço é bastante pensado, lidando com diversos tipos de informações e tecnologias, buscando a comparação com o que já foi feito, identificando os problemas e as soluções, e tentando prever os próximos desafios e custos, o que acaba por gerar uma indústria de alta tecnologia, já que empresas e centros de pesquisas estão sempre procurando aumentar a eficiência, seja da Perfuração ou da Produção, Completação, Segurança, etc.

1.1 Objetivos

Os objetivos deste trabalho são:

- A partir de Bit Records de poços de uma mesma empresa em um mesmo campo, calcular o custo métrico por brocas, fases e poços;
- Estimar modelos de regressão linear para previsão dos custos;
- Analisar, através dos parâmetros estatísticos, os resultados obtidos;
- Eleger os melhores modelos para uma possível previsão de custos;

Deve-se observar que este trabalho se restringe aos custos de perfuração referentes somente às etapas de perfuração de rochas (avanço da broca pela formação) e manobras (retirada da broca ou coluna), não englobando outros custos como os associados a revestimentos, fluidos, coluna de perfuração e cimentação, por exemplo. Além disso, os resultados obtidos são válidos somente para o campo analisado na Bacia de Campos.

1.2 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)

O projeto demonstra sua importância uma vez que pode ser utilizado sob caráter gerencial de modo a auxiliar no planejamento estratégico dos custos da empresa dada a possível previsão dos custos de perfuração. Os dados de entrada do poço que se deseja estimar o custo são tanto dependentes do mercado, como o custo diário da sonda e o custo da broca utilizada, quanto independentes deste, como o comprimento de cada fase, dado por condições geológicas. Nesse sentido a análise é feita através da estimação estatística enquadrando o novo poço em um modelo construído por meio de outros da mesma região.

1.3 Estruturação do Trabalho

O trabalho está organizado em 7 capítulos e 3 apêndices. Além desta introdução, no capítulo 2 é feita uma revisão bibliográfica sobre Perfuração de Poços, explicando como um poço é construído e seus principais equipamentos. O capítulo 3 trata sobre o Custo Métrico de Perfuração, abordando as variáveis que o explicam. Já o capítulo 4 trata sobre a metodologia adotada, enquanto no capítulo 5 são analisados os resultados obtidos. A Conclusão do trabalho se encontra no capítulo 6 e as referências utilizadas estão listadas no capítulo 7. Por fim, os apêndices A e B complementam a metodologia utilizada, enquanto o apêndice C apresenta as tabelas completas com todos os resultados.

2 Perfuração de Poços

2.1 Exploração de Petróleo no Brasil

Como observa Martins (2011), a exploração de petróleo no Brasil teve início no estado da Bahia, mais precisamente na Bacia do Recôncavo Baiano. No entanto, o primeiro poço reconhecido pela ANP foi feito em 1922, na Bacia de Camamu, no estado do Maranhão e este foi encontrado seco, isto é, sem indício de petróleo.

Percebeu-se que a exploração de petróleo cresceu significativamente após o ano de 1953 em que foi fundada a Petrobrás. Essa exploração se deu, inicialmente em uma fase terrestre – entre 1954 e 1968 e posteriormente em uma fase marítima que pode ser dividida em quatro partes: Plataforma Rasa – 1969 até 1974; Plataforma Rasa/ Bacia de Campos – 1975 até 1984; Águas profundas/ Bacia de Campos – 1985 até 1997 e Águas ultra profundas – início em 1998.(Martins, 2011) .

As figuras de 1 a 4 a seguir estão no texto elaborado por Martins (2011).



Figura 1 - Atividades exploratórias da Petrobrás 1954/1968



Figura 2 - Atividades exploratórias da Petrobrás 1969/1974

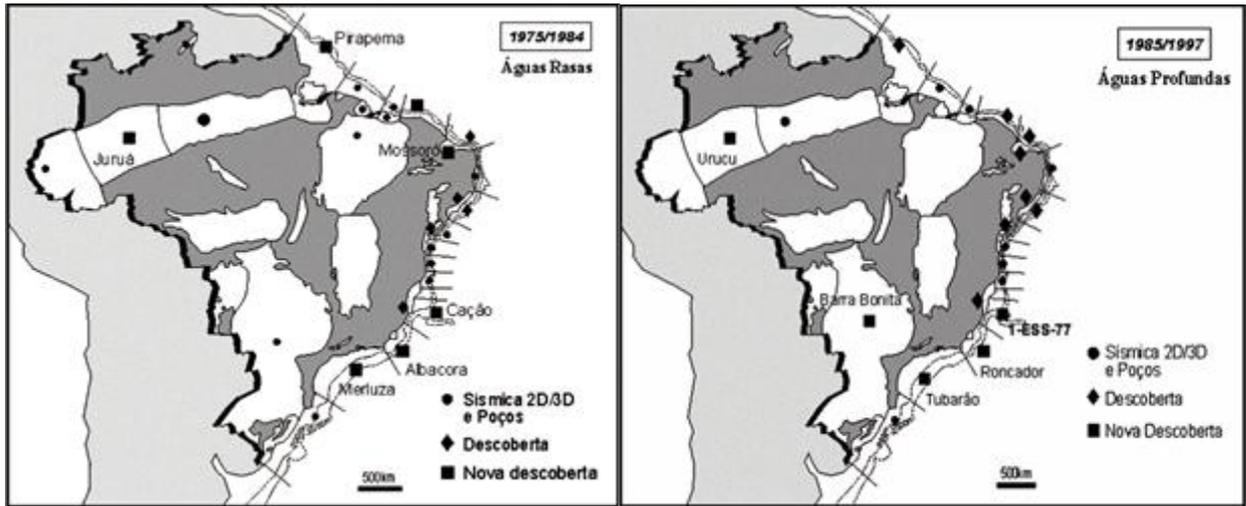


Figura 3 - Atividades exploratórias da Petrobrás 1975/1984

Figura 4 - Atividades exploratórias da Petrobrás 1985/1997

Com base nos dados divulgados pela ANP (Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis) foram construídos os gráficos informativos abaixo que traduzem a exploração de petróleo no país.

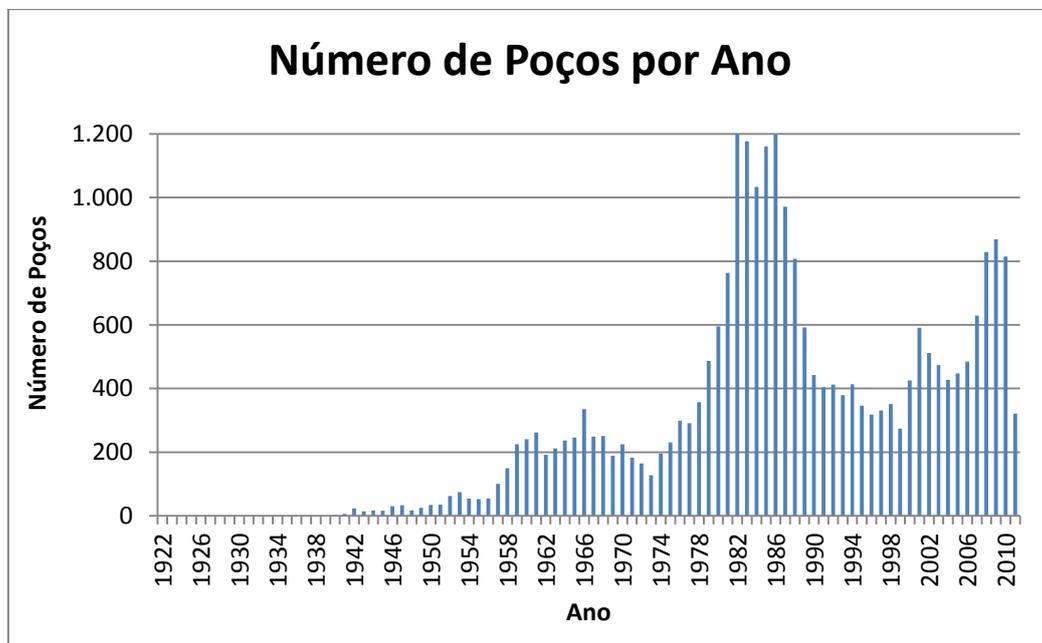


Figura 5 - Gráfico de Poços por ano no Brasil

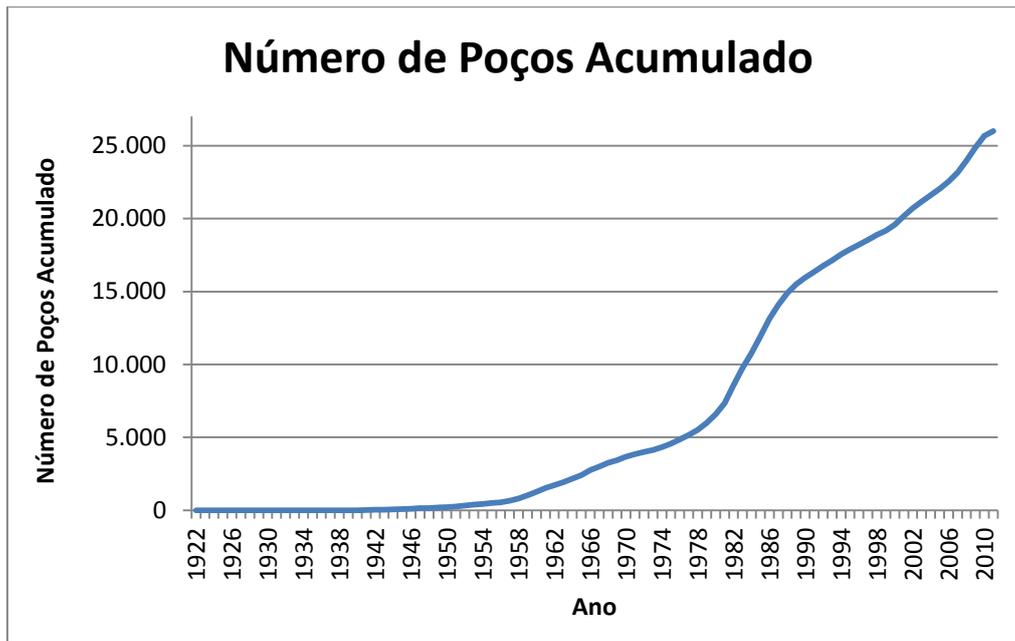


Figura 6 - Gráfico do Total acumulado de poços perfurados no Brasil.

2.2 Perfuração de Poços

A construção de um poço de petróleo se dá atualmente através da perfuração rotativa, na qual rochas são perfuradas pela ação da rotação e peso aplicados a uma broca localizada na extremidade da coluna de perfuração, que é composta basicamente por tubos de paredes espessas (comandos ou *drill collars* e tubos pesados ou *heavy drill pipes*) e tubos de paredes finas (tubos de perfuração ou *drill pipes*). Por dentro desses tubos é injetado um fluido de perfuração (chamado também de lama) cujas funções básicas são limpar o fundo do poço dos cascalhos gerados e transportá-los até a superfície pelo anular (região entre a parede do poço e a coluna de perfuração); fazer pressão hidrostática sobre as formações, evitando o influxo de fluidos (*kick*) e estabilizando a parede do poço; e resfriar e lubrificar a broca e a coluna. Ao atingir certa profundidade, retira-se a coluna de perfuração e é descida no poço uma coluna de tubos de revestimento de aço, havendo posteriormente a cimentação do anular entre o revestimento e a parede do poço, com o objetivo de isolar as rochas atravessadas, dando maior estabilidade ao poço e permitindo a retomada da perfuração. Após isso, uma broca de diâmetro menor que os tubos de revestimentos é descida, prosseguindo a operação até a próxima profundidade determinada pelo projeto, na qual se repetirão os processos de revestimento e cimentação, criando assim um poço com diversas fases, cada uma com um diâmetro específico. (Thomas, 2001)

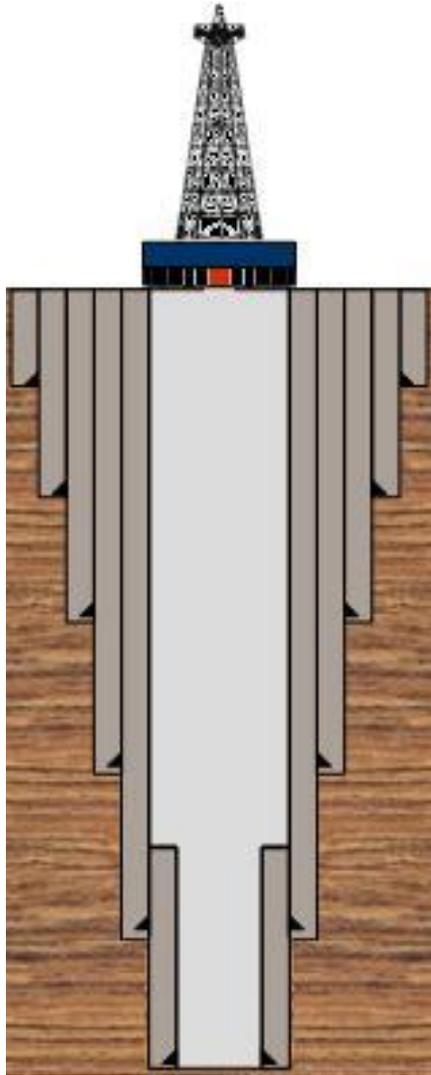


Figura 7 - Design de um poço de petróleo (Brito, 2011)

2.2.1 Sistemas de uma Sonda de Perfuração e Equipamentos

O texto que se segue nesta seção está baseado em Thomas (2001).

Todas as operações são realizadas através de uma sonda de perfuração, que dispõe de diversos equipamentos. Os equipamentos podem ser agrupados pela sua função, formando assim os sistemas de uma sonda. A seguir, serão vistas em linhas gerais as principais características de cada sistema.

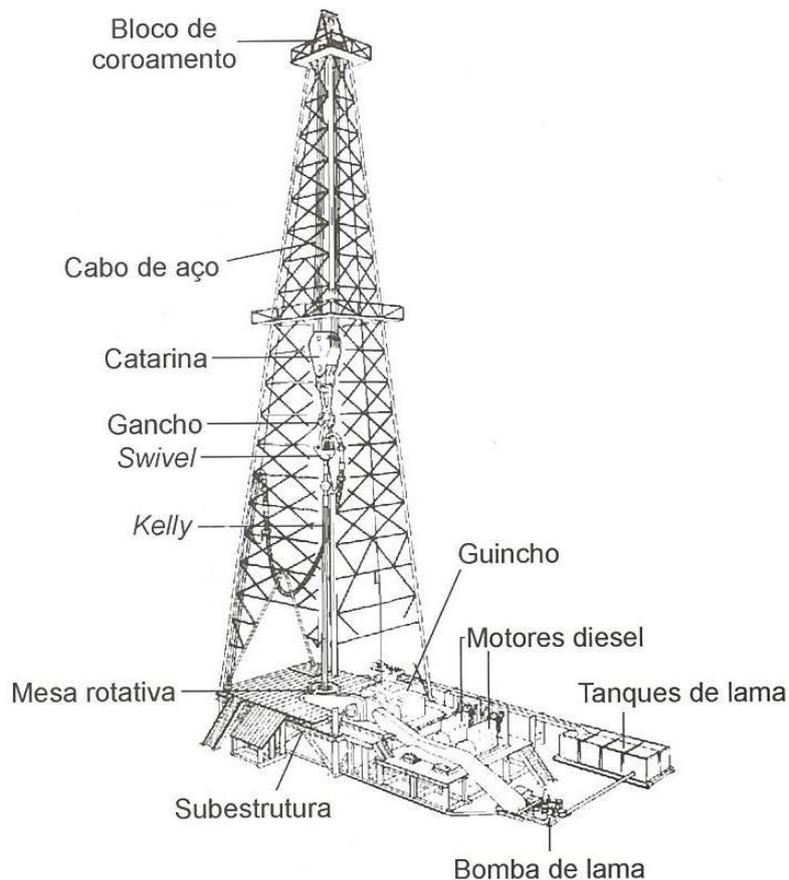


Figura 8 - Desenho esquemático de uma sonda de perfuração(Thomas, 2001)

- Sistema de sustentação de cargas: suporta e transfere todas as cargas a serem içadas durante a perfuração. A carga se refere ao peso da coluna de perfuração ou revestimento que está no poço. Constituído pelo mastro (ou torre), subestrutura e estaleiro.

- Sistema de movimentação de cargas: a coluna de perfuração deve ser capaz de se movimentar tanto para baixo, ganhando profundidade, quanto para cima, no caso de ser retirada. Assim, esse sistema permite a movimentação da coluna de perfuração, de revestimento e de outros equipamentos. Seus principais componentes são o guincho, o bloco de coroamento, a catarina, o cabo de perfuração, o gancho e o elevador.

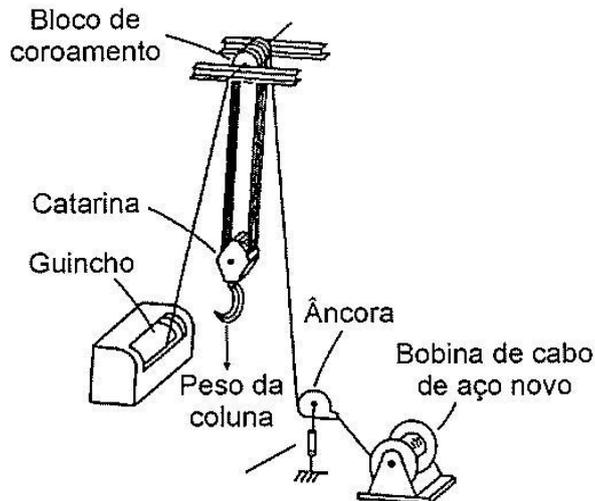


Figura 9 - Desenho esquemático do sistema de movimentação de cargas (Thomas, 2001)

- Sistema de rotação: a rotação necessária à perfuração pode ser fornecida pela mesa rotativa e transmitida pelo *kelly* ou fornecida pelo top drive sendo transmitida diretamente por ele para o topo da coluna de perfuração. Pode-se ainda perfurar com um motor de fundo, colocado logo acima da broca. Assim, os principais equipamentos são: mesa rotativa, *kelly*, cabeça de injeção (*swivel*), *top drive* e motor de fundo.

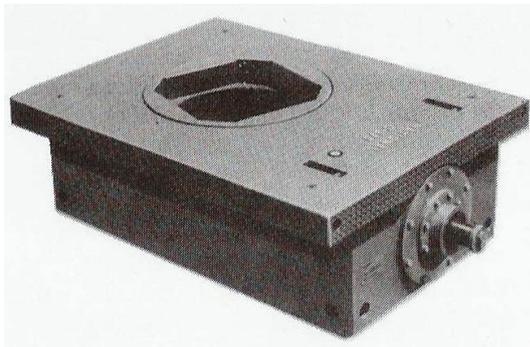


Figura 10 - Mesa Rotativa (Thomas, 2001)

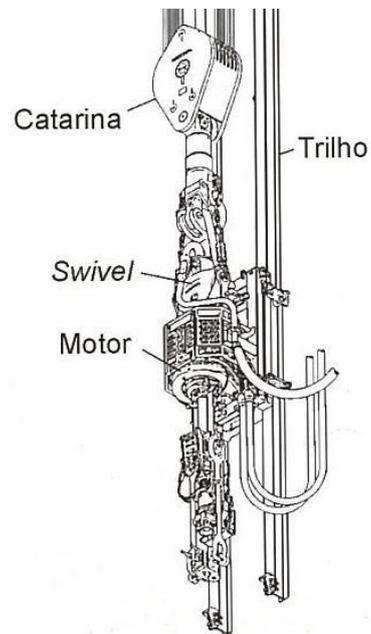


Figura 11 - Desenho esquemático do Top drive (Thomas, 2001)

- Sistema de circulação de fluidos: na perfuração rotativa o fluido de perfuração é bombeado através da coluna até a broca, retornando pelo anular entre a coluna e a parede do poço (ou revestimento) até a superfície, carregando os cascalhos gerados. Na superfície o fluido é tratado e armazenado. Compõem esse sistema as fases de injeção (bombas de lama), retorno e tratamento (peneira vibratória, desareiator, dessiltador, *mud cleaner* e centrífuga).

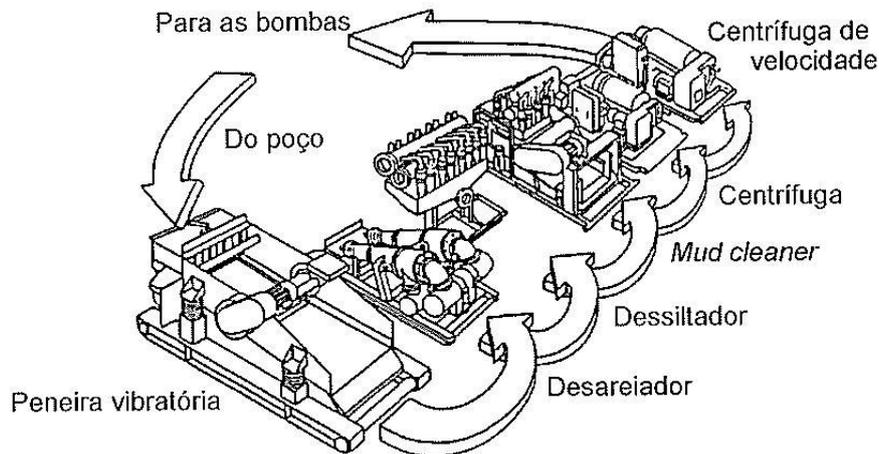


Figura 12 - Desenho esquemático do Sistema de tratamento de lama (Thomas, 2001)

- Sistema de segurança do poço: possibilita o fechamento e controle do poço. Constituído pelos Equipamentos de Segurança de Cabeça de Poço (ESCP), entre os quais a cabeça do poço e o BOP (*Blow Out Preventer*).

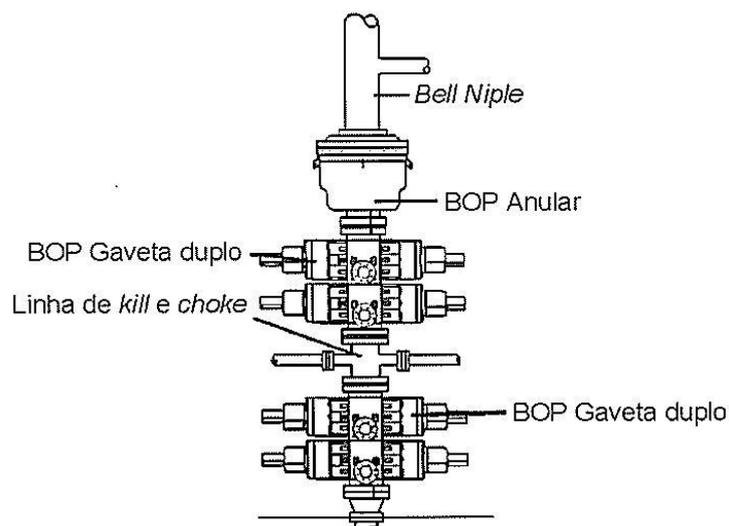


Figura 13 - Desenho esquemático de um arranjo típico de BOP (Thomas, 2001)

- Sistema de monitoração: são os equipamentos necessários ao controle da perfuração, mostrando os parâmetros que estão sendo usados, como peso sobre a broca, RPM da mesa rotativa, torques, pressão de bombeio, vazão das bombas, etc.
- Sistema de geração e transmissão de energia: fornece a energia necessária para o funcionamento da maior parte destes equipamentos, sendo geralmente fornecida através de motores a diesel. Em sondas terrestres, pode ser fornecida através da rede elétrica local.

2.2.2 Projeto de Poço

O projeto de um poço de petróleo começa com a especificação da localização da superfície e do fundo do poço e com o tamanho do tubo de produção que será usado caso hidrocarbonetos sejam encontrados em quantidades comerciais. Os números e tamanhos de cada revestimento e o tipo de equipamento de elevação artificial que pode ser colocado no poço determinam o diâmetro interno mínimo do tubo de produção. Essas especificações são geralmente dadas ao engenheiro de perfuração por outros setores da engenharia. O engenheiro de perfuração deve então projetar um programa de brocas e de tubos de revestimento que permita que se perfure e complete com segurança o poço com a configuração de produção desejada. Nesses programas, devem-se levar em conta os tipos de brocas a serem usados (de acordo com a geologia), o tamanho das brocas, o tamanho e o grau do aço dos revestimentos, e as profundidades onde cada um será assentado. Neste tópico será tratado a definição das fases de um poço, explicando o porquê de suas existências e como são projetadas. (Bourgoyne Jr, et al., 1986)

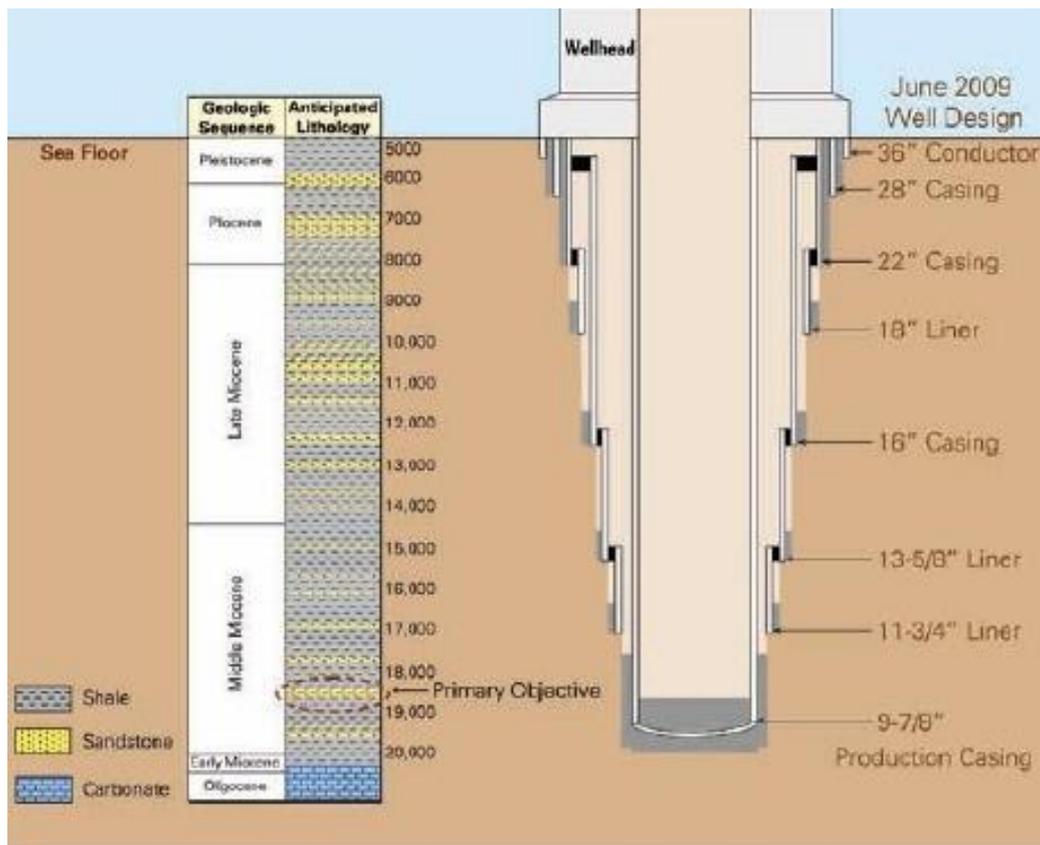


Figura 14 - Esquema de um poço, comparado com a litologia(**Bomfim**)

A seleção do número de tubos de revestimento e suas respectivas profundidades de assentamento são baseadas normalmente nas considerações de gradientes de pressão de poros e fratura das formações a serem penetradas. A pressão de poros é a pressão dos fluidos contidos nos poros de uma determinada formação, sendo chamada de normal se a pressão da formação estiver situada entre os valores de pressões hidrostáticas originadas por fluidos de 8,33 lb/gal e 9,0lb/gal na profundidade dessa formação. Acima desse intervalo de massas específicas, a formação é dita portadora de pressão anormalmente alta. A origem da pressão anormalmente alta está geralmente associada à uma rápida deposição de sedimentos, reduzindo assim a velocidade normal de expulsão da água dos seus poros durante esse processo de deposição. As formações portadoras de pressões anormalmente baixas (massa específica equivalente menor que 8.33 lb/gal) estão associadas à fenômenos de depleção. Já a pressão de fratura é a pressão que produz a falha mecânica de uma formação, podendo resultar em perda de fluido. Há ainda as pressões de colapso e de sobrecarga, que também são consideradas no projeto. A primeira está relacionada com a pressão mínima que se deve manter para evitar o colapso do poço, enquanto a outra é a pressão exercida pelas camadas de sedimentos soterrados. (Bourgoyne Jr, et al., 1986)

O termo gradiente de pressão é definido como a razão entre a pressão atuante em um determinado ponto e sua profundidade vertical, possuindo unidade de pressão por comprimento. Em perfuração de poços, no entanto, é comum se referir ao gradiente de pressão hidrostática, sendo este em unidades de massa específica, indicando o peso do fluido de perfuração a ser utilizado.

$$G_p = \frac{P}{0,1705 \times D} \quad (1)$$

Onde:

G_p = Gradiente de pressão hidrostática (lb/gal);

P = Pressão hidrostática (psi);

D = Profundidade (m);

Os gradientes de pressão de poros, fratura, sobrecarga e colapso são expressos em massa específica equivalente e plotados por profundidade. Para a perfuração segura, deve-se manter a pressão acima da pressão de poros (para evitar o influxo de fluidos – *kick*) e da pressão de colapso (estabilizar o poço), e abaixo das pressões de fratura e sobrecarga (para não comprometer a integridade do mesmo). Assim, cria-se no gráfico uma região onde o poço será estável, a chamada janela de operação, conforme mostra a figura 15.

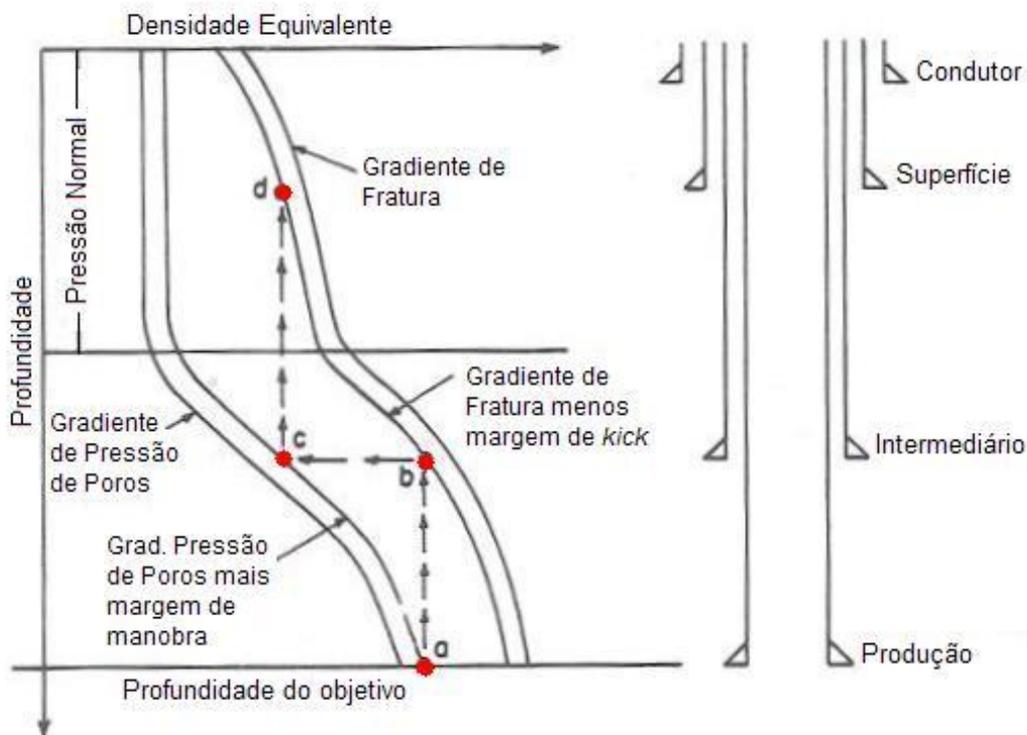


Figura 15 - Janela de operação (Bourgoyne Jr, et al., 1986)

Para alcançar a profundidade objetivada, a massa específica efetiva do fluido de perfuração mostrada no ponto A da figura 15 é escolhida para prevenir que ocorra o influxo de fluido da formação para o poço. No entanto, para carregar essa densidade sem exceder o gradiente de fratura da formação mais mole, é necessário que um revestimento intermediário de proteção se estenda até a profundidade do ponto B, no mínimo, já que neste ponto o gradiente de fratura é igual ao da densidade da lama necessária para perfurar até o ponto A. Similarmente, para se perfurar até o ponto B e colocar um revestimento intermediário, um fluido de perfuração com densidade dada pelo ponto C será necessário, requerendo um revestimento de superfície até pelo menos o ponto D. Quando possível, uma margem de *kick* é subtraída da linha verdadeira do gradiente de fratura, obtendo assim uma linha projetada, dando uma segurança maior ao projeto. (Bourgoyne Jr, et al., 1986)

Dessa maneira, definem-se quais as profundidades em que será necessário parar a perfuração para colocar um revestimento, garantindo a estabilidade e segurança do poço. Para cada revestimento colocado a broca seguinte deve ser menor que diâmetro interno desse tubo para atingir o fundo do poço, e o revestimento seguinte deve ter diâmetro externo menor que a broca, pelo mesmo motivo, criando assim intervalos de mesmo diâmetro, chamados de fases da perfuração. No Brasil, para poços *offshore* as fases mais comuns são as de 26", 17.5", 12.25" e 8.5".

2.3 Brocas de Perfuração

Os principais objetivos da perfuração são: fazer o poço o mais rápido possível através de uma seleção de brocas que forneça boas taxas de penetração; colocar brocas que tenham uma vida útil longa para reduzir o tempo de manobra; usar brocas que perfurem no calibre certo todo o tempo que estiverem no fundo do poço. Assim, para um bom rendimento da operação, deve-se selecionar cuidadosamente as brocas que serão utilizadas e encontrar maneiras de se obter a maior eficiência possível. (Plácido, et al., 2009)

A escolha dessas brocas depende de vários fatores. Um deles é o tipo de formação a ser perfurada, isto é, saber se as rochas são duras, moles ou de dureza intermediária. Um segundo fator é o custo da broca: ter a maior metragem (distância perfurada) possível diminui os custos de brocas e minimiza o número de manobras necessárias para trocá-las.

No entanto, é bom ressaltar que continuar a utilizar uma broca que esteja perfurando lentamente é uma falsa economia. Já a eficiência da perfuração por uma broca depende de fatores como a condição da broca, o peso aplicado sobre ela, a rotação na qual é submetida, o tipo de rocha encontrado e a efetividade do fluido de perfuração em carregar os cascalhos produzidos no fundo do poço. O peso sobre broca e a rotação são chamados de parâmetros da perfuração, que também incluem a pressão e a vazão de bombeio. Busca-se, durante a operação, a otimização desses parâmetros para se alcançar a maior taxa de penetração possível.(Almeida, 2010)

As formações podem variar bastante em dureza e abrasividade, tendo um efeito considerável na eficiência da broca. Se não houvesse diferença entre formações rochosas, um único tipo de broca seria necessário, utilizando um mesmo padrão de peso aplicado, velocidade de rotação e pressão da bomba para perfurar na taxa máxima. Infelizmente, essa situação não existe e as brocas são usadas para a alternância de camadas de material mole, rochas duras e seções abrasivas. Contudo, trocar a broca cada vez que a formação mudar é impraticável. Assim, escolhe-se a broca que terá uma performance razoavelmente boa em todas as condições que irá enfrentar. Obviamente, a escolha da broca em um campo onde as formações são familiares é mais fácil do que para lugares desconhecidos.(Almeida, 2010)

Na parte mais rasa do poço geralmente uma broca é suficiente para fazer a fase em que o condutor (primeiro revestimento) será colocado. Como as formações próximas à superfície são normalmente pouco consolidadas, uma única broca pode ser usada para vários poços, enquanto que nas partes mais profundas, varias brocas são usadas até alcançar a profundidade onde o revestimento será colocado.

As brocas mais usadas atualmente podem ser classificadas em duas categorias: brocas com partes móveis (*roller bits*) e sem partes móveis (*drag bits*). A primeira corresponde às brocas tricônicas, enquanto a segunda corresponde às brocas de diamantes (PDC e impregnada). A seguir serão apresentadas as principais características de cada uma.



Figura 16 - Broca PDC (TradeKorea)



Figura 17 - Broca Tricônica (SMITHBITS)

2.3.1 Brocas Tricônicas

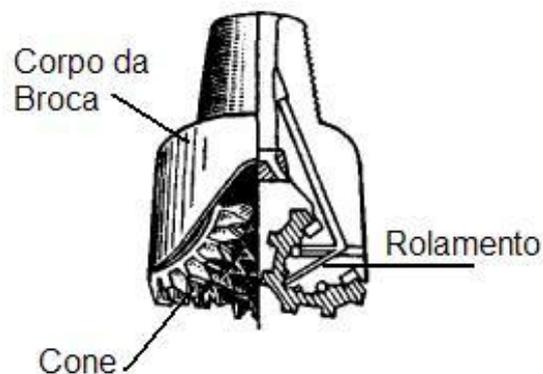


Figura 18 - Componentes da Broca Tricônica (TheGreatSovietEncyclopedia)

A broca tricônica é o tipo mais comum de broca utilizado atualmente na perfuração rotativa. Sua estrutura pode ser dividida em três componentes principais: os cones, rolamentos e selos, e o corpo da broca. Nos cones estão localizados os elementos cortantes, que podem ser dentes de aço ou insertos de carbureto de tungstênio. O tamanho, espaçamento e formato desses elementos são projetados para perfurar uma rocha de dureza definida. Também é projetado o posicionamento dos cones (*cone offset*): quanto maior for o *offset* maior será a agressividade da broca. Já os rolamentos são as estruturas que prendem cada cone ao corpo da broca, podendo ser do tipo roletes (pequenos cilindros) ou *journal* e possuir selo ou não. Os selos foram um importante avanço na tecnologia de brocas tricônicas, pois impedem que a lama se misture com o lubrificante no interior dos cones, aumentando bastante a vida útil das brocas. No caso de rolamentos selados, os selos podem ser elastoméricos ou de metal. No corpo da broca estão os espaços por onde sai o fluido de perfuração, chamados de jatos, e também o sistema de compensação de pressão.

Os jatos são posicionados entre os cones e direcionados para os cortadores e para o fundo do poço, ajudando na limpeza do primeiro e na remoção dos cascalhos.

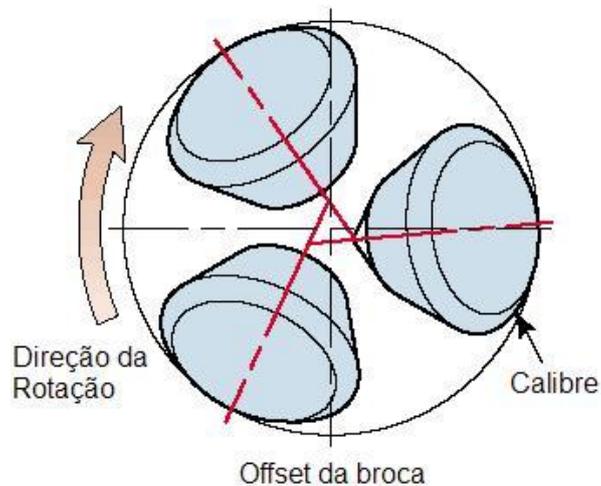


Figura 19 - Offset de brocas tricônicas(Plácido, et al., 2009)



Figura 20 - Rolamento tipo rolete de broca tricônica (BitBrokers)

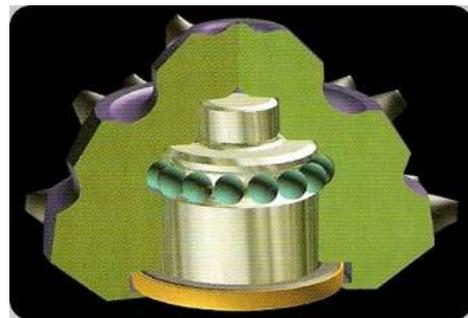


Figura 21 - Rolamento tipo journal de broca tricônica (BitBrokersIADC)

O mecanismo de corte das brocas tricônicas é por trituração e esmagamento. Quando a broca é rotacionada no fundo, o contato com a rocha faz os três cones girarem em torno de seus eixos, realizando assim o corte nas formações. O formato do dente da broca possui um grande efeito no mecanismo de perfuração da rocha. Dentes longos, bastante separados e feitos de aço são usados para formações moles. Com o aumento da dureza da rocha, o tamanho do dente e o *offset* do cone devem diminuir para reduzir a agressividade e prevenir que os dentes se quebrem. O mecanismo de corte para uma broca com *offset* do cone igual a zero é essencialmente esmagamento. Além disso, quanto menores os dentes, mais espaço para a construção de rolamentos mais fortes. (Plácido, et al., 2009)

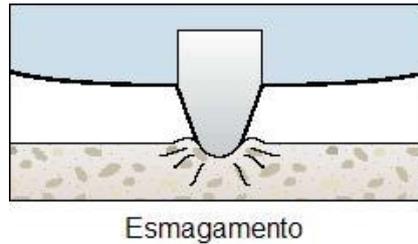


Figura 22 - Mecanismo de corte de broca Tricônica(Plácido, et al., 2009)

As brocas tricônicas podem então ser divididas em dois tipos, de acordo com sua estrutura cortante: dentes de aço e insertos de carbureto de tungstênio. As de dentes de aço são produzidas a partir da fresagem dos dentes em um cone de aço, podendo possuir um recobrimento de um material específico (pode ser carbureto de tungstênio) nos dentes para proteger e retardar o desgaste deles. Já as brocas de insertos de carbureto de tungstênio são feitas pressionando os insertos precisamente em buracos usinados no cone. Há uma enorme variedade de formatos de insertos, cada um destinado a uma aplicação específica: quanto mais pontudo for o inserto, maior será o efeito de cisalhamento, e quanto mais oval, maior o efeito de esmagamento. No geral, as brocas de insertos apresentam uma eficiência melhor em rochas mais duras, enquanto as de dentes de aço são melhores em formações moles.



Figura 23 - Tricônica de dentes de aço(Plácido, et al., 2009)



Figura 24 - Tricônica de insertos (Plácido, et al., 2009)

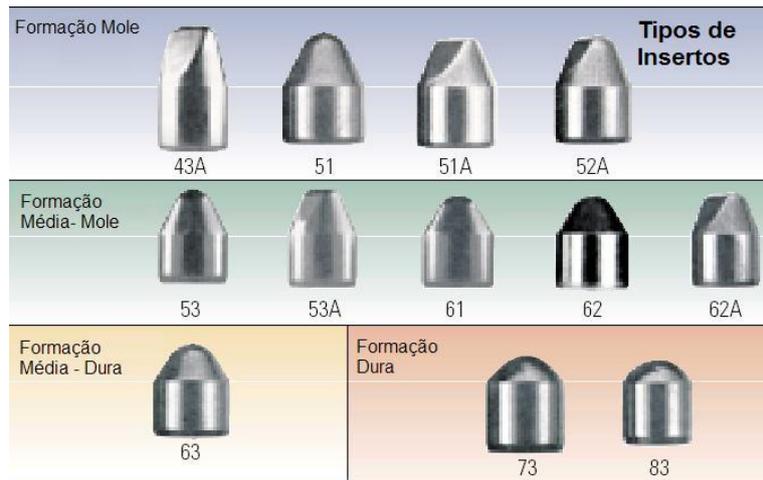


Figura 25 - Tipos de insertos de brocas Tricônicas(Plácido, et al., 2009)

2.3.2 Brocas de Diamantes



Figura 26 - Broca de diamante do tipo impregnada (OilGasJournal)



Figura 27 - Broca de diamante do tipo PDC (OilGasJournal)

A estrutura cortante de uma broca de diamante consiste em diamantes naturais e diamantes sintéticos criados em laboratório, sendo estes últimos os mais utilizados nas aplicações atuais. O tipo de elemento cortante usado depende da formação a ser perfurada, havendo assim dois tipos de brocas usadas: as impregnadas e as PDC. As brocas impregnadas possuem grãos pequenos de diamantes sintéticos inseridos em uma matriz de carbureto de tungstênio, e seu mecanismo de corte é por esmerilhamento. Já as brocas PDC, *Polycrystalline Diamond Compact*, possuem compactos cilíndricos feitos de diamante sintéticos acoplados a um substrato de carbureto de tungstênio. Esses compactos são chamados de cortadores dessa broca, sendo os responsáveis pelo cisalhamento da rocha. (Plácido, et al., 2009)

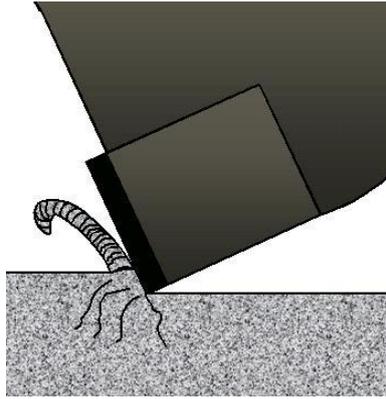


Figura 28 - Mecanismo de corte: cisalhamento da formação **(Plácido, et al., 2009)**

Será dado um foco especial para as brocas do tipo PDC. A broca PDC pode ser dividida em dois componentes principais: o corpo da broca e a estrutura cortante. O corpo da broca pode ser feito de aço ou de matriz de carbureto de tungstênio, sendo o primeiro usado em aplicações pouco abrasivas e erosivas. Há diversos desenhos para o corpo da PDC, cada um visando uma aplicação específica, variando tanto o formato do corpo quanto o número de lâminas que ela possui. Geralmente, utiliza-se um número maior de lâminas para formações mais duras, pois há assim um maior contato com a formação e mais cortadores para cortar a rocha.



Figura 29 - Broca PDC de 8 lâminas **(HIMFR)**

A estrutura cortante, por sua vez, é alvo de intensa pesquisa, havendo um grande estudo sobre a tecnologia dos cortadores. Vários fatores vão sendo estudados e aperfeiçoados, como o tamanho dos cortadores, a composição, o formato, o encaixe com o substrato, a disposição deles na broca e o ângulo de ataque à formação (*back rake* e *side rake*). Com relação ao tamanho, estudos demonstraram que quanto maior for o cortador, maior será a agressividade, porém haverá maior desgaste também. Assim, em formações duras, utilizam-se geralmente cortadores pequenos, para evitar o desgaste excessivo, aumentando a vida útil da broca, enquanto em formações mole, cortadores maiores são usados, já que não haverá muito desgaste, aumentando assim a taxa de penetração. Esse pensamento também é utilizado para a disposição deles na broca. Os cortadores das partes mais externas da PDC irão cortar mais rochas a cada rotação do que os mais internos, sofrendo assim um maior desgaste. Dessa forma, há desenhos em que os cortadores externos são menores que os que internos, para diminuir o desgaste sofrido. (Plácido, et al., 2009)



Figura 30 - Diferentes tamanhos de cortadores (**BusyTrade**)

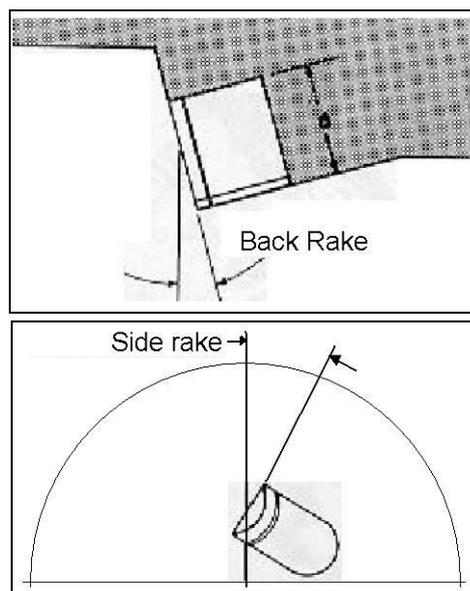


Figura 31 - Esquema de *Back Rake* e *Side Rake* de broca PDC (Plácido, et al., 2009)

Outro ponto importante dessa broca que vem sendo bastante estudado é a hidráulica. Não há um número fixo de jatos para a PDC, isso depende do desenho e do tamanho. Brocas maiores possuem mais espaço entre as lâminas (*junk slot área*), possuindo normalmente mais jatos que as menores. Mesmo para brocas de mesmo tamanho e formato, o número de jatos pode variar, dependendo da aplicação. A orientação de cada jato foi um grande avanço na hidráulica. Estudos demonstraram que orientando corretamente a direção de cada jato é possível aumentar e muito a eficiência da hidráulica da broca, melhorando assim a limpeza e o carregamento de cascalhos produzidos.

2.3.3 Classificação das Brocas

Uma grande variedade de desenhos de broca está disponível em diversos fabricantes. A IADC (*International Association of Drilling Contractors*) aprovou um sistema padrão de classificação para identificar tipos de brocas similares fabricadas pelas diferentes companhias, que consiste em um código de três dígitos.

Para as brocas tricônicas, o primeiro dígito corresponde à série da broca. Os números 1, 2 e 3 são para identificar as brocas tricônicas de dentes de aço cujas aplicações são para formações moles, médias e duras, respectivamente. Já os números 4, 5, 6, 7 e 8 são para as tricônicas de insertos de carbureto de tungstênio em aplicações de formações muito moles, moles, médias, duras e muito duras, respectivamente. O segundo dígito é chamado de número do tipo. Os tipos de 1 a 4 designam uma subclassificação da dureza da formação em questão (dada pelo primeiro dígito), sendo 1 a mais mole e 4 a mais dura. O último dígito corresponde à característica da broca tricônica. O número 1 é para rolamentos de rolete não selado; o 4 é para rolamentos de rolete selados; 5 para rolamentos de rolete selado e com proteção no calibre; 6 para rolamentos *journal* selados e 7 para rolamentos *journal* selado e com proteção no calibre. Assim, uma broca com classificação IADC 447 se refere a uma broca tricônica de insertos para formações muito moles (4), possuindo uma subclassificação de dura dentro desse grupo (4) e tendo rolamentos *journal* selados e com proteção no calibre (7). (IADC)



Figura 32 - Classificação IADC para brocas tricônicas (Plácido, et al., 2009)

Para as brocas de diamante, o sistema é um pouco diferente. Os três dígitos são precedidos por uma letra, onde M é usada para corpo de matriz, S para corpo de aço. O primeiro dígito corresponde à dureza da formação, onde 1 é muito mole e 8 é muito duro (o 5 não é usado). O segundo algarismo depende do primeiro. Se o primeiro for entre 1 e 4, o segundo corresponde ao tamanho do cortador da PDC, onde 2 é para cortadores de 19mm, 3 para 13mm e 4 para 8mm. Se o primeiro estiver entre 6 e 8, o segundo se refere aos cortadores de diamante natural (1), TSP (2) ou combinação deles (3). O último algarismo caracteriza o perfil da broca, onde 1 é perfil do tipo *fishtail*, 2 para perfil curto, 3 para perfil médio e 4 para perfil longo. Dessa forma, uma broca cuja classificação IADC seja M434 está se referindo a uma broca PDC de corpo de matriz (M), para formações de dureza média (4), cortadores de 13mm (3) e de perfil longo (4). (IADC)

2.4 Sondas de Perfuração

O tipo de sonda a ser utilizada para a perfuração de um poço é definido no projeto do poço e depende, primeiramente, do ambiente em que o poço será construído, tendo em vista as características de cada sonda. Se mais de uma sonda atender às necessidades do local (e do projeto), o outro fator que pesa na decisão é o custo de cada uma. Serão apresentados agora os principais tipos de sondas de perfuração.

- Sonda terrestre: As sondas de perfuração terrestres são muito semelhantes. Uma das variáveis é o transporte para chegar ao local a ser perfurado: nos de fácil acesso, é feito por estradas, enquanto que nos mais difíceis, como, por exemplo, ilhas ou florestas, há a necessidade de embarcações ou helicópteros.

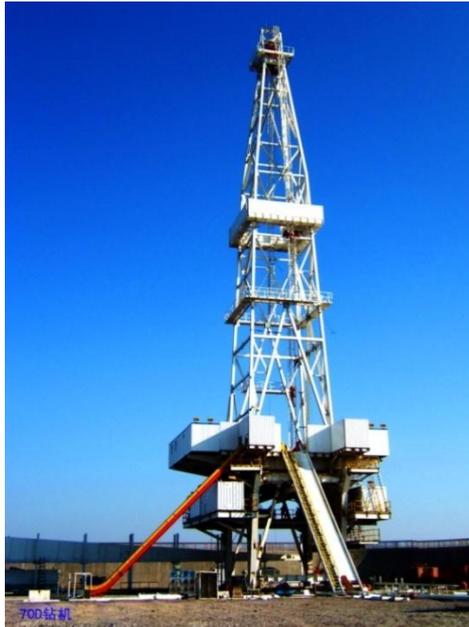


Figura 33 - Sonda Terrestre(**MadeinChina**)

- Plataformas fixas: são plataformas com estrutura de sustentação fixa sobre o solo marinho, cujas pernas são estaqueadas no fundo do mar. Esta estrutura pode ser metálica, chamada jaqueta metálica, ou de concreto. A profundidade no local de posicionamento da plataforma não supera de 100 a 120 metros. O Brasil possui diversas plataformas fixas, com jaqueta metálica, como Enchova e Garoupa. (Thomas, 2001)

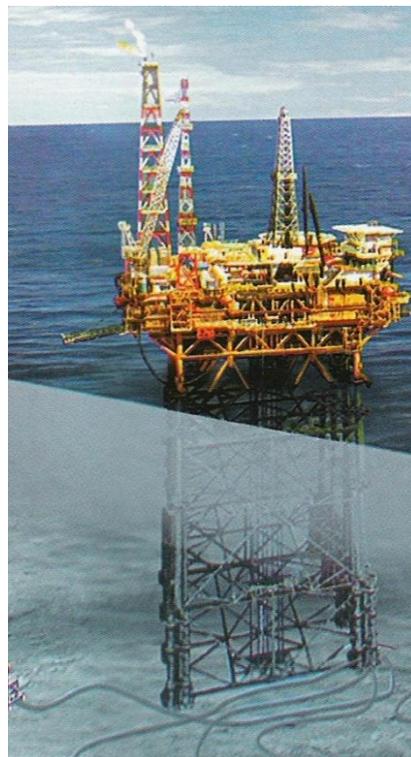


Figura 34 - Plataforma Fixa(**Thomas, 2001**)

- Plataformas Auto Eleváveis: são constituídas basicamente de uma espécie de balsa ou pranchão, onde estão localizadas todas as facilidades de operação e de apoio, como sonda de perfuração, alojamentos, refeitórios, laboratórios, salas de controle, heliporto, etc. Possuem três ou quatro pernas, que, acionadas mecânica ou hidraulicamente, movimentam-se para baixo até atingirem o fundo do mar. Em seguida, inicia-se a elevação da plataforma acima do nível da água, a uma altura segura e fora da ação das ondas. Essas plataformas são móveis, sendo transportadas por rebocadores ou por propulsão própria. Destinam-se à perfuração de poços exploratórios na plataforma continental, em águas consideradas rasas para a indústria offshore, em profundidades que variam de 5 a 200 m. Termina a perfuração de um determinado poço, o convés da plataforma desce até o nível do mar e a unidade pode ser rebocada para outra locação. (Thomas, 2001)



Figura 35 - Plataforma Auto Elevável(CBintheUAE)

- Plataforma Semissubmersível: As plataformas semissubmersíveis são compostas de uma estrutura de um ou mais conveses, apoiada em flutuadores submersos. Uma unidade flutuante sofre movimentações devido à ação das ondas, correntes e ventos, com possibilidade de danificar os equipamentos a serem descidos no poço. Por isso, torna-se necessário que ela fique posicionada com estabilidade na superfície do mar. Dois tipos de sistema são responsáveis pelo posicionamento e estabilidade da unidade flutuante: o

sistema de ancoragem e o sistema de posicionamento dinâmico. O sistema de ancoragem é constituído por 8 a 12 âncoras com cabos ou correntes que atuam como molas, produzindo esforços capazes de restaurar a posição da plataforma, quando ela é modificada pela ação das ondas, ventos e correntes marítimas. No sistema de posicionamento dinâmico, não existe ligação física da plataforma com o fundo do mar (ancoragem), exceto a dos equipamentos de perfuração que têm que atingir o leito marinho. Sensores acústicos determinam a deriva da unidade flutuante, e propulsores no casco, acionados por computador, restauram a posição da plataforma. As plataformas semissubmersíveis podem ou não ter propulsão própria. De qualquer forma, apresentam grande mobilidade e são utilizadas para a perfuração de poços em águas profundas e ultra profundas (acima de 200m). (Thomas, 2001)



Figura 36 - Plataforma Semissubmersível (**NewsComex**)

- Navio-Sonda: é um navio projetado para a perfuração de poços submarinos. Sua torre de perfuração localiza-se no centro do navio, onde uma abertura no casco permite a passagem da coluna de perfuração. O sistema de posicionamento do navio-sonda, composto por sensores acústicos, propulsores e computadores, anula os efeitos do vento, ondas e correntes que tendem a deslocar o navio de sua posição. Os navios-sonda, assim como as plataformas semissubmersíveis, são destinados à perfuração de poços em águas profundas e ultraprofundas. (Thomas, 2001)

- Plataforma *Tension Leg*: são também flutuantes e com estrutura semelhante a das semissubmersíveis. A diferença é na ancoragem, que é realizada por meio de estruturas tubulares, como tendões, fixados no fundo do mar por estacas, e mantidos esticados pela flutuação da plataforma, ou seja, por tensão entre a superfície do mar e o fundo. Esta tensão, mantida pelos tendões, concede estabilidade à unidade de produção, como se fosse uma plataforma fixa. São utilizadas mais para produção, mas também podem funcionar como sonda de perfuração. Este tipo de unidade ainda não opera no Brasil. É mais comum no Golfo do México. (Thomas, 2001)



Figura 37 - Navio-Sonda (**BlogMercante**)



Figura 38 - Plataforma Tension Leg(**Abrantes**)

3 Custo Métrico de Perfuração

Os custos associados à perfuração são, de forma geral, dependentes do tempo de perfuração relacionando a trajetória do poço com a sua profundidade. Além disso, impactam no custo total o emprego de equipamentos e os fluidos de perfuração. (Junior, 2008)

Nesse sentido é adotado na indústria um modelo para monitorar o custo de cada fase da perfuração que leva em consideração parâmetros que são medidos em todos os instantes na sonda, sem necessitar de equipamentos especiais de custo elevado. A equação do custo métrico é utilizada para detectar problemas na broca, uma vez que quando isto ocorre o custo por metro aumenta anormalmente. Ela também pode ser utilizada para o planejamento do custo do poço uma vez que é possível estimar cada uma das variáveis durante o projeto. (Junior, 2008)

$$C_m = \frac{C_b + C_s(t_p + t_m)}{m} \quad (2)$$

onde:

C_m = Custo métrico

C_s = Custo da Sonda

t_p = Tempo de perfuração

t_m = Tempo de manobra

m = Intervalo perfurado

Outra aplicação fundamental é a possibilidade de se comparar os custos entre de poços localizados em diferentes regiões sendo perfurados por diferentes empresas ou entre brocas de diversos fornecedores. Dessa forma o custo métrico se mostra um poderoso parâmetro para comparar eficiências e respaldar a decisão de um engenheiro de perfuração.

3.1 Custo de Brocas

A variedade de tipos de brocas permite um intervalo bastante amplo no que diz respeito aos seus preços unitários. Justamente por isso sua importância é justificada no cálculo do custo métrico. Os preços variam muito de acordo com a tecnologia que há na broca, assim brocas de mesmo tamanho e mesmo IADC podem ter custos diferentes. Geralmente, as PDC, por possuírem tecnologia maior (cortadores de diamantes), são as mais caras, seguidas pelas tricônicas seladas de insertos. As tricônicas de dentes de aço e não seladas costumam ser as mais baratas, sendo mais utilizadas em formações rasas, que são bastante moles. Para este trabalho foram utilizados os seguintes preços de broca tomados com experiência dos autores.

Tabela 1 - Custo de Brocas, em dólares.

Preços			TAMANHOS			
			26	17,5	12.25	8.5
Tricônicas	IADC	111	38000	-	-	-
		115	48000	-	-	-
		435	-	52000	-	-
		437	-	52000	-	-
		445	-	52000	-	-
		517	-	-	27000	15000
		537	-	-	27000	15000
		547	-	-	27000	15000
		617	-	-	-	15000
PDC	NÚMERO DE LÂMINAS	6	-	108000	64500	39000
		7	-	110000	66000	40000
		8	-	112000	67000	41000

3.2 Custo de Sonda

O custo da sonda é intrínseco da natureza da mesma. Nesse sentido, por existirem tipos de sondas com complexidades ímpares e que permitem utilizações diferenciadas a amplitude dos preços das mesmas também é bem alta. Por essa diversidade também é justificada a sua presença na análise do custo métrico.

Tabela 2 - Custo de Sonda (RIGZONE - Dice Holdings. Inc. company)

Tipo de Sonda	Custo diário	Lamina d'água suportada
Navio-Sonda	\$247,000	< 4000' WD
Navio-Sonda	\$453,000	4000'+ WD
Semissubmersível	\$233,000	< 1500' WD
Semissubmersível	\$301,000	1500'+ WD
Semissubmersível	\$405,000	4000'+ WD
Jaqueta IC	\$70,000	< 250' WD
Jaqueta IC	\$77,000	250' WD
Jaqueta IC	\$89,000	300' WD
Jaqueta IC	\$145,000	300'+ WD
Jaqueta IS	\$60,000	300' WD
Jaqueta IS	\$70,000	300'+ WD
Jaqueta MC	\$36,000	< 200' WD
Jaqueta MC	\$51,000	200'+ WD
Jaqueta MS	\$45,000	200'+ WD

3.3 Tempos Operacionais

O tempo gasto na operação da perfuração de um poço tem diversas origens, conforme mostra a Figura 39 abaixo, Este trabalho aborda apenas o Tempo de Perfuração e Tempo de Manobra, que, segundo o gráfico, demandam em média 70% do tempo de operação.

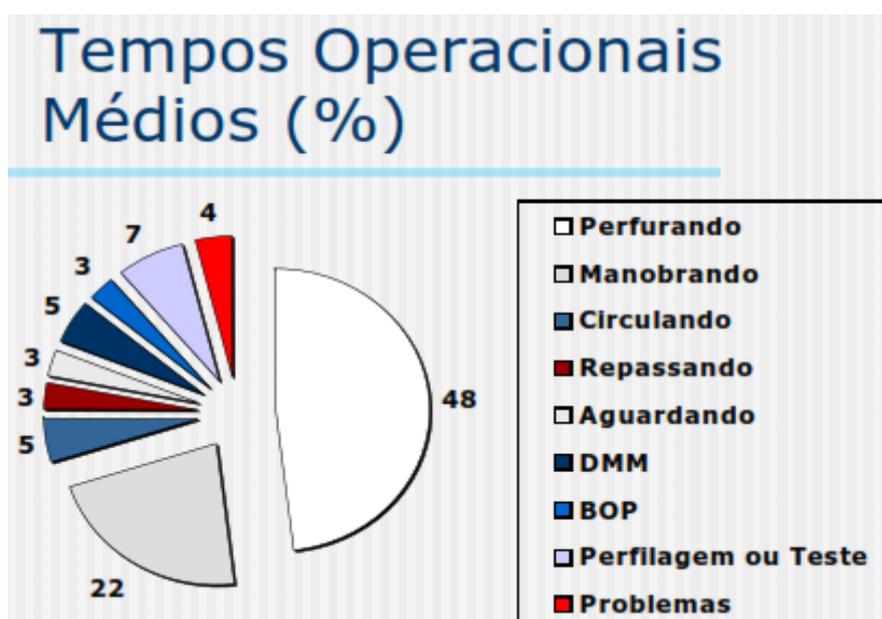


Figura 39 - Tempos operacionais de Perfuração (Pasqualino, 2011)

3.3.1 Tempo de Perfuração

O tempo de perfuração é contado a partir do momento em que a broca toca a formação e começa a penetrá-la até o momento em que cessa o avanço. É inversamente proporcional à taxa de penetração: quanto maior a taxa para um mesmo intervalo de rocha, menor o tempo gasto para perfurar. Tenta-se ao máximo aumentar a taxa de penetração, pois a diminuição do tempo de perfuração se traduz em grande economia na operação, especialmente em campos *offshore*. Diversos estudos foram realizados com o objetivo de melhorar as taxas obtidas e a maioria está relacionada à escolha da broca mais adequada, aos parâmetros de perfuração e ao fluido para cortar determinada rocha.

Com relação ao Custo Métrico, é bastante razoável pensar que o tempo necessário para perfurar um intervalo de rocha mole seja menor que o de rocha dura, sendo o custo métrico do primeiro menor. Porém, caso não aja uma boa escolha de brocas, parâmetros, fluido ou algum problema imprevisto, o tempo de perfuração pode ser alto mesmo em rochas moles, devido à baixa taxa de penetração, significando um custo métrico maior que os demais.

3.3.2 Tempo de Manobra

É o tempo gasto para retirar toda a coluna do poço e voltar com uma nova broca para o reinício da perfuração. Nesse período são necessários outros procedimentos como a descida do revestimento, ferramentas para a perfilagem, etc. Sob uma ótica econômica é o tempo improdutivo da perfuração uma vez que não há incremento na profundidade. Para minimizar o tempo de manobra e conseqüentemente o custo métrico o ideal é que uma broca inicie e finalize a perfuração de uma fase.

Na indústria é comum a utilização de uma aproximação do tempo de manobra com base na profundidade de entrada P_e utilizando um fator de 0,003, ou seja, para cada 1.000 metros de profundidade da retirada da broca ocorrem três horas de manobra.

$$t_m = 0,003 P_e + 1 \quad (3)$$

Na equação a hora somada tem o significado do tempo gasto para a troca da broca propriamente dita.

Outras fórmulas utilizadas na indústria levam em consideração as profundidades de entrada e saída da borca para o cálculo do tempo de manobra.

$$t_m = \frac{P_e + P_s}{p} \quad (4)$$

onde:

t_m = tempo de manobra

P_e = Profundidade de Entrada

P_s = Profundidade de Saída

p = Produtividade

A produtividade é a relação entre tempo e profundidade que é baseada na velocidade média de subida da coluna. Neste trabalho foi utilizado um fator de produtividade igual a 300 que significa 3,33 horas de manobra pra cada 1.000 metros de profundidade do poço.

3.4 Relação entre o Custo da Broca e o Custo de Sonda

Para que ocorra a maior eficiência econômica do poço, isto é, maior profundidade perfurada com menor custo, deve ser analisada a relação entre os custos da broca e da sonda, uma vez que em uma sonda de custo diário baixo a economia estará ligada mais ao custo da broca do que à taxa de penetração por ela obtida. Já em sondas de alto custo diário a taxa de penetração é de grande importância uma vez que o seu incremento pode significar o pagamento de uma diária a menos da sonda gerando uma redução significativa nos custos. Dessa maneira, conclui-se que os custos de sonda e de broca exercem pressões distintas no que diz respeito à taxa de penetração e influenciam na efetividade do custo métrico.

Outra análise importante se dá entre o custo da sonda e o tempo de manobra, uma vez que para sondas com baixo custo o gasto com a manobra, normalmente se mostra pouco significativo frente ao custo da broca.

3.5 Previsão de Custos

Na literatura (Bourgoyne Jr, et al., 1986), é utilizado um modelo empírico que aproxima o custo de perfuração do poço com a sua profundidade de acordo com a relação exponencial explicitada abaixo.

$$C = a e^{bD} \quad (5)$$

onde:

C = *Custo do poço*

D = *Profundidade do poço*

a, b = *constantes*

A presença das constantes a e b incorporam parâmetros como a litologia encontrada e a cotação dos equipamentos utilizados no mercado. Então, para uma mesma região e assumindo a economia estável no período analisado, pode-se tabelar essas constantes e fazer a sua utilização em vários poços.

4 Abordagem Metodológica

Foram analisados os *Bit Records* de trinta e oito poços previamente coletados. E a partir dessas informações procurou-se estimar o custo métrico de perfuração para um poço na mesma região analisada de duas maneiras. A primeira leva em consideração o custo métrico de cada broca utilizada para perfurar cada fase enquanto a segunda considera o custo métrico total para perfurar cada fase do poço.

4.1 Análise de Regressão Linear

A análise de regressão linear é utilizada para estudar a relação entre uma variável dependente e outra independente, a qual é denominada variável explicativa. O intuito é estimar o valor médio da população, a partir de valores amostrais conhecidos.

Em sua seguinte forma, como observado em (Gujarati, 2006), o modelo de regressão linear pode ser escrito como:

$$Y_i = \beta_1 + \beta_2 X_i + \varepsilon_i, \quad (6)$$

onde,

Y_i = i – ésimo valor da variável resposta;

β_1 e β_2 = Parâmetros;

X_i = i – ésimo valor da variável explicativa;

ε_i = termo do erro aleatório (distúrbio estocástico ou resíduo) com $E(\varepsilon_i) = 0$ e $\sigma^2(\varepsilon_i) = \sigma^2$;

$i = 1, 2, \dots, n$.

4.1.1 Método de Mínimos Quadrados

A estimativa dos parâmetros da regressão pode ser feita por meio do método de mínimos quadrados que é um método de estimação que tem como critério a minimização da soma dos quadrados dos resíduos. (Salles, 2006)

Para a sua aplicação devem ser respeitados os seis seguintes pressupostos básicos:

- Normalidade;
- Valor médio dos resíduos aleatório igual a zero;
- Independência entre os resíduos - Não auto correlação entre eles;
- Independência entre os resíduos e a variável explicativa – A covariância dos resíduos deve ser igual a zero;
- Homocedasticidade:
- Multicolinearidade

Dado o teorema de *Gauss-Markov*, uma vez que os pressupostos forem respeitados será suficiente e os estimadores serão considerados BLUE (*Best Linear Unbiased Estimator*) ou MELNT (Melhor estimador linear não tendencioso).(Gujarati, 2006)

A estimativa dos parâmetros em um modelo de regressão simples é realizada processando as diferenças entre as observações e as estimativas. Essas diferenças são os termos estocásticos como mostra a figura a seguir.

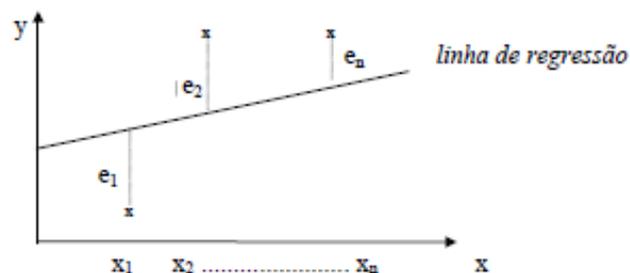


Figura 40 - Método de mínimos quadrados

Enquanto o valor absoluto dos termos estocásticos é a distancia entre as observações e a linha de regressão.

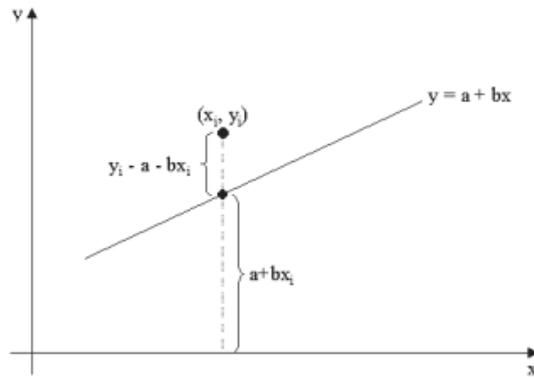


Figura 41 - Distância de um ponto (X_i, Y_i) à reta $y = a + bx$

A distância entre os pontos é dada por

$$d = |\varepsilon_i|$$

$$d = |Y_i - (\beta_1 + \beta_2 X_i)|$$

Denominando Q a soma dos quadrados das distâncias,

$$Q = \sum_{i=1}^n [Y_i - (\beta_1 + \beta_2 X_i)]^2$$

Para determinação do valor mínimo de S devem ser calculadas as derivadas parciais de Q em relação a cada um de seus parâmetros e igualá-las a zero, ou seja ,

$$\frac{\partial Q}{\partial \beta_1} = -2 \sum_{i=1}^n Y_i - (\beta_1 + \beta_2 X_i) = 0$$

$$\frac{\partial Q}{\partial \beta_2} = -2 \sum_{i=1}^n X_i [Y_i - (\beta_1 + \beta_2 X_i)] = 0$$

Obtém-se as equações normais

$$\begin{cases} n \beta_1 + \beta_2 \left(\sum_{i=1}^n X_i \right) = \sum_{i=1}^n Y_i \\ \beta_1 \left(\sum_{i=1}^n X_i \right) + \beta_2 \left(\sum_{i=1}^n X_i^2 \right) = \sum_{i=1}^n X_i Y_i \end{cases}$$

Sendo o parâmetro β_2 :

$$\beta_2 = \frac{n \sum_{i=1}^n X_i Y_i - \sum_{i=1}^n X_i \sum_{i=1}^n Y_i}{n \sum_{i=1}^n X_i^2 - (\sum_{i=1}^n X_i)^2} \quad (7)$$

ou

$$\beta_2 = \frac{\sum (X_i - \bar{X})(Y_i - \bar{Y})}{\sum (X_i - \bar{X})^2} = \frac{\sum (X_i - \bar{X}) Y_i}{\sum (X_i - \bar{X})^2} = \sum K_i Y_i \quad (7')$$

onde

$$K_i = \frac{(X_i - \bar{X})}{\sum (X_i - \bar{X})^2}$$

e

$$\beta_1 = \bar{Y} - \beta_2 \bar{X}$$

Para a estimação do modelo polinomial de ordem n, descrito a seguir, o procedimento é p ,es,p sendo o numero de equações normais igual ao numero de parâmetros.

$$Y_i = \beta_1 + \beta_2 X + \beta_3 X^2 + \beta_4 X^3 + \beta_5 X^4 + \dots + \beta_{n+1} X^n + \varepsilon_i$$

No caso de uma função quadrática, ou polinomial de segunda ordem, os coeficientes serão obtidos pela solução do seguinte sistema de equações:

$$\begin{cases} n \beta_1 + \beta_2 \left(\sum_{i=1}^n X_i \right) + \beta_3 \left(\sum_{i=1}^n X_i^2 \right) = \sum_{i=1}^n Y_i \\ \beta_1 \left(\sum_{i=1}^n X_i \right) + \beta_2 \left(\sum_{i=1}^n X_i^2 \right) + \beta_3 \left(\sum_{i=1}^n X_i^3 \right) = \sum_{i=1}^n X_i^2 Y_i \\ \beta_1 \left(\sum_{i=1}^n X_i^2 \right) + \beta_2 \left(\sum_{i=1}^n X_i^3 \right) + \beta_3 \left(\sum_{i=1}^n X_i^4 \right) = \sum_{i=1}^n X_i^3 Y_i \end{cases}$$

Seguindo este raciocínio pode-se facilmente obter os coeficientes beta para um polinômio de qualquer grau(Souza). A solução do sistema é semelhante à solução do modelo de regressão múltipla que pode ser vista em (Salles, 2006).

4.1.2 Coeficiente de determinação (R^2)

O coeficiente de determinação é o quadrado do coeficiente de correlação (R). Mede a explicação obtida ou a proporção explicada da variação total da variável resposta. O coeficiente de determinação ou explicação pode ser calculado pela seguinte expressão (Salles, 2006):

$$R^2 = \frac{\sum_{i=1}^n [\beta_1 + \beta_2 X_i - \bar{Y}]^2}{\sum_{i=1}^n (Y_i - \bar{Y})^2} \quad (8)$$

O coeficiente de determinação é uma medida de ajuste cuja interpretação é o quanto da variabilidade total dos dados é explicada pelo modelo de regressão adotado. Dessa forma quanto maior o R^2 melhor é o ajuste dos dados ao modelo. Esse coeficiente varia entre zero e a unidade, ou de zero a cem por cento. As figuras 41 e 42, a seguir, mostram os valores extremos do coeficiente de determinação.

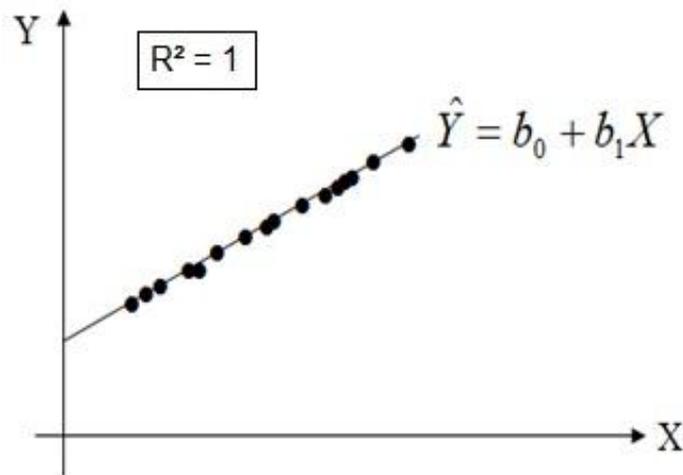


Figura 42 - A variável explicativa X é responsável pela variação nas observações Y_i

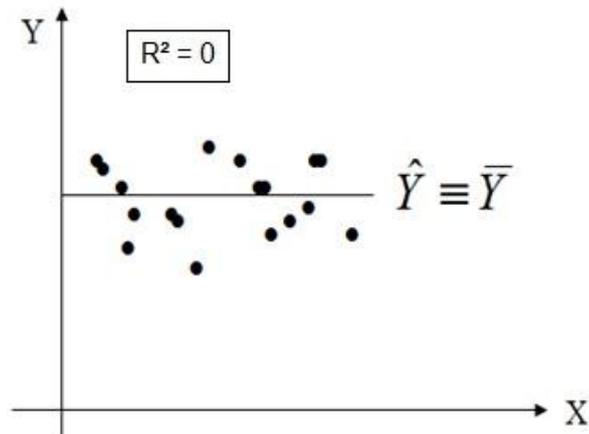


Figura 43 - A variável X não explica a variação de Y_i com a Regressão Linear

No entanto uma análise pura do R^2 pode causar falsas interpretações uma vez que se as amplitudes dos intervalos de confiança forem grandes o resultado obtido não será preciso.

4.1.3 Estimação do erro padrão do modelo de regressão ($\hat{\sigma}$)

A variância $\hat{\sigma}^2$ dos erros (ϵ_i) precisa ser estimada para obter uma indicação da variabilidade do modelo de regressão. Pelo pressuposto da Homocedasticidade que foi comentado anteriormente, cada erro aleatório (ϵ_i) deve ter a mesma variância. (Salles, 2006)

$$\hat{\sigma} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n \epsilon_i^2}{n-m}} \quad (9)$$

Cabe lembrar que n é a quantidade de observações da amostra e m é a quantidade de parâmetros beta da regressão $(n - m)$ é o número de graus de liberdade da variação.

4.1.4 Estimação do desvio padrão dos parâmetros beta

A diferença entre as amostras pode gerar estimativas diferentes. Por esse motivo precisa-se quantificar essa diferença e para isso foi utilizado o erro padrão das estimativas. O erro padrão nada mais é do que o desvio padrão do estimador que é obtido pela distribuição amostral do estimador. (Salles, 2006)

Assim, tem-se o erro padrão dos parâmetros beta 1 e beta 2 descritos nas respectivas equações 10 e 11.

$$\text{Var}(\widehat{\beta}_2) = \frac{\widehat{\sigma}^2}{\sum(x_i - \bar{x})^2} \rightarrow \text{se}(\widehat{\beta}_2) = \frac{\widehat{\sigma}}{\sqrt{\sum(x_i - \bar{x})^2}} \quad (10)$$

$$\text{Var}(\widehat{\beta}_1) = \frac{\sum x_i^2}{n \sum(x_i - \bar{x})^2} \widehat{\sigma}^2 \rightarrow \text{se}(\widehat{\beta}_1) = \sqrt{\frac{\sum x_i^2}{n \sum(x_i - \bar{x})^2}} \widehat{\sigma} \quad (11)$$

Com as medidas de variabilidade dos parâmetros ou com a distribuição amostral dos parâmetros pode-se proceder para a avaliação da estimação dos modelos estudados, com a realização de hipóteses, para a verificação das significâncias dos modelos e dos parâmetros estimados. Maiores detalhes sobre os testes de hipótese realizados se encontram no apêndice B.

4.1.5 Variáveis *dummy* ou Variáveis Binárias

As variáveis *dummy* são artifícios econométricos para representar categorias ou características de observações, não sendo, assim variáveis quantitativas e sim qualitativas. Em outras palavras, elas são variáveis artificiais que assumam valores de um ou zero (indicando ausência de uma característica ou a sua presença). (Gujarati, 2006)

As variáveis *dummy* podem ser utilizadas sob três formas. A primeira é aditiva cujo efeito altera o coeficiente linear da reta obtida no modelo de regressão. A segunda tem efeito multiplicativo e seu efeito altera o coeficiente angular da linha de regressão. Uma terceira aplicação tem caráter misto incorporando as características das duas anteriores. (Missio, et al.)

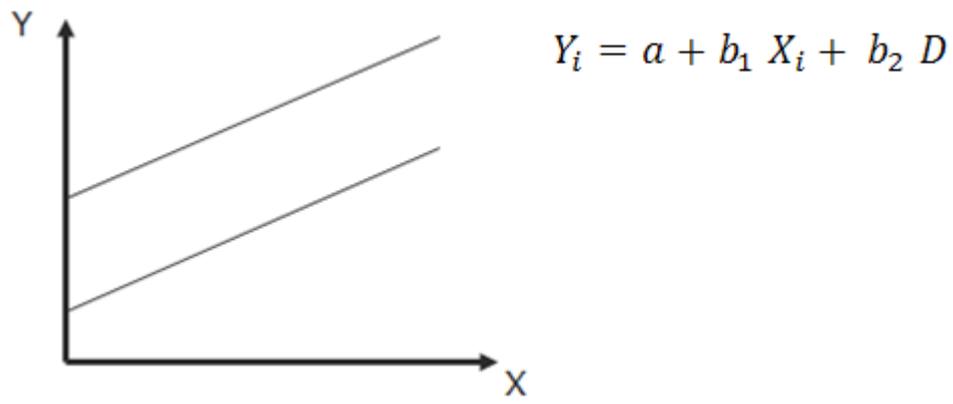


Figura 44 - Variável *dummy* do tipo aditiva

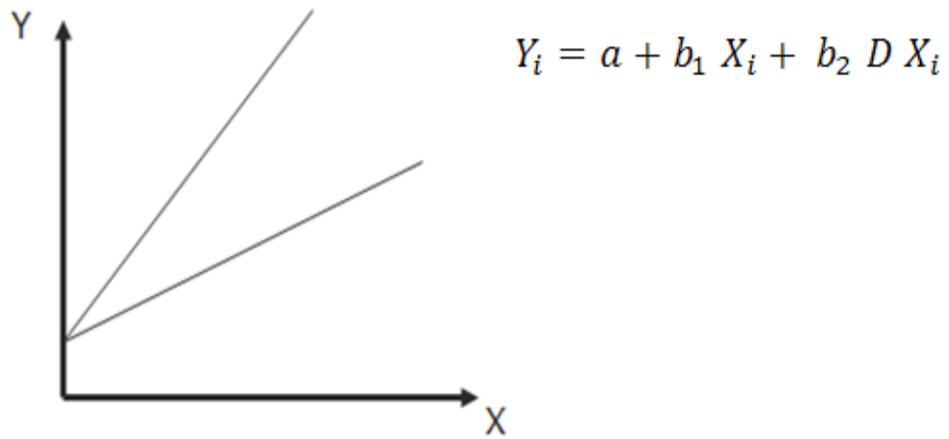


Figura 45 - Variável *dummy* do tipo multiplicativa

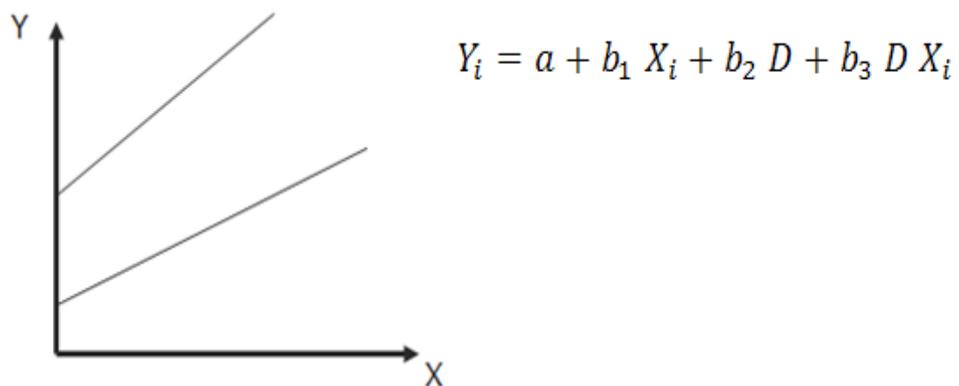


Figura 46 - Variável *dummy* do tipo mista

4.2 Modelos de Regressão Utilizados

Foram construídos alguns modelos para verificar qual deles tinha melhor adequação para estimar o custo métrico. Todos modelos foram testados para duas análises: Custo métrico estimado por broca ou por fase.

O custo total de produção, em geral, é estimado através de um modelo linear ou polinomial de terceira ordem. Dessa forma foram construídos os modelos de regressão linear listados a seguir, na tabela 3, em que existe uma única variável explicativa, comprimento da fase (x), são:

Tabela 3 - Descrição dos modelos de regressão simples

Modelo	Função	Equação
I	Linear simples	$Y = \beta_1 + \beta_2 X$
II	Potência	$Y = \beta_1 X^{\beta_2}$
III	Polinomial de terceira ordem	$Y = \beta_1 + \beta_2 X + \beta_3 X^2 + \beta_4 X^3$

Outros testes foram feitos para ambas às análises considerando duas variáveis explicativas: comprimento da fase (x) e o tempo de perfuração mais manobra despendido nela (T). Dessa forma caracteriza-se uma regressão múltipla.

Tabela 4 - Descrição do modelo de regressão múltipla

Modelo	Função	Equação
IV	Linear múltipla	$Y = \beta_1 + \beta_2 X + \beta_3 T$

No entanto, nesses modelos não conseguiu-se abordar o impacto de uma fase no custo métrico. Assim, para mensurar esse impacto foi utilizada uma variável *dummy* aditiva para cada fase de forma a indicar sua presença ou sua ausência. Incluindo-se no estudo a construção dos modelos descritos na tabela 5 a seguir, onde F_i representa a fase i da perfuração.

Tabela 5 - Descrição dos modelos de regressão utilizando variáveis *dummy*

Modelo	Função	Equação
V	Linear com variáveis <i>dummy</i>	$Y = \beta_1 + \beta_2X + \beta_3F_1 + \beta_4F_2 + \beta_5F_3 + \beta_6F_4$
VI	Quadrática com variáveis <i>dummy</i>	$Y = \beta_1 + \beta_2X + \beta_3X^2 + \beta_4F_1 + \beta_5F_2 + \beta_6F_3 + \beta_7F_4$
VII	Cúbica com variáveis <i>dummy</i>	$Y = \beta_1 + \beta_2X + \beta_3X^2 + \beta_4X^3 + \beta_5F_1 + \beta_6F_2 + \beta_7F_3 + \beta_8F_4$
VIII	Quadrática com variáveis <i>dummy</i> e com constante igual a zero	$Y = \beta_1X + \beta_2X^2 + \beta_3F_1 + \beta_4F_2 + \beta_5F_3 + \beta_6F_4$
IX	Cúbica com variáveis <i>dummy</i> e com constante igual a zero	$Y = \beta_1X + \beta_2X^2 + \beta_3X^3 + \beta_4F_1 + \beta_5F_2 + \beta_6F_3 + \beta_7F_4$

4.3 Tratamento dos Dados

Para a construção deste trabalho foram utilizados dados reais de registro de brocas de uma mesma empresa em um mesmo campo, o que permite uma análise de comparação e previsão dos custos métricos, uma vez que os poços considerados possuem geologias similares. Assim, em uma etapa preliminar foram organizados os dados de *Bit Records* de 38 poços, contendo as informações mais relevantes, como por exemplo: poço perfurado, tamanho das brocas, classificação IADC, nome, profundidades de entrada e saída, distância perfurada, tempo de perfuração e taxa de penetração. Cabe ressaltar que por motivos de confidencialidade, não estão sendo divulgados os nomes tanto dos poços quanto das brocas consideradas. A tabela 6, a seguir, mostra um exemplo desta etapa da tabulação dos dados utilizados.

Tabela 6 - Tratamento de dados (1)

Poço		Características da Broca			Dados Perfuração				
Nome	Fabricante	IADC	Tamanho	Modelo	Prof. Entrada (m)	Prof. Saída (m)	Metragem (m)	Horas	Taxa Penetração (m/h)
Poço 9	Fabricante X	111	26	Tricônica	163	227	64,0	10,0	6,4
Poço 9	Fabricante X	PDC	17,5	PDC 6 lâminas	227	1200	973,0	30,0	32,4
Poço 9	Fabricante X	PDC	12,25	PDC 6 lâminas	1200	2377	1177,0	58,0	20,3
Poço 9	Fabricante Y	PDC	8,5	PDC 6 lâminas	2377	2828	451,0	27,5	16,4
Poço 9	Fabricante Y	PDC	8,5	PDC 6 lâminas	2828	3130	302,0	38,0	7,9

A partir destes dados, foram realizados os cálculos de custo métrico para cada broca utilizada, calculando o tempo de manobra segundo a fórmula descrita no item 3.4, utilizando a tabela de preços descrita no item 3.1, um custo horário de sonda de \$20000/h, conforme mostra a tabela 7, abaixo.

Tabela 7 - Tratamento de dados (2)

Poço		Características da Broca			Custos				
Nome	IADC	Tamanho	Modelo	Tempo Manobra	Custo Manobra	Custo Perfuração	Custo broca	Custo Métrico	
Poço 9	111	26	Tricônica	1,30	26000,00	200000	38000	4125,00	
Poço 9	PDC	17,5	PDC 6 lâminas	4,76	95133,33	600000	108000	825,42	
Poço 9	PDC	12,25	PDC 6 lâminas	11,92	238466,67	1160000	64500	1242,96	
Poço 9	PDC	8,5	PDC 6 lâminas	17,35	347000,00	550000	39000	2075,39	
Poço 9	PDC	8,5	PDC 6 lâminas	19,86	397200,00	760000	39000	3960,93	

Em um segundo momento foram utilizados os resultados anteriores para calcular o custo métrico de cada fase de cada poço conforme a fórmula a seguir:

$$C_{M_i} = \frac{\sum C_{B_i} + C_s (\sum t_{p_i} + \sum t_{m_i})}{\sum m_i} \quad (12)$$

onde:

C_{M_i} = Custo métrico da fase i ;

C_{B_i} = Custo de Broca da fase i ;

C_s = Custo da Sonda;

t_{p_i} = Tempo de perfuração da fase i ;

t_{m_i} = Tempo de manobra da fase i ;

m_i = Intervalo perfurado da fase i ;

Tabela 8 - Exemplo do custo métrico por fase

Custo métrico das Fases do Poço 9					
Fase	Custo broca	Tempo Perfuração (h)	Tempo Manobra (h)	Metragem (m)	Custo Métrico
26	38000	10,00	1,30	64,0	4125,00
17,5	108000	30,00	4,76	973,0	825,42
12,25	64500	58,00	11,92	1177,0	1242,96
8,5	78000	65,50	37,21	753,0	2831,61

Por último, utilizou-se a mesma ideia para obter o custo métrico de cada poço, calculando agora através de uma média ponderada:

$$CM_{poço} = \frac{CM_{26} \times m_{26} + CM_{17,5} \times m_{17,5} + CM_{12,25} \times m_{12,25} + CM_{8,5} \times m_{8,5}}{m_{26} + m_{12,25} + m_{12,25} + m_{8,5}} \quad (13)$$

onde:

CM_i = Custo métrico da fase i ;
 m_i = Intervalo perfurado da fase i ;

Tabela 9 - Exemplo do custo métrico do poço

Custo métrico do Poço 9					
Poço	Custo broca	Tempo Perfuração (h)	Tempo Manobra (h)	Metragem (m)	Custo Métrico
Poço 9	288500	163,50	55,19	2967,0	1571,39

Dessa forma, foram obtidos três tipos de dados: os custos métricos de cada broca, os custos métricos de cada fase e os custos métricos de cada poço, podendo-se proceder três análises. Nos três casos foram feitos resumos estatísticos para avaliar e comparar os custos, e para os dois primeiros tipos foram usados os modelos de regressão para estimar o custo métrico das fases e de um poço. Para o custo métricos das brocas foi ainda feita uma análise comparando os custos métricos pelo IADC de cada broca. Os resultados serão apresentados na seção seguinte.

5 Análise dos Dados

5.1 Descrição dos Dados

As tabelas e gráficos apresentados a seguir descrevem a amostra utilizada. Nas tabelas são apresentados os resumos estatísticos do Custo Métrico por tamanho de broca, por fase e por poço, sendo informados os valores de média, mediana, moda, desvio padrão, mínimo, máximo e número de observações.

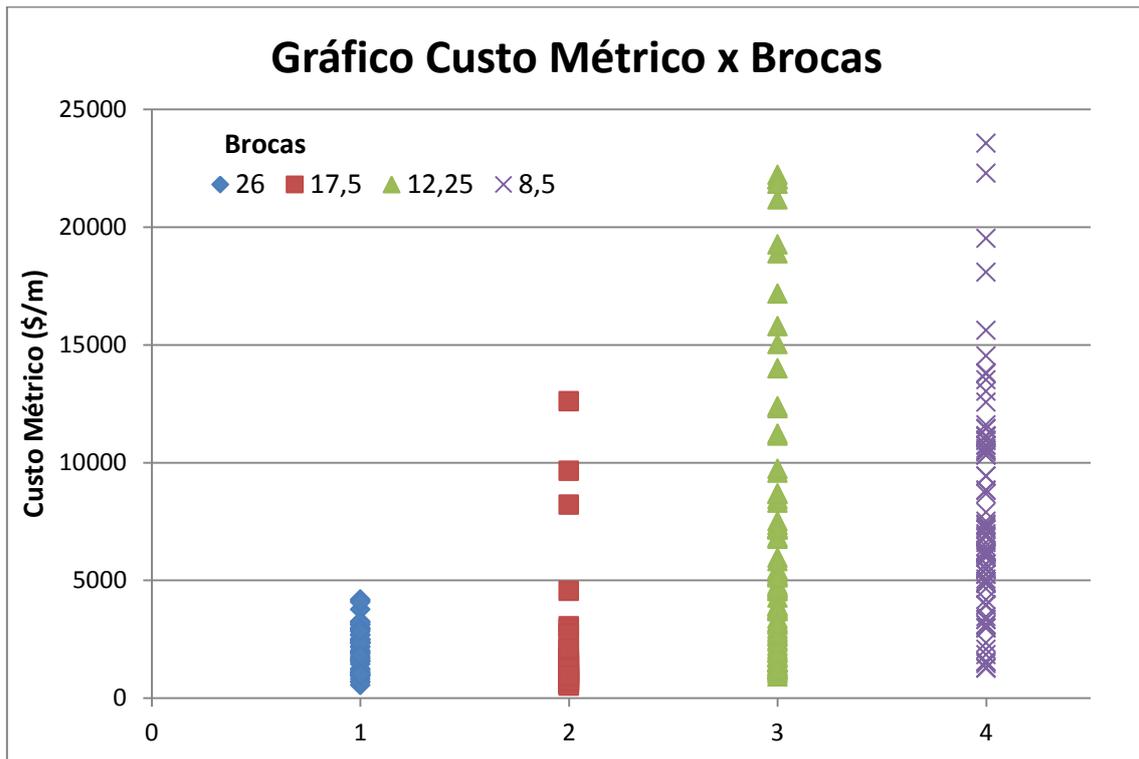


Figura 47 - Gráfico comparativo do custo métrico por brocas

Na figura 46, acima, pode-se observar que a fase de 26" possui menor variação do custo, uma vez que essa fase enfrenta uma geologia menos consolidada, sendo menos susceptível a problemas que demandam mais tempo de manobra e possuindo uma maior taxa de penetração, o que leva a um tempo de perfuração menor. Pelo gráfico acima observa-se a maior dispersão dos dados de custo métrico para as fases de 12,25" e 8,5". Para estas fases as médias são grandes e seus valores máximo e mínimo são bastante amplos. Isso ocorre porque essas fases enfrentam uma geologia mais consolidada e de maiores desafios por conta da alta profundidade. Nelas a taxa de penetração costuma ser menor gerando um maior tempo de perfuração, corroborando em um alto valor médio para o custo métrico.

Tabela 10 - Resumo estatístico do Custo Métrico por brocas

Análise de Custo Métrico por Brocas				
	Fases			
	26	17,5	12,25	8,5
Média	2125,65	1853,74	6280,24	7824,51
Mediana	2197,81	1078,92	4397,90	6723,19
Moda	2342,08	-	-	-
Desvio padrão	943,03	2343,07	5807,33	4628,77
Mínimo	550,88	523,79	922,29	1256,84
Máximo	4186,21	12603,51	22213,33	23557,78
Nº de observações	51	48	84	82

Observando as medidas estatísticas apresentadas na Tabela 10 pode-se inferir que o custo métrico associado à fase 17,5" é, em média, menor que o da fase 26". No entanto a dispersão da primeira apresenta-se significativamente maior que a segunda, possibilitando valores de máximo e mínimo mais amplos, como observado no gráfico da Figura 46.

No gráfico a seguir (Figura 47), encontram-se os dados do Custo Métrico por fase.

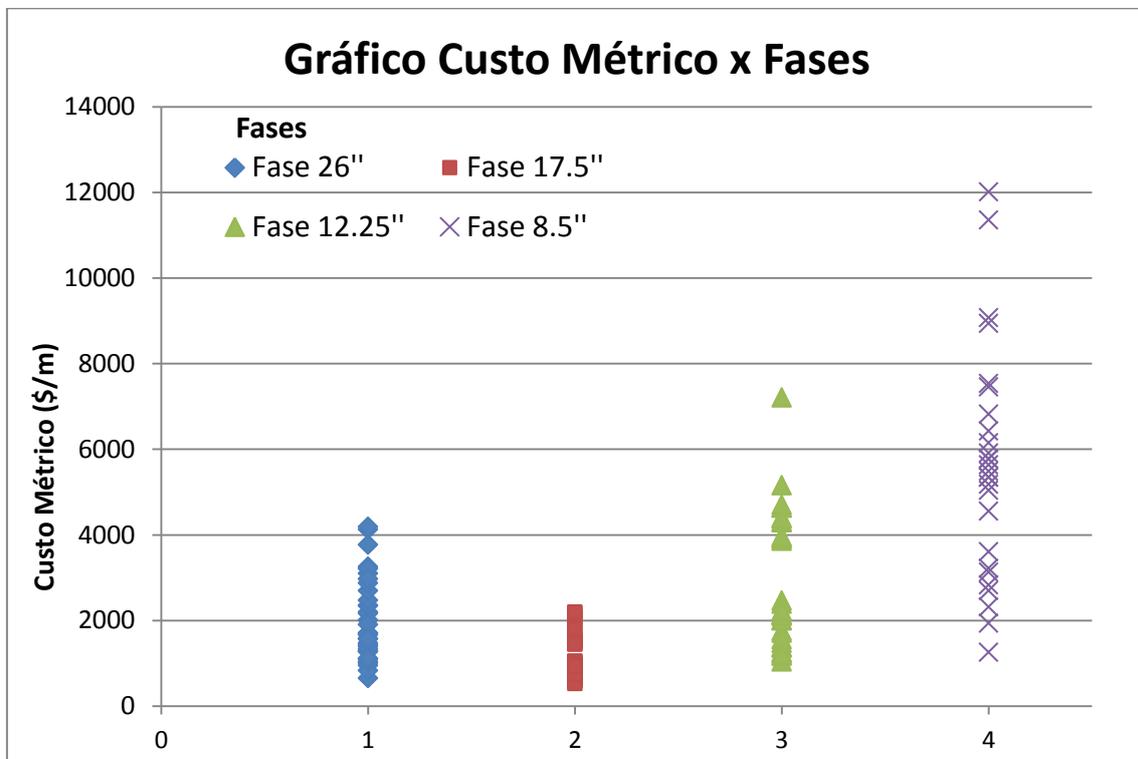


Figura 48 - Gráfico comparativo do custo métrico por fase

Ao contrário da análise por brocas, a análise por fases permite a diluição do erro gerado por brocas que não tiveram um bom rendimento. Nesse sentido observa-se uma queda significativa na variação do custo métrico da fase 17,5' em comparação 26'', conforme pode-se perceber no desvio padrão, dado pela tabela 11, a seguir:

Tabela 11 - Resumo estatístico do Custo Métrico por fase

Análise de Custo Métrico por Fases				
	Fases			
	26	17,5	12,25	8,5
Média	1998,96	1080,66	2873,83	5584,27
Mediana	1703,70	925,31	2184,03	5484,42
Moda	1283,18	924,32	2000,47	5346,02
Desvio padrão	952,69	471,97	1562,91	2661,02
Mínimo	653,07	523,79	1039,88	1256,84
Máximo	4186,21	2191,19	7205,85	12014,97
Nº de observações	35	35	32	27
Número médio de brocas	1,46	1,37	2,63	3,04

Percebe-se nas medidas estatísticas referentes à análise por fases que a média segue o mesmo padrão visto na análise por brocas, isto é os valores das fases 17,5'', 26'', 12,25'' e 8,5'' seguem uma ordem crescente. No entanto, nesta análise, as fases 17,5'', 12,25'' e 8,5'' apresentam valores de média menores que os obtidos da análise por broca porque a metragem destas três fases costuma ser grande. Na fase 26'' não se observa variação significativa da média do custo métrico entre as duas análises. Isso se deve a metragem desta fase que é, normalmente, pequena. Essa queda dos valores médios também pode ser explicada pela diluição da interferência no resultado gerada por brocas com mau rendimento, isto é, brocas com baixos custos métricos podem compensar aquelas que fugiram do padrão e tiveram altos custos, deixando a média da fase menor. Além disso, na última linha é apresentado um número médio de brocas utilizadas por fase, e constata-se que para as fases iniciais, uma ou duas brocas foram necessárias para construí-las, enquanto que para a fase de 12.25'' foram necessárias de 2 a 3, e na fase de 8.5'' houve uma média de três brocas.

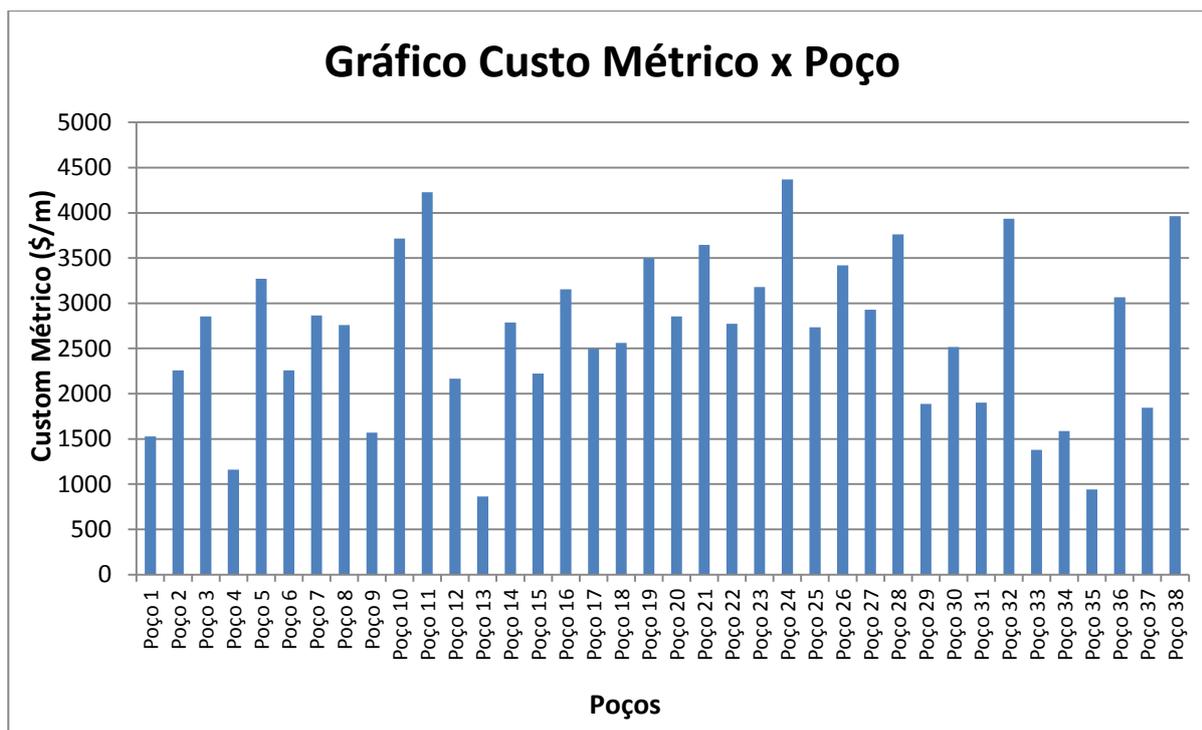


Figura 49 - Gráfico de Custo métrico por poço

O gráfico da Figura 48, acima, fornece um olhar geral do custo métrico dos poços analisados. Segue abaixo, na Tabela 12, a análise descritiva desta visão geral por poços:

Tabela 12 - Resumo estatístico do Custo Métrico por poço

Análise de Custo Métrico por Poço	
Média	2655,77
Mediana	2767,76
Moda	2853,87
Desvio padrão	914,17
Mínimo	864,82
Máximo	4369,94
Nº de observações	38

A partir dos dados apresentados pode-se inferir que a distribuição de probabilidade do custo métrico não é simétrica e nos faz perceber, claramente, que se trata de uma curva assimétrica negativa, pois a média é menor que a moda, conforme mostrado na Figura 49 adiante.

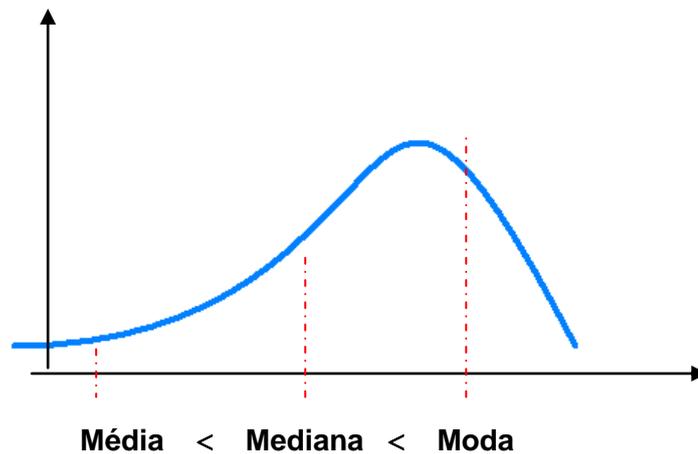


Figura 50 - Assimetria negativa do custo métrico por poço

5.2 Análise dos Modelos de Regressão

Uma vez feito o tratamento dos dados foi possível estudar o resultado de todos os modelos construídos utilizando o *software* Excel. Os resultados da construção dos modelos são mostrados nas tabelas a seguir:

5.2.1 Análise dos modelos para o custo métrico por broca

O melhor modelo será o que apresentar o maior valor de R^2 , um valor satisfatório para a estatística F e um menor erro padrão de regressão.

Assim, dados os resultados da Tabela 13 a seguir, o modelo II é o que apresenta os melhores valores para a explicação do custo métrico por broca.

Tabela 13 - Escolha do modelo entre I - IV que melhor explica a análise por broca

Resultado dos Modelos de Regressão					
Tamanho da Broca		Modelo I	Modelo II	Modelo III	Modelo IV
Brocas 26"	R ²	0,56	0,74	0,63	0,69
	F	61,81	142,61	27,17	54,14
	Erro Padrão	633,46	0,26	588,22	533,41
Brocas 17,5"	R ²	0,47	0,75	0,84	0,52
	F	42,40	138,86	78,13	24,77
	Erro Padrão	1701,69	0,36	962,60	1646,11
Brocas 12,25"	R ²	0,42	0,73	0,67	0,45
	F	59,84	224,80	53,83	33,56
	Erro Padrão	4524,76	0,47	3472,70	4428,33
Brocas 8,5"	R ²	0,41	0,68	0,65	0,41
	F	57,14	174,80	49,44	28,28
	Erro Padrão	3593,15	0,37	2800,96	3613,85

A seguir são apresentados os resultados da estimação de cada um dos modelos selecionados

- Modelo II aplicado à dispersão da fase 26" para a análise por broca:

Tabela 14 - Modelo II para a fase 26"

	β_1	β_2
Parâmetros	17263	-0,462
Erro Padrão	(1.21)	(0,039)
Estatística t	(51.79)	(-11,94)
R ²	0.74	
g.l.	49	
Estatística F	142.61	

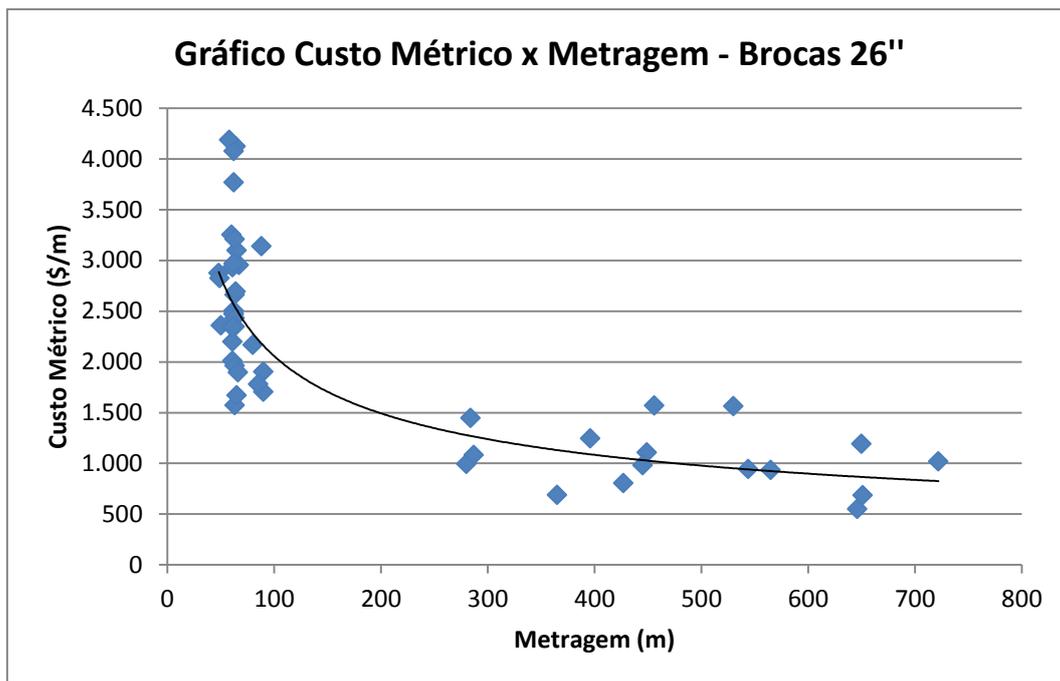


Figura 51 - Estimação do Modelo II Custo métrico por broca 26''

- Modelo II aplicado à dispersão da fase 17,5'' para a análise por broca:

Tabela 15 - Modelo II para a fase 17,5''

	β_1	β_2
Parâmetros	203115	-0,706
Erro Padrão	(1.54)	(0,065)
Estatística t	(28.28)	(-11,78)
R ²	0.75	
g.l.	46	
Estatística F	138.86	

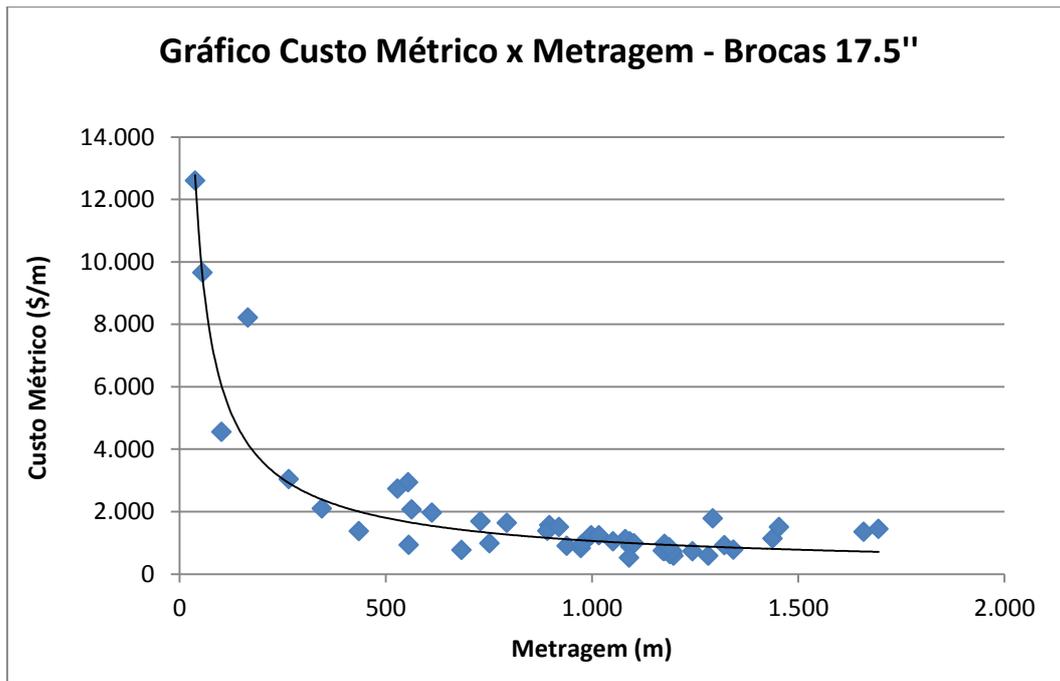


Figura 52 - Estimação do Modelo II Custo métrico por broca 17,5"

- Modelo II aplicado à dispersão da fase 12,25" para a análise por broca:

Tabela 16 - Modelo II para a fase 12,25"

	β_1	β_2
Parâmetros	295161	-0,709
Erro Padrão	(1.33)	(0,047)
Estatística t	(44.07)	(-15)
R^2	0.73	
g.l.	82	
Estatística F	224.80	

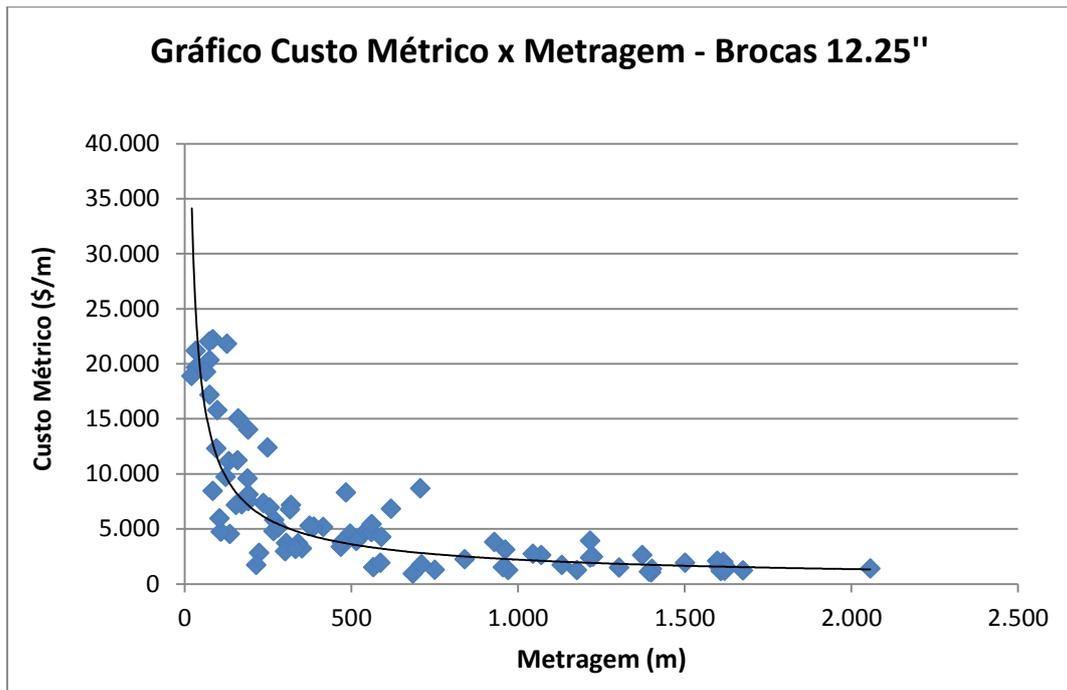


Figura 53 - Estimação do Modelo II Custo métrico por broca 12,25”

- Modelo II aplicado à dispersão da fase 8,5” para a análise por broca:

Tabela 17 - Modelo II para a fase 8,5”

	β_1	β_2
Parâmetros	206189	-0,632
Erro Padrão	(1.30)	(0.0478)
Estatística t	(46.33)	(-13,22)
R^2	0.68	
g.l.	80	
Estatística F	174.80	

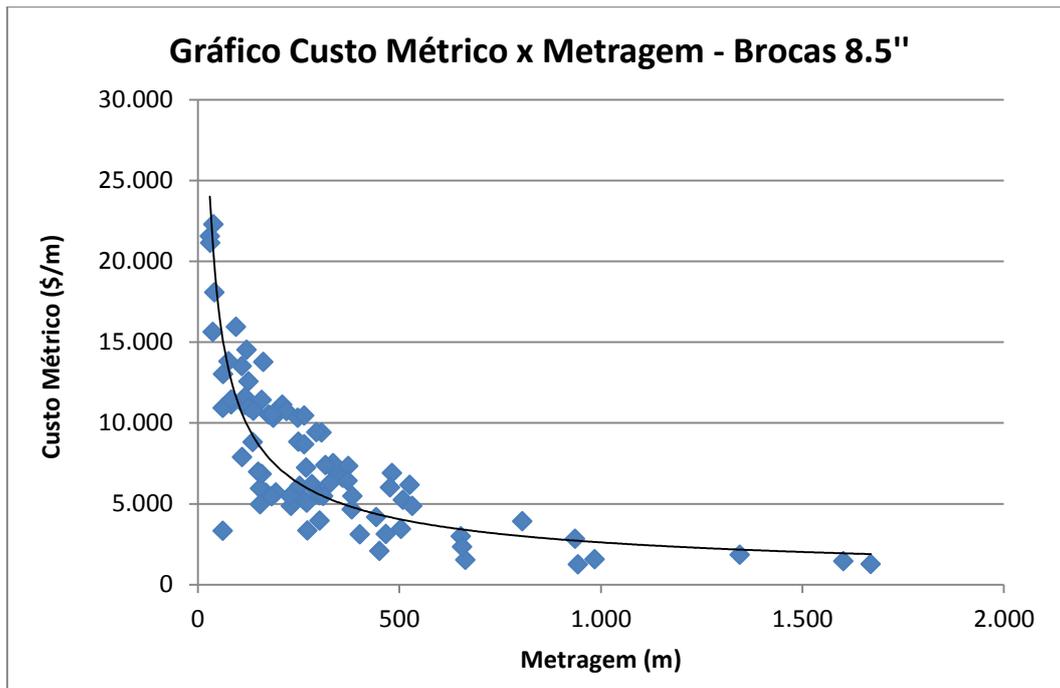


Figura 54 - Estimação do Modelo II Custo métrico por broca 8,5"

A apresentação e conseqüente a escolha do modelo que utiliza as variáveis binárias, ou *dummy*, foi feita utilizando o mesmo critério e a escolha é explicitada na tabela a seguir:

Tabela 18 - Escolha do modelo entre V - IX que melhor explica a análise por broca

Resultado dos Modelos de Regressão		Modelo V	Modelo VI	Modelo VII	Modelo VIII	Modelo IX
Variáveis <i>Dummy</i>	R ²	0,55	0,64	0,67	0,83	0,84
	F	3407,96	3041,30	2934,00	3041,30	2934,00
	Erro Padrão	80,29	94,30	87,85	210,38	196,69

Observa-se pelos valores encontrados que não há diferença significativa entre os modelos VIII e IX. A comprovação disso pode ser verificada no Apêndice C onde é explicitado que o valor de β_3 é muito pequeno ($-7,17E-06$) minimizando a atuação do termo de terceira ordem no modelo. É importante ressaltar que ambos os modelos também fornecem um resultado satisfatório quanto à explicação dos dados

- Apresentação do resultado *dummy* (Modelo IX):

Tabela 19 - Modelo IX, com variáveis *dummy*

	Parâmetros	Erro Padrão	Estatística t	R ²	g.l.	Estatística F
β_1	-29,56	(2.84)	(-10,40)	0.84	261	196.69
β_2	0,03	(0.01)	(6.25)			
β_3	0,000007	(0.000001)	(-4,53)			
β_4	6148.63	(515.40)	(11,93)			
β_5	12045.54	(715.97)	(16,82)			
β_6	14155.14	(574.81)	(24,66)			
β_7	13944.47	(548.82)	(25,41)			

5.2.2 Análise dos modelos para o custo métrico por fase

Utilizando o mesmo critério anterior foram escolhidos para esta análise os seguintes modelos:

Tabela 20 - Escolha do modelo entre I - IV que melhor explica a análise por fase

Resultado dos Modelos de Regressão					
Tamanho da Fase		Modelo I	Modelo II	Modelo III	Modelo IV
Fase 26"	R ²	0,59	0,73	0,66	0,68
	F	46,53	88,29	20,01	34,05
	Erro Padrão	622,92	0,25	582,27	555,24
Fase 17,5"	R ²	0,16	0,16	0,58	0,94
	F	6,51	6,46	14,15	257,59
	Erro Padrão	437,80	0,37	321,11	117,65
Fase 12,25"	R ²	0,28	0,16	0,31	0,93
	F	11,52	5,51	4,25	181,95
	Erro Padrão	1350,45	0,51	1363,28	439,01
Fase 8,5"	R ²	0,08	0,09	0,20	0,82
	F	2,25	2,32	1,96	55,52
	Erro Padrão	2599,11	0,52	2525,11	1167,62

- Modelo II aplicado à dispersão da fase 26" para a análise por fase:

Tabela 21 - Modelo II para a fase 26"

	β_1	β_2
Parâmetros	12333	-0,691
Erro Padrão	(1.23)	(1.04)
Estatística t	(44.94)	(-9,39)
R ²	0.73	
g.l.	33	
Estatística F	88.29	

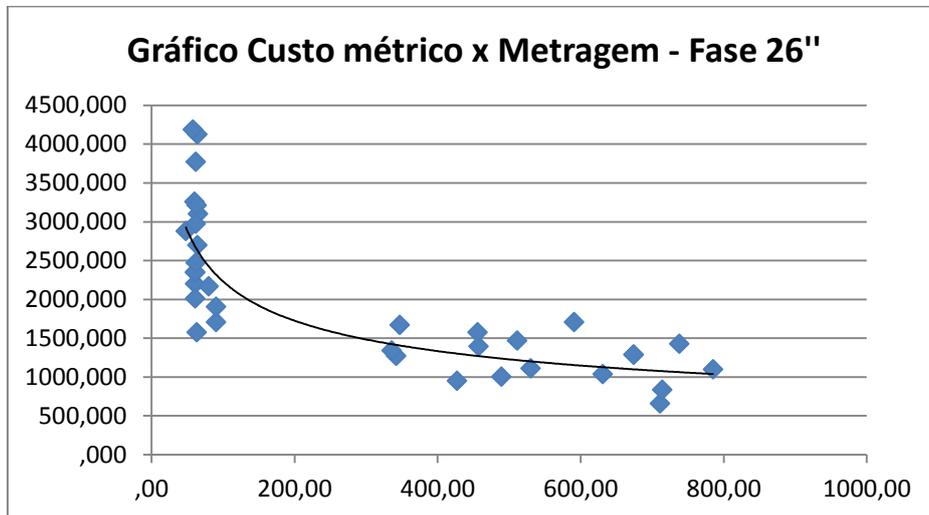


Figura 55 - Estimação do Modelo II Custo métrico por fase 26"

- Modelo II aplicado à dispersão da fase 17,5" para a análise por fase:

Tabela 22 - Modelo II para a fase 17,5"

	β_1	β_2	β_3
Parâmetros	999,59	-0,065	16,52
Erro Padrão	(60,51)	(0,06)	(0,80)
Estatística t	(16,52)	(-10,28)	(20,61)
R ²	0.94		
g.l.	32		
Estatística F	257.59		

- Modelo II aplicado à dispersão da fase 12,25" para a análise por fase:

Tabela 23 - Modelo II para a fase 12,25"

	β_1	β_2	β_3
Parâmetros	2804.03	-1,72	14.77
Erro Padrão	(304.50)	(0.26)	(0.93)
Estatística t	(9.21)	(-6,69)	(15.97)
R ²	0.93		
g.l.	29		
Estatística F	181.95		

- Modelo II aplicado à dispersão da fase 8,5" para a análise por fase:

Tabela 24 - Modelo II para a fase 8,5"

	β_1	β_2	β_3
Parâmetros	5963.75	-5,18	26.06
Erro Padrão	(446.29)	(0.05)	(2.60)
Estatística t	(13.36)	(-9,83)	(9.99)
R ²	0.82		
g.l.	24		
Estatística F	55.52		

Já com a utilização das variáveis *dummy* o melhor dos modelos analisados é o Modelo VIII.

Tabela 25 - Escolha do modelo entre V - IX que melhor explica a análise por fase

Resultado dos Modelos de Regressão		Modelo V	Modelo VI	Modelo VII	Modelo VIII	Modelo IX
Variáveis <i>Dummy</i>	R ²	0,53	0,57	0,29	0,83	0,54
	F	34,87	32,72	9,90	99,16	23,90
	Erro Padrão	1549,74	1485,93	3778,65	1485,93	3778,65

Apresentação do resultado dummy (Modelo VIII):

Tabela 26 - Modelo VIII, com variáveis *dummy*

	Parâmetros	Erro Padrão	Estatística t	R ²	g.l.	Estatística F
β_1	-29,56	(2.84)	(-3,42)	0.83	123	99.16
β_2	0.000879	(0.000255)	(3,45)			
β_3	2731.72	(332.02)	(8.23)			
β_4	3160.28	(706.87)	(4.47)			
β_5	5022.85	(757.17)	(6.64)			
β_6	7327.56	(622.74)	(11,77)			

5.3 Análise por Tipo de Broca

Outras análises podem ser feitas ainda com esses dados. Uma delas, bastante usada na elaboração de um programa de brocas, é a comparação entre os custos métricos de brocas de diferentes IADC. Assim, ao se pensar em qual o tipo de broca terá um melhor desempenho em um próximo poço, isto é, se é melhor usar uma tricônica dente de aço, ou de inserto, ou uma PDC, comparam-se os custos métricos obtidos em poços anteriores, sendo isso mais um parâmetro que auxilia na decisão. O critério principal para escolha de brocas é a geologia das formações a serem perfuradas, mas caso sejam formações que não necessitem de brocas muito específicas (rochas moles, geralmente), essa análise pode ser feita.

Dessa forma, para os poços em questão o resultado é o seguinte:

Tabela 27 - Análise por IADC

Tamanho da Broca	IADC	Média	Desvio Padrão	Nº de Brocas
26"	111	2133,19	911,47	45
	115	2069,11	1256,09	6
17,5"	445	7463,06	5555,36	3
	PDC	1467,73	1459,98	46
12,25"	517	12958,79	6040,42	3
	537	10549,49	7401,37	14
	547	3507,66	384,47	2
	PDC	5028,10	4873,69	63
8,5"	517	6822,97	3539,39	13
	537	8457,85	3664,24	29
	547	11284,20	3616,99	4
	617	15070,55	5407,65	6
	PDC	5352,35	3377,62	29

Observa-se que para as brocas de 26" apenas dois tipos foram utilizados, possuindo custos métricos próximos. Porém, há poucos dados para a broca de IADC 115, e essa ainda possui um desvio padrão maior e custo métrico um pouco menor, o que leva à escolha por uma de IADC 111 em um futuro poço. Para as brocas de 17.5", a escolha é bastante simples, já que as PDC apresentam um número muito maior de utilização e um custo métrico bem inferior. Com relação às brocas de 12.25", há mais opções de análises, mas seria escolhida a PDC também, que possui o segundo menor custo métrico, mas um número muito maior de utilização que a de menor custo (63 contra apenas 2), o que não dá pra garantir ao IADC 547 um valor realmente esperado. Por último, nas brocas de 8.5" há 3 opções com bastante utilização, e novamente observa-se que a broca PDC possui um custo métrico menor. Assim, em um programa de brocas elaborado considerando apenas os custos métricos, seriam escolhidas uma broca tricônica de dentes de aço IADC 111 para fase de 26" e brocas PDC para as fases de 17.5", 12.25" e 8.5".

6 Conclusão

O presente trabalho tratou do estudo e do desenvolvimento de modelos econométricos que pudessem estimar os custos métricos de futuros poços de um determinado campo de exploração de petróleo. A relevância deste problema se encontra na importância de se conhecer e prever os custos associados a um projeto de perfuração, visto que essa operação pode ser dispendiosa, especialmente em campos *offshore*. Dessa forma, esses modelos são de interesse para as empresas operadoras na tomada de decisão de projetos, constituindo uma ferramenta gerencial e de planejamento estratégico.

Para estimar esses modelos foram usados dados de *Bit Records* de uma empresa em um único campo, o que torna a análise possível, visto que procurou-se comparar poços de mesmas formações geológicas. Assim, a amostra reuniu as informações mais relevantes para nossa análise, obtendo então três tipos de dados de custo métrico, por broca, por fase e por poço, sendo que os dois primeiros se dividiam em quatro tamanhos, 26", 17.5", 12.25" e 8.5". Para brocas e fases, foram estimados nove modelos de regressão linear tentando descobrir qual poderia descrever e prever melhor o comportamento do custo métrico com a distância perfurada, enquanto para os poços foi feita apenas uma descrição estatística dos resultados.

A partir dos resultados de cada modelo, selecionou-se aquele em que os parâmetros estatísticos se mostraram melhores, isto é, foram comparados os valores do coeficiente de explicação (R^2), da estatística F e erro padrão da regressão, de cada modelo. Alguns modelos não apresentaram bons valores desses parâmetros, o que significa que não servem para descrever o comportamento do custo métrico, mas outros apresentaram valores muito bons, havendo, portanto, uma explicação forte dos dados com o modelo. Para as brocas, o modelo de potência (Modelo II) obteve os melhores resultados para os quatro tamanhos de brocas, possuindo baixíssimos valores de Erro Padrão e ótimos valores para R^2 e F. Já para as fases, os resultados variaram de acordo com o tamanho da fase. Para a fase de 26", o melhor resultado foi o do modelo de potência, com baixíssimo valor de Erro Padrão e bons valores de R^2 e F, enquanto que para as demais fases os melhores resultados foram do Modelo IV, com excelentes valores de R^2 e bons valores de F e Erro Padrão. Dessa forma, para as fases de 17.5", 12.25" e 8.5", a melhor explicação dos dados

é dada por duas variáveis, distância perfurada e tempo de perfuração, e não só pela metragem, como as outras.

Testou-se, ainda, os modelos com a inclusão de variáveis *dummy*, e os resultados foram satisfatórios, especialmente para os modelos de segunda e terceira ordem e constante igual a zero. Além disso, procedeu-se a comparação entre os tipos de brocas utilizadas em cada fase, através da classificação IADC de cada uma, observando a média, desvio padrão e número de brocas, concluindo-se que a broca de IADC 111 obteve o melhor valor de custo métrico para a fase de 26” e as brocas PDC para as demais fases. Essa análise é bastante utilizada pelas empresas para avaliar quais os melhores tipos de brocas a serem utilizadas em um próximo poço, e este resultado poderia servir como base dessa seleção.

Por último, cabe observar que os modelos selecionados apresentaram ótimos resultados e que poderiam ser utilizados para uma análise de custos em próximos projetos de poços, prevendo os valores para cada fase e para o poço, através de dados de entrada simples (tamanho de cada fase e tempo de perfuração, se o modelo de duas variáveis for utilizado). Os resultados da análise por tipo de broca, que já é amplamente feita, poderiam ser usados para auxiliar a seleção para o programa de brocas de um futuro poço. Deve-se ressaltar, porém, algumas dificuldades para a realização deste trabalho, como a dificuldade de obtenção de dados (*Bit Records*, custos de cada broca e custos de sonda), já que são geralmente dados confidenciais e as empresas não liberam ou divulgam, e a falta de referência, pois não há nenhum trabalho que aborde diretamente este assunto, havendo poucos que tratam de custo métrico.

Para trabalhos futuros, sugere-se a continuação deste trabalho estimando outros modelos, utilizando as outras formulações de custo métrico e a análise de tipos de brocas utilizando a classificação IADC para PDC. Seria também bastante interessante realizar o mesmo trabalho para outras empresas em campos próximos (ou que tivessem geologia parecida) e comparar os resultados obtidos para cada empresa.

7 Referências bibliográficas

- Bit Brokers*. [Online] [Citado em: 22 de 12 de 2011.] <http://www.bitbrokers.com/iadc.php>.
- Bit Brokers*. [Online] [Citado em: 22 de 12 de 2011.] <http://www.bitbrokers.com/iadc.php>.
- Blog Mercante*. [Online] [Citado em: 22 de 12 de 2011.] <http://www.blogmercante.com/2010/12/quem-e-dono-do-navio-sonda-petrobras-10000/>.
- BusyTrade*. [Online] [Citado em: 22 de 12 de 2011.] <http://www.busytrade.com/selling-leads/1888367/Pdc-Cutter-Oil-Well-Drill-Bit-geology-Pdc-Bit-Mining-Bit.html>.
- CB in the UAE*. [Online] [Citado em: 22 de 12 de 2011.] <http://cbintheuae.blogspot.com/>.
- HIMFR*. [Online] [Citado em: 22 de 12 de 2011.] http://www.himfr.com/d-p1122778235746025-Diamond_Bit_PDC_Bit_Oil_Bit.
- International Association of Drilling Contractors*. [Online] [Citado em: 22 de 12 de 2012.] <http://www.iadc.org/>.
- Made in China.com*. [Online] [Citado em: 22 de 12 de 2011.] <http://terry304.en.made-in-china.com/product/kMxEuVJKutir/China-Drilling-Rig-2000HP-7000m-Oil-Drilling-Drill-Rig-Onshore-Rig-Offshore-Rig.html>.
- News Comex*. [Online] [Citado em: 22 de 12 de 2011.] http://www.newscomex.com.br/mostra_noticia.php?codigo=15948.
- Oil & Gas Journal*. [Online] [Citado em: 22 de 12 de 2012.] <http://www.ogj.com/articles/print/volume-101/issue-11/drilling-production/case-specific-designs-improve-drill-bit-performance.html>.
- SMITH BITS*. [Online] [Citado em: 22 de 12 de 2011.] WWW.SMITHBITS.COM.
- SMITH BITS*. [Online] [Citado em: 22 de 12 de 2011.] WWW.SMITHBITS.COM.
- The Great Soviet Encyclopedia*. [Online] [Citado em: 22 de 12 de 2011.] <http://encyclopedia2.thefreedictionary.com/Drill+Bit>.
- TradeKorea.com*. [Online] [Citado em: 22 de 12 de 2011.] http://www.tradekorea.com/product-detail/P00252048/pdc_bits.html#.
- Abrantes, Rafael**. *ISI Engenharia*. [Online] [Citado em: 22 de 12 de 2011.] <http://www.isiengenharia.com.br/espaco-do-engenheiro/curiosidades/o-mundo-das-plataformas-de-petroleo-2>.
- Almeida, Marco Antônio Ribeiro de**. 2010. *Perfuração Econômica de Rochas*. Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil : COPPE - UFRJ, 06 de 2010.

ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. *ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis*. [Online] <http://www.anp.gov.br/>.

2011. ANUÁRIO ESTATÍSTICO 2011. *ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis*. [Online] 2011. [Citado em: 20 de 11 de 2012.] <http://www.anp.gov.br/?pg=57890>.

Bomfim, Diego Tavares. *Centro de Simulação Aquaviária*. [Online] [Citado em: 22 de 12 de 2011.] <http://www.csaq.org.br/site/noticias/pagina/4>.

Bourgoyne Jr, A.T, et al. 1986. *Applied Drilling Engineering*. Richardson, TX : SPE, 1986.

Brandão, Rita. Distribuições Contínuas: Qui-Quadrado, t de Student, F de Snedecor. *Distribuições Contínuas*. s.l. : Universidade de Açores.

Brito, Fernando. 2011. *Tijolaco*. [Online] 17 de 11 de 2011. [Citado em: 22 de 12 de 2011.] www.tijolaco.com/page/9.

Computação/ICEB/UFOP, Departamento de. *Notas de aula de Métodos Numéricos - Ajuste de Curvas pelo Método dos Quadrados Mínimos*. Ouro Preto, Minas Gerais, Brasil : s.n.

Guedes, Dra Terezinha Aparecida, et al. Medidas de Dispersão. *Estatística Descritiva*. Maringá, Paraná, Brasil : Universidade Estadual de Maringá.

Gujarati, Damodar N. 2006. *Econometria Básica*. s.l. : Campus, 2006.

Junior, Dalmo de Souza Amorim. 2008. *Metodologia para a Redução de Custos na Perfuração de Poços de Petróleo e Gás*. São Paulo, São Paulo, Brasil : POLI - USP, 10 de 2008.

Martins, Flavio. 2011. A História do Petróleo no Brasil. [Online] 2011. [Citado em: 01 de 12 de 2011.] <http://www.ebah.com.br/content/ABAAAAEhgAF/historia-petroleo-no-brasil>.

Missio, Fabrício e Jacobi, Luciane Flores. *Variáveis dummy: especificações de modelos com parâmetros variáveis*.

Pasqualino, Ison Paranhos. 2011. *Notas de Aula de Sistemas Submarinos*. Rio de Janeiro : s.n., 2011.

Plácido, João Carlos Ribeiro e Pinho, Rodrigo. 2009. *Brocas de Perfuração de Poços de Petróleo*. Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil : s.n., 2009.

RIGZONE - Dice Holdings. Inc. company. *Rigzone.com. Rigzone.com*. [Online] [Citado em: 22 de 12 de 2011.] <http://www.rigzone.com/data/dayrates/>.

Rocha e Azevedo. *Projetos de Poços de Petróleo*.

Salles, A. A. 2006. Análise de Regressão. *Notas de Aula de Estatística Aplicada*. Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil : s.n., 2006.

—. **2006.** Testes de Hipóteses. *Notas de Aula de Estatística Aplicada*. Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil : s.n., 2006.

Souza, Marcone Jamilson Freitas. *Ajuste de Curvas pelo Método dos Quadrados Mínimos.* Ouro Preto, MG, Brasil : Departamento de Computação - UFOP.

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

APÊNDICE A

Análise Descritiva dos Dados

A descrição numérica dos dados tem sua importância para dar uma primeira análise acerca dos dados. Suas principais medidas numéricas são:(Guedes, et al.)

- Média Aritmética

É a medida mais comum de tendência central, ou de localização dos dados. Se as observações em uma amostra de tamanho n são $x_1, x_2, x_3, x_4, \dots, x_n$, então a média amostral é dada por:(Guedes, et al.)

$$\bar{x} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i$$

- Mediana

A mediana de n dados ordenados por ordem de grandeza, crescente ou decrescente, é o valor do ponto central. Caso n seja par não haverá um valor central e a mediana será dada pela média aritmética dos valores centrais. É definida, então, por:

$$\tilde{x} = \begin{cases} x_{\left(\frac{n+1}{2}\right)} \\ \frac{x_{\left(\frac{n}{2}\right)} + x_{\left(\frac{n}{2}+1\right)}}{2} \end{cases}$$

- Moda

É o valor que possui maior frequência relativa em um conjunto com n valores numéricos. Ela pode não existir e caso exista pode não ser única.

- Variância

A variância é a medida de dispersão que indica o quão longe em geral os seus valores se encontram do valor esperado. É definida por:

$$\sigma^2 = \frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2$$

- Desvio Padrão

Mede o grau de dispersão médio entre as variáveis da amostra na mesma ordem de grandeza.

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2}$$

APÊNDICE B

Teste estatístico de Hipóteses

O objetivo de um teste estatístico de hipóteses é comprovar uma hipótese a respeito dos valores de um ou mais parâmetros populacionais. Dessa forma, o teste se utiliza de informações amostrais sobre determinado parâmetro populacional para chegar a uma decisão sobre determinada conjectura, ou seja, sobre uma hipótese. (Salles, 2006)

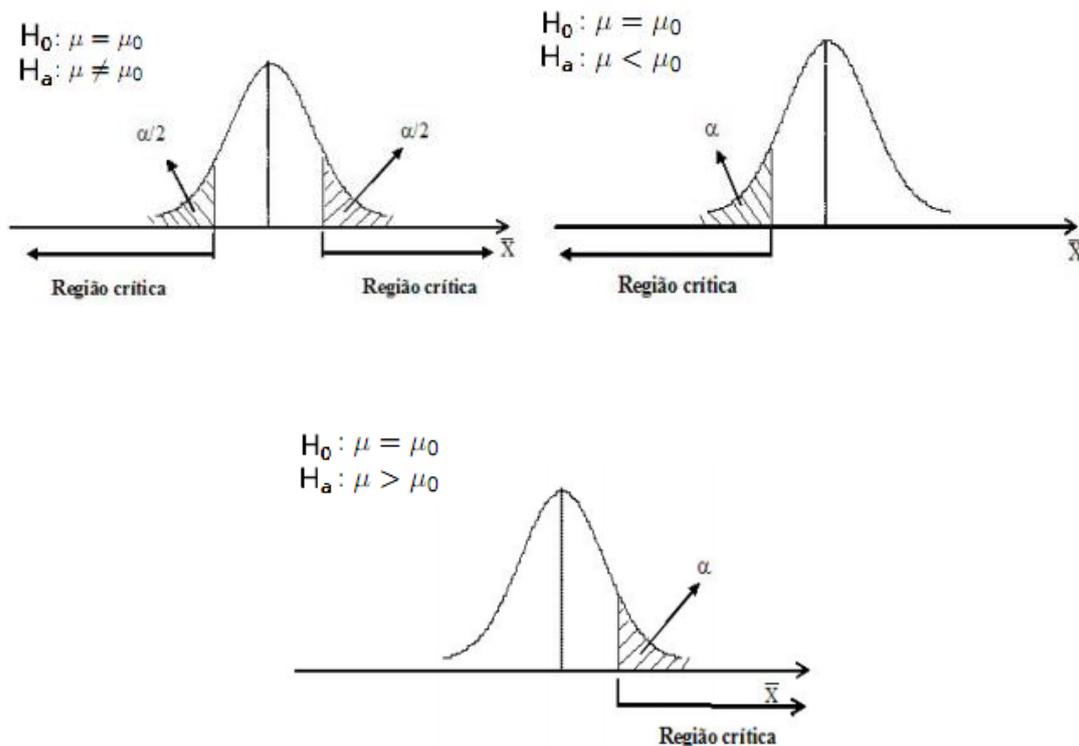
Para se estabelecer um teste de hipótese é principal que haja uma hipótese nula (H_0) e outra alternativa (H_a). (Salles, 2006)

A primeira enuncia a hipótese a ser testada, especificando um valor para o parâmetro. Uma hipótese nula representa uma crença a respeito de uma teoria de que deve ser mantida até que evidências nas informações amostrais convençam de que ela não é verdadeira. Neste caso então se rejeita a hipótese nula.

A hipótese alternativa é contrária à hipótese nula. Ela será aceita sempre que a hipótese nula for rejeitada. (Salles, 2006)

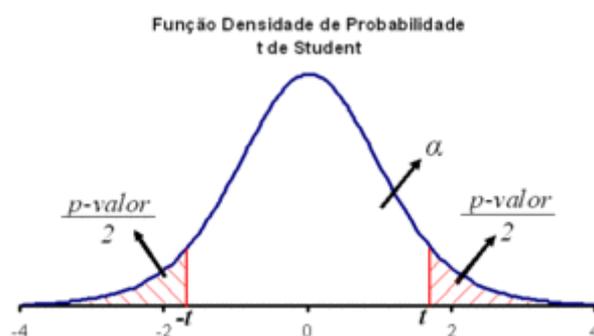
Os testes de hipótese podem ser de dois tipos: Unilateral ou Bilateral, dependendo das entre H_0 e H_a .

Tem-se um teste unilateral quando ao rejeitar H_0 se depara com uma inequação envolvendo a hipótese de H_a . Dessa maneira deve-se utilizar para o teste apenas uma das caudas da distribuição de probabilidade. Caso a relação de H_a seja de desigualdade deve-se utilizar as duas caudas da função de probabilidade e, portanto tem-se um teste bilateral. (Salles, 2006)



O $X_{\text{crítico}}$ é determinado com base na tabela da distribuição analisada com a significância pretendida como dado de entrada.

A inferência dos testes de hipótese tem sua importância no sentido de verificar se há ou não a regressão linear ou se um parâmetro é ou não significativo dado um nível de significância, uma vez que o a razão entre o valor estimado de β_i o seu desvio padrão se aproxima da distribuição t de student com $n-2$ graus de liberdade $\left(\frac{\beta_i}{se(\beta_i)} \sim t(\alpha; n - 2)\right)$. Exemplificando, quando se rejeita a hipótese nula ($H_0: \beta_2 = 0$) em uma regressão linear simples conclui-se que β_2 não é significativo, logo não há regressão (Salles, 2006)



Distribuição F de Snedecor(Brandão)

Define-se a distribuição F de Snedecor como uma razão entre duas variáveis independentes com distribuição χ^2 (Quiquadrado) com n-1 graus de liberdade. Então conclui-se que $F = \frac{\chi^2(1)}{\chi^2(n-2)}$, logo $F(1-\alpha; 1; n - 2) = F_{\text{tabelado}}$.

Na análise de variância foram testadas as hipóteses $H_0: \beta_i = 0$ e $H_a: \beta_i \neq 0$ utilizando a distribuição F de Snedecor uma vez que o valor amostral da distribuição (calculado) é dado por $F_{\text{calculado}} = \frac{\beta_2^2 \sum(x_i - \bar{x})^2}{\hat{\sigma}^2}$. Valores altos de $F_{\text{calculado}}$ favorecem H_a , enquanto baixos valores para $F_{\text{calculado}}$ favorecem H_0 em um teste unilateral.(Salles, 2006)

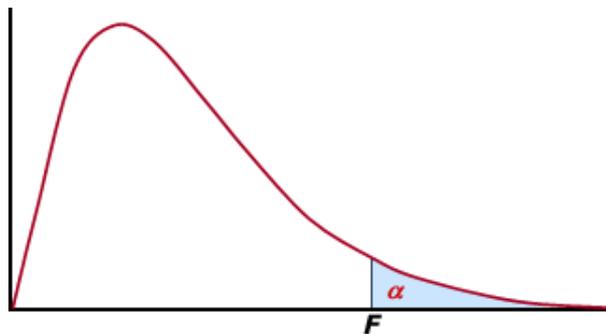


Figura 56 - Distribuição F de Snedecor

Dessa maneira chega-se a uma regra para a decisão do teste de hipótese usando a distribuição F de Snedecor

Se $F_{\text{calculado}} \leq F_{\text{tabelado}} \rightarrow$ Não rejeita-se H_0 ou se $F_{\text{calculado}} \geq F_{\text{tabelado}} \rightarrow$ Não rejeita-se H_a .(Salles, 2006)

APÊNDICE C

DESCRIÇÃO COMPLETA DOS MODELOS ANALISADOS

RESULTADOS DOS MOLELOS DA ANÁLISE DO CUSTO MÉTRICO POR FASE

Tabela C - 1

RESULTADOS DOS MODELOS DE REGRESSÃO PARA A FASE DE 26"							
	β_1	β_2	β_3	β_4	R^2	F	SE
Modelo 1	2,82E+03 (-1,60E+02) (2,36E-18)	-2,72E+00 (3,99E-01) (8,79E-08)			0,59	46,53	622,92
Modelo 2	1,23E+04 (1,23E+00) (3,50E-31)	-3,71E-01 (3,95E-02) (7,52E-11)			0,73	88,29	0,25
Modelo 3	3,61E+03 (4,24E+02) (1,28E-09)	-1,55E+01 (7,17E+00) (3,80E-02)	3,32E-02 (2,17E-02) (1,35E-01)	-2,28E-05 (1,75E-05) (2,03E-01)	0,66	20,01	582,27
Modelo 4	2,66E+03 (1,52E+02) (6,40E-18)	-4,69E+00 (7,29E-01) (3,17E-07)	5,06E+01 (1,64E+01) (4,15E-03)		0,68	34,05	555,24

*São apresentados para cada coeficiente o seu valor numérico, na primeira linha, o erro padrão, na segunda e entre parênteses, e na terceira linha, também entre parênteses é dado o valor P.

Tabela C - 2

RESULTADOS DOS MODELOS DE REGRESSÃO PARA A FASE DE 17,5"							
	β_1	β_2	β_3	β_4	R^2	F	SE
Modelo 1	5,74E+02 (2,12E+02) (1,05E-02)	3,72E-01 (1,46E-01) (1,55E-02)			0,16	6,51	437,80
Modelo 2	3,72E+01 (3,65E+00) (8,67E-03)	4,60E-01 (1,81E-01) (1,59E-02)			0,16	6,46	0,37
Modelo 3	4,49E+03 (1,07E+03) (2,20E-04)	-9,71E+00 (2,35E+00) (2,45E-04)	7,68E-03 (1,61E-03) (4,26E-05)	-1,71E-06 (3,40E-07) (1,93E-05)	0,58	14,15	321,11
Modelo 4	1,00E+03 (6,05E+01) (3,19E-17)	-6,50E-01 (6,32E-02) (1,14E-11)	1,65E+01 (8,01E-01) (4,84E-20)		0,94	257,59	117,65

*São apresentados para cada coeficiente o seu valor numérico, na primeira linha, o erro padrão, na segunda e entre parênteses, e na terceira linha, também entre parênteses é dado o valor P.

Tabela C - 3

RESULTADOS DOS MODELOS DE REGRESSÃO PARA A FASE DE 12,25"							
	β_1	β_2	β_3	β_4	R ²	F	SE
Modelo 1	2,80E+02 (8,01E+02) (7,29E-01)	1,59E+00 (4,69E-01) (1,95E-03)			0,28	11,52	1350,45
Modelo 2	6,78E+01 (4,65E+00) (1,01E-02)	4,92E-01 (2,09E-01) (2,56E-02)			0,16	5,51	0,51
Modelo 3	2,52E+03 (2,04E+03) (2,27E-01)	-3,19E+00 (4,38E+00) (4,72E-01)	2,89E-03 (2,99E-03) (3,43E-01)	-5,10E-07 (6,12E-07) (4,12E-01)	0,31	4,25	1363,28
Modelo 4	2,80E+03 (3,04E+02) (4,14E-10)	-1,72E+00 (2,57E-01) (2,46E-07)	1,48E+01 (9,25E-01) (6,65E-16)		0,93	181,95	439,01

*São apresentados para cada coeficiente o seu valor numérico, na primeira linha, o erro padrão, na segunda e entre parênteses, e na terceira linha, também entre parênteses é dado o valor P.

Tabela C - 4

RESULTADOS DOS MODELOS DE REGRESSÃO PARA A FASE DE 8,5''							
	β_1	β_2	β_3	β_4	R^2	F	SE
Modelo 1	6,84E+03 (9,74E+02) (2,33E-07)	-1,11E+00 (7,37E-01) (1,46E-01)			0,08	2,25	2599,11
Modelo 2	3,80E+04 (3,83E+00) (3,27E-08)	-2,96E-01 (1,94E-01) (1,40E-01)			0,09	2,32	0,52
Modelo 3	6,71E+03 (4,21E+03) (1,25E-01)	2,42E+00 (1,01E+01) (8,13E-01)	-4,81E-03 (7,10E-03) (5,05E-01)	1,28E-06 (1,43E-06) (3,79E-01)	0,20	1,96	2525,11
Modelo 4	5,96E+03 (4,46E+02) (1,31E-12)	-5,12E+00 (5,20E-01) (6,80E-10)	2,61E+01 (2,61E+00) (4,97E-10)		0,82	55,52	1167,62

*São apresentados para cada coeficiente o seu valor numérico, na primeira linha, o erro padrão, na segunda e entre parênteses, e na terceira linha, também entre parênteses é dado o valor P.

Tabela C - 5

RESULTADOS DOS MODELOS DE REGRESSÃO UTILIZANDO VARIÁVEIS DUMMY											
	β_1	β_2	β_3	β_4	β_5	β_6	β_7	β_8	R ²	F	SE
Modelo 5	2,03E+03 (2,75E+02) (1,72E-11)	-1,19E-01 (2,73E-01) (6,64E-01)	- - -	-7,93E+02 (4,70E+02) (9,40E-02)	1,03E+03 (5,25E+02) (5,13E-02)	3,68E+03 (4,57E+02) (5,57E-13)			0,53	34,87	1549,74
Modelo 6	2,73E+03 (3,32E+02) (2,31E-13)	-2,89E+00 (8,46E-01) (8,57E-04)	8,79E-04 (2,55E-04) (7,78E-04)	- - -	4,29E+02 (5,73E+02) (4,56E-01)	2,29E+03 (6,22E+02) (3,41E-04)	4,60E+03 (5,12E+02) (3,98E-15)		0,57	32,72	1485,93
Modelo 7	2,52E+03 (9,83E+02) (1,16E-02)	-1,78E+00 (3,37E+00) (5,98E-01)	1,74E-03 (2,88E-03) (5,46E-01)	-4,80E-07 (6,75E-07) (4,79E-01)	- - -	-1,67E+02 (9,58E+02) (8,62E-01)	5,63E+03 (9,84E+02) (7,36E-08)	- - -	0,29	9,90	3778,65
Modelo 8	-2,89E+00 (8,46E-01) (8,57E-04)	8,79E-04 (2,55E-04) (7,78E-04)	2,73E+03 (3,32E+02) (2,31E-13)	3,16E+03 (7,07E+02) (1,75E-05)	5,02E+03 (7,57E+02) (9,28E-10)	7,33E+03 (6,23E+02) (7,09E-22)			0,83	99,16	1485,93
Modelo 9	-1,78E+00 (3,37E+00) (5,98E-01)	1,74E-03 (2,88E-03) (5,46E-01)	-4,80E-07 (6,75E-07) (4,79E-01)	2,52E+03 (9,83E+02) (1,16E-02)	2,35E+03 (1,41E+03) (9,75E-02)	8,15E+03 (1,44E+03) (1,08E-07)	- - -		0,54	23,90	3778,65

*São apresentados para cada coeficiente o seu valor numérico, na primeira linha, o erro padrão, na segunda e entre parênteses, e na terceira linha, também entre parênteses é dado o valor P.

RESULTADOS DOS MOELOS DA ANÁLISE DO CUSTO MÉTRICO POR BROCA POR FASE

Tabela C - 6

RESULTADOS DOS MODELOS DE REGRESSÃO PARA AS BROCAS DE 26"							
	β_1	β_2	β_3	β_4	R ²	F	SE
Modelo 1	2,78E+03 (1,22E+02) (8,79E-28)	-3,35E+00 (4,27E-01) (3,11E-10)			0,56	61,81	633,46
Modelo 2	1,73E+04 (1,21E+00) (1,90E-44)	-4,62E-01 (3,87E-02) (4,04E-16)			0,74	142,61	0,26
Modelo 3	3,65E+03 (3,88E+02) (2,17E-12)	-1,86E+01 (7,01E+00) (1,09E-02)	4,25E-02 (2,31E-02) (7,18E-02)	-3,12E-05 (2,05E-05) (1,35E-01)	0,63	27,17	588,22
Modelo 4	2,55E+03 (1,14E+02) (5,67E-27)	-6,07E+00 (6,91E-01) (1,51E-11)	7,85E+01 (1,71E+01) (3,16E-05)		0,69	54,14	533,41

*São apresentados para cada coeficiente o seu valor numérico, na primeira linha, o erro padrão, na segunda e entre parênteses, e na terceira linha, também entre parênteses é dado o valor P.

Tabela C - 7

RESULTADOS DOS MODELOS DE REGRESSÃO PARA AS BROCAS DE 17,5"							
	β_1	β_2	β_3	β_4	R^2	F	SE
Modelo 1	5,54E+03 (6,19E+02) (1,01E-11)	-3,96E+00 (6,08E-01) (4,51E-08)			0,47	42,40	1701,69
Modelo 2	2,03E+05 (1,54E+00) (3,67E-31)	-7,60E-01 (6,45E-02) (1,24E-15)			0,75	138,86	0,36
Modelo 3	1,06E+04 (6,39E+02) (9,34E-21)	-2,73E+01 (3,03E+00) (1,28E-11)	2,44E-02 (3,98E-03) (1,98E-07)	-6,88E-06 (1,51E-06) (3,89E-05)	0,84	78,13	962,60
Modelo 4	5,24E+03 (6,17E+02) (5,65E-11)	-4,77E+00 (7,08E-01) (2,27E-08)	2,63E+01 (1,28E+01) (4,55E-02)		0,52	24,77	1646,11

*São apresentados para cada coeficiente o seu valor numérico, na primeira linha, o erro padrão, na segunda e entre parênteses, e na terceira linha, também entre parênteses é dado o valor P.

Tabela C - 8

RESULTADOS DOS MODELOS DE REGRESSÃO PARA AS BROCAS DE 12,25"							
	β_1	β_2	β_3	β_4	R ²	F	SE
Modelo 1	1,08E+04 (7,52E+02) (3,00E-24)	-7,19E+00 (9,30E-01) (2,18E-11)			0,42	59,84	4524,76
Modelo 2	2,95E+05 (1,33E+00) (2,37E-59)	-7,09E-01 (4,73E-02) (2,43E-25)			0,73	224,80	0,47
Modelo 3	1,75E+04 (1,07E+03) (1,71E-27)	-4,61E+01 (5,73E+00) (5,81E-12)	4,17E-02 (7,31E-03) (1,87E-07)	-1,17E-05 (2,61E-06) (2,54E-05)	0,67	53,83	3472,70
Modelo 4	9,73E+03 (8,94E+02) (1,44E-17)	-8,35E+00 (1,06E+00) (1,06E-11)	2,46E+01 (1,14E+01) (3,39E-02)		0,45	33,56	4428,33

*São apresentados para cada coeficiente o seu valor numérico, na primeira linha, o erro padrão, na segunda e entre parênteses, e na terceira linha, também entre parênteses é dado o valor P.

Tabela C - 9

RESULTADOS DOS MODELOS DE REGRESSÃO PARA AS BROCAS DE 8,5"							
	β_1	β_2	β_3	β_4	R ²	F	SE
Modelo 1	1,11E+04 (5,76E+02) (5,68E-32)	-9,53E+00 (1,26E+00) (5,52E-11)			0,41	57,14	3593,15
Modelo 2	2,06E+05 (1,30E+00) (4,57E-60)	-6,32E-01 (4,78E-02) (6,31E-22)			0,68	174,80	0,37
Modelo 3	1,65E+04 (9,15E+02) (1,09E-29)	-4,66E+01 (6,33E+00) (1,54E-10)	4,97E-02 (1,09E-02) (1,85E-05)	-1,66E-05 (4,75E-06) (8,06E-04)	0,65	49,44	2800,96
Modelo 4	1,09E+04 (8,25E+02) (7,30E-22)	-9,72E+00 (1,44E+00) (2,33E-09)	3,68E+00 (1,35E+01) (7,85E-01)		0,41	28,28	3613,85

*São apresentados para cada coeficiente o seu valor numérico, na primeira linha, o erro padrão, na segunda e entre parênteses, e na terceira linha, também entre parênteses é dado o valor P.

Tabela C - 10

RESULTADOS DOS MODELOS DE REGRESSÃO UTILIZANDO VARIÁVEIS DUMMY											
	β_1	β_2	β_3	β_4	β_5	β_6	β_7	β_8	R ²	F	SE
Modelo 5	8,24E+03 (6,93E+02) (2,29E-26)	-6,84E+00 (5,27E-01) (4,18E-30)	-4,78E+03 (7,86E+02) (4,16E-09)	- - -	2,36E+03 (6,35E+02) -	1,95E+03 (6,92E+02) (5,19E-03)			0,55	3407,96	80,29
Modelo 6	1,14E+04 (7,27E+02) (1,64E-39)	-1,84E+01 (1,48E+00) (2,84E-28)	7,42E-03 (8,99E-04) (7,24E-15)	-6,28E+03 (7,24E+02) (4,74E-16)	- - -	1,46E+03 (5,77E+02) (1,22E-02)	1,10E+03 (6,26E+02) (8,00E-02)		0,64	3041,30	94,30
Modelo 7	1,20E+04 (7,16E+02) (1,60E-43)	-2,96E+01 (2,84E+00) (2,03E-21)	2,54E-02 (4,06E-03) (1,63E-09)	-7,17E-06 (1,58E-06) (9,02E-06)	-5,90E+03 (7,04E+02) (3,29E-15)	- - -	2,11E+03 (5,75E+02) (2,95E-04)	1,90E+03 (6,29E+02) (2,78E-03)	0,67	2934,00	87,85
Modelo 8	-1,84E+01 (1,48E+00) (2,84E-28)	7,42E-03 (8,99E-04) (7,24E-15)	5,12E+03 (4,80E+02) (2,52E-22)	1,14E+04 (7,27E+02) (1,64E-39)	1,29E+04 (5,16E+02) (4,60E-71)	1,25E+04 (4,62E+02) (1,01E-77)			0,83	3041,30	210,38
Modelo 9	-2,96E+01 (2,84E+00) (2,03E-21)	2,54E-02 (4,06E-03) (1,63E-09)	-7,17E-06 (1,58E-06) (9,02E-06)	6,15E+03 (5,15E+02) (1,78E-26)	1,20E+04 (7,16E+02) (1,60E-43)	1,42E+04 (5,75E+02) (5,03E-70)	1,39E+04 (5,49E+02) (1,57E-72)		0,84	2934,00	196,69

*São apresentados para cada coeficiente o seu valor numérico, na primeira linha, o erro padrão, na segunda e entre parênteses, e na terceira linha, também entre parênteses é dado o valor P.