



Universidade Federal
do Rio de Janeiro

Escola Politécnica

CORRELAÇÃO ENTRE TIPOS DE BROCAS, TAXAS DE PENETRAÇÃO E FORMAÇÕES ROCHOSAS

Sabrina de Almeida Pinto Regalla

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. Paulo Couto, Dr. Eng.

Rio de Janeiro
Dezembro de 2011

Regalla, Sabrina de Almeida Pinto

Correlação entre Broca de Perfuração, Taxas de Penetração e Formações Rochosas / Sabrina de Almeida Pinto Regalla. – Rio de Janeiro: UFRJ/ Escola Politécnica, 2011.

xiii, 50 p.: il.; 29,7 cm.

Orientadores: Paulo Couto

Projeto de Graduação – UFRJ/ Escola Politécnica/ Curso de Engenharia do Petróleo, 2011.

Referências Bibliográficas: p.81.

1. Brocas de Perfuração. 2. Estudo sobre ROP. 3. Estudo de Caso. I. Couto, Paulo *et al.* II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola Politécnica, Curso de Engenharia do Petróleo. III. Título.

Dedicatória

Dedico esse trabalho aos meus pais e a minha irmã, que sempre me apoiam em todas as minhas escolhas.

Agradecimentos

A todos os professores do Curso de Engenharia de Petróleo da Universidade Federal do Rio de Janeiro, em especial aos professor Paulo Couto, por estarem à disposição e pelos ensinamentos no âmbito acadêmico e profissional.

Ao engenheiro Marcos Freesz, pelo suporte dado no desenvolvimento do trabalho.

A todos os engenheiros da Baker Hughes, pela confiança depositada em mim e por me propiciarem extenso contato com a indústria, colaborando substancialmente para a minha formação.

Aos amigos da Engenharia de Petróleo da UFRJ, com os quais que compartilhei de momentos memoráveis ao longo desses cinco anos de convivência em horário integral.

E, finalmente, agradeço à minha família, pela confiança e por todo o suporte dado durante toda a minha vida, me apoiando em toda e quaisquer decisões que tivesse que tomar, mesmo a contra gosto.

“Combati o bom combate, completei a corrida, guardei a fé (...)”

Trecho da segunda carta de São Paulo enviada a Timóteo.

“Salve! Salve! Salve! Deste abençoado poço – Caramingá nº 1, a 9 de agosto de 1938, saiu, num jato de petróleo, a independência econômica do Brasil”.

Pedrinho, personagem do livro O Poço do Visconde de Monteiro Lobato.

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

Correlação entre Tipos de Brocas, Taxa de Penetração e Formações Rochosas

Sabrina de Almeida Pinto Regalla

Dezembro/2011

Orientador: Prof. Paulo Couto, Dr. Eng.

Curso: Engenharia de Petróleo

A atividade de perfuração *offshore* envolve custos na casa de milhões de dólares. As brocas de perfuração correspondem a uma pequena parcela do alto custo para a construção de um poço, porém é o artefato que executa a abertura do poço propriamente dito. A sua correta seleção permite uma considerável economia pois, quanto mais eficiente for a broca, menos onerosa será a operação.

Este trabalho tem por objetivo a descrição dos diversos tipos de broca, abordando também o mecanismo de falha de cada uma das brocas. Além disso, realizou-se o estudo da taxa de penetração com o uso de brocas de perfuração do tipo tricônicas, impregnadas e de PDC a partir de testes laboratoriais.

Para comprovar os resultados dos testes laboratoriais, foram feitos estudo de dois casos. No primeiro caso, a tecnologia da broca híbrida utilizada em conjunto com um sistema de perfuração automatizado forneceu bons resultados em termos de taxa de penetração, controle de verticalidade, distância perfurada e estabilidade na perfuração de formações intercaladas. No segundo caso, vimos que a energia mecânica específica pode ser usada para encontramos o ponto em que o peso sobre a broca e a velocidade de rotação são ótimos (*founder point*) para uma dada broca, num dado cenário. Neste caso, observou-se a superioridade da broca de PDC, comprovando os estudos feitos em laboratório do Capítulo 3 deste trabalho.

Tanto nos testes laboratoriais como nos estudos de caso, pode-se ver que a broca de PDC apresenta maiores taxas de penetração, excetuando quando utilizadas em formações intercaladas, onde as brocas híbridas se sobressaem.

Palavras-chave: Brocas de Perfuração, Taxa de Penetração, Operações de Perfuração

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

Correlation between Drilling Bit Types, Rate of Penetration and Rock Formations

Sabrina de Almeida Pinto Regalla

Dezembro/2011

Advisor: Paulo Couto, Dr. Eng.

Course: Petroleum Engineering

Offshore drilling activities extremely high costs. Drilling bits correspond to a small portion of this high cost to drill a well, but it is the device that really performs the opening of the well. The correct selection of this tool allows a considerable saving of money, because the more efficient the bit is, less costly the operation is.

This paper aims to describe various types of drilling bits, and also to approach the failure mechanism of each type of bit. In addition, it was made a study about rate of penetration using different drilling bits, as roller cone bits, impregnated bits and PDC bits, from laboratory tests.

To prove results of these laboratory tests, it was made a study of two cases. In the first case, the technology of hybrid bit used with and automated drilling system provided good results in terms of rate of penetration, vertical control, distance drilled and stability in heterogeneous (mixed) formations. In the second case, it was seen that mechanic specific energy can be used to find the founder point, that is the point where weight on bit and rotary speed are optimums for a given bit and for a given rock formation. In this case, it was observed the superiority of PDC bit, confirming laboratory tests results.

Both, in laboratory tests and in cases studied, it was seen that PDC bits performs a higher rate of penetration, expect when they are used in heterogeneous formations, where hybrid bits stand out.

Keywords: Drilling Bits, Rate of Penetration, Drilling Operations.

Sumário

LISTA DE FIGURAS.....	X
LISTA DE TABELAS.....	XIII
NOMENCLATURA.....	XIV
1 INTRODUÇÃO.....	1
1.1 MOTIVAÇÃO.....	3
1.2 OBJETIVOS.....	4
2 BROCAS DE PERFURAÇÃO.....	5
2.1 HISTÓRICO.....	5
2.2 BROCAS COM PARTES MÓVEIS.....	9
2.2.1 <i>Brocas de Cones</i>	9
2.2.2 <i>Princípio de Projeto das Brocas de Cones</i>	11
2.2.3 <i>Estrutura de Corte</i>	14
2.2.4 <i>Sistema de Rotação</i>	15
2.2.5 <i>Corpo da Broca</i>	17
2.2.6 <i>Mecanismo de Falha para Brocas de Cones</i>	18
2.3 BROCAS SEM PARTES MÓVEIS.....	20
2.3.1 <i>Tipos de Brocas de Cortadores Fixos</i>	22
2.3.2 <i>Mecanismo de Falha para Brocas de Draga</i>	27
2.4 BROCAS HÍBRIDAS.....	32
2.5 FATORES QUE AFETAM A TAXA DE PENETRAÇÃO RELACIONADOS A BROCAS DE PERFURAÇÃO	
34	
2.5.1 <i>Tipo de broca</i>	34
2.5.2 <i>Características da formação</i>	34
2.5.3 <i>Condições de operação</i>	35
2.5.4 <i>Desgaste da estrutura cortante da broca</i>	37
2.5.5 <i>Hidráulica de broca</i>	37
3 ESTUDO SOBRE TAXA DE PENETRAÇÃO.....	38
3.1 MÉTODOS E MATERIAIS UTILIZADOS.....	38
3.1.1 <i>Facilidades e Equipamentos</i>	38
3.1.2 <i>Amostra de Rochas</i>	42
3.1.3 <i>Brocas de Perfuração</i>	44
3.1.4 <i>Fluidos de Perfuração</i>	45

3.2	CONDUÇÃO DOS TESTES.....	47
3.3	RESULTADOS.....	49
3.4	DISCUSSÃO.....	52
3.4.1	<i>Comparação entre os Resultados das Taxas de Penetração dos Testes de Laboratório e os Dados de Campo.....</i>	52
3.4.2	<i>Impacto dos Designs de Broca na Taxa de Penetração.....</i>	56
3.4.3	<i>Comparação entre as Taxa de Penetração com o Uso da Broca de PDC 7-blade.....</i>	56
3.4.4	<i>Influência da Alta Pressão no Fundo do Poço na Perfuração.....</i>	57
3.5	CONCLUSÕES.....	58
4	ESTUDO DE CASOS.....	59
4.1	CASO 1.....	59
4.1.1	<i>Descrição do caso estudado.....</i>	60
4.1.2	<i>Ambiente Geológico.....</i>	60
4.1.3	<i>Brocas e Sistema de Perfuração Usados nas Fases de 12 ¼" na Bacia de Potiguar.....</i>	62
4.1.4	<i>Sistema de Perfuração e Broca Híbrida Utilizada.....</i>	63
4.1.5	<i>Sistema de Perfuração Direcional Automatizado.....</i>	63
4.1.6	<i>Tecnologia da Broca.....</i>	65
4.1.7	<i>Detalhes das Corridas Feitas com a Broca Híbrida.....</i>	67
4.1.8	<i>Oportunidades Futuras.....</i>	70
4.1.9	<i>Conclusões do Estudo de Caso.....</i>	71
4.2	CASO 2.....	71
4.2.1	<i>Mecânica da Broca.....</i>	73
4.2.2	<i>Energia Mecânica Específica.....</i>	76
4.2.3	<i>Aplicações no Campo.....</i>	77
4.2.4	<i>Conclusões do Estudo de Caso.....</i>	79
5	CONCLUSÃO.....	80
6	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	82

Lista de Figuras

Figura 2. 1: Poço Direcional de Geometria Complexa (3D).....	6
Figura 2. 2: Evolução das Brocas de Perfuração	8
Figura 2. 3: Brocas de Cones	11
Figura 2. 4: Componentes de uma Broca de Cones	12
Figura 2. 5: Elementos Cortantes de uma Broca de Cones.....	13
Figura 2. 6: Esquema Básico de Rolamentos de Cilindros e Cilindros de Fricção.....	13
Figura 2. 7: Cones para Formações Moles	14
Figura 2. 8: Off-set de Brocas Tricônicas.....	15
Figura 2. 9: Esquema de um Conjunto de Selo-Rolamento de Cilindros e Esferas	16
Figura 2. 10: Esquema de um Conjunto de Selo-Rolamento de Fricção	17
Figura 2. 11: Ilustração da Ação dos Jatos na Limpeza dos Cones e do Fundo do Poço	18
Figura 2. 12: Mecanismos de Formação de Cratera sobre a broca.....	19
Figura 2. 13 Broca <i>Fish-Tail</i>	22
Figura 2. 14: Broca de Diamantes Naturais	23
Figura 2. 15: Broca de PDC de Aço	24
Figura 2. 16: Exposição, Ângulo <i>Back Rake</i> e Ângulo <i>Side Rake</i>	24
Figura 2. 17: Mecanismo de Cisalhamento da Formação	25
Figura 2. 18: Broca de PDC de Corpo de Matriz	25
Figura 2. 19: Broca Impregnada Desgastada.....	26
Figura 2. 20: Brocas Impregnadas.....	27
Figura 2. 21: Ação de Acunhamento da Broca de Draga	27
Figura 2. 22: Representação do Círculo de Mohr do Critério de Falha de Mohr.....	29
Figura 2. 23: Análise gráfica do Círculo de Mohr: (a) Amostra de Rocha de Referência, (b) Tensões Aplicadas no Corpo Livre de Referência, (c) Balanço de Forças Normais e Paralelas ao Plano de Fratura, e (d) Construção do Círculo de Mohr	30
Figura 2. 24: Broca Híbrida.....	33
Figura 2. 25: Resposta Típica da Taa de Penetração com o Aumento do Peso da Broca	36
Figura 2. 26: Resposta Típica da Taxa de Penetração com o Aumento da Velocidade de Rotação	36
Figura 3. 1: Simulador de Poço e Sistema de Coleta de Cascalhos.....	39
Figura 3. 2: Simulador de Sonda de Perfuração da TerraTek	40

Figura 3. 3: Bomba de Lama.....	41
Figura 3. 4: Aumento da Resistência da Rocha com o Aumento da Pressão de Confinamento	43
Figura 3. 5: Amostras de Rocha	44
Figura 3. 6: Brocas de Perfuração Usadas nos Teste	44
Figura 3. 7: Taxa de Penetração de diversas Brocas no arenito <i>Crab Orchard</i> com o Uso de Fluido a Base Água	49
Figura 3. 8: Taxa de Penetração de diversas Brocas no mármore <i>Carthage</i> com o Uso de Fluido a Base Água.....	50
Figura 3. 9: Taxa de Penetração de diversas Brocas no arenito <i>Crab Orchard</i> com o Uso de Fluido a Base Óleo	51
Figura 3. 10: Taxa de Penetração de diversas Brocas no folhelho Mancos com o Uso de Fluido a Base Óleo	52
Figura 3. 11: Comparação da Taxa de Penetração Medida no Campo e em Laboratório no Arenito Crab Orchard e no Mármore Carthage com o Uso de uma Broca Tricônica	54
Figura 3. 12: Comparação da Taxa de Penetração Medida no Campo e em Laboratório no Arenito Crab Orchard e no Mármore Carthage com o Uso de uma Broca de Impregnada	55
Figura 3. 13: Comparação da Taxa de Penetração Medida no Campo e em Laboratório no Arenito Crab Orchard e no Mármore Carthage com o Uso de uma Broca de PDC	55
Figura 3. 14: Influencia do Tipo de Rocha na Taxa de Penetração	57
Figura 4. 1: Localização da Bacia de Potiguar	61
Figura 4. 2: Coluna de Litologia Típica da Formação Pendência e Resistência Compressiva da Rocha.....	62
Figura 4. 3: Brocas Tricônicas Danificadas	63
Figura 4. 4: Desenho esquemático das Ferramentas Automatizadas Usadas nas Corridas feitas com Broca Híbrida	64
Figura 4. 5: Desenho esquemático da Verticalidade do Poço	65
Figura 4. 6: Broca Híbrida Utilizada	66
Figura 4. 7: Flutuação do Torque em Testes Laboratoriais	67
Figura 4. 8: Distribuição de Arenitos e Folhelhos e Taxa de Penetração	68
Figura 4. 9: Broca Híbrida Após a Corrida	69
Figura 4. 10: Comparação entre Taxa de Penetração e Custo Métrico	70

Figura 4. 11: Comparação entre Distância Perfurada e Número de Corridas.....	70
Figura 4. 12: Dados do Teste de <i>Drilloff</i> mostrando a resposta não-linear abaixo da profundidade de corte mínima e acima do ponto máxima eficiência	72
Figura 4. 13: Eficiência da Broca na parte linear da curva e a extensão dela	73
Figura 4. 14: Representação nocional da eficiencia mecânica da broca	74
Figura 4. 15: Gráfico nocional mostrando as curvas de <i>Drilloff</i> para diferentes tipos de broca	75
Figura 4. 16: Fatores que afetam a taxa de penetração.....	76
Figura 4. 17: MSE_{adj}	78

Lista de Tabelas

Tabela 3. 1: Parâmetros de Perfuração	41
Tabela 3. 2: Propriedade das Amostras de Rocha.....	42
Tabela 3. 3: Composição dos Fluidos de Perfuração.....	45
Tabela 3. 4: Propriedades dos Fluidos de Perfuração no Final de Cada Teste.....	46
Tabela 3. 5: Parâmetros Utilizados em Cada Teste).....	47
Tabela 3. 6: Aplicações de Campo e Dados de Desempenho	53

Nomenclatura

A_n .	Área em que a tensão normal atua
A_1 .	Área em que σ_1 atua
A_3	Área em que σ_3 atua
BHA	<i>Bottom Hole Assembly</i>
c	Resistência Coesiva do Material
Dia	Número de Dias
EFF _m	Fator de Ajuste
F	Força Aplicada
L_p	Penetração Desejada do Cortador por Revolução
MSE	<i>Mechanical Specific Energy</i>
MSE _{adj}	Energia Mecânica Específica ajustada
p	Pressão Externa
r	Raio do Centro do Poço
ROP	<i>Rate of Penetration</i>
RPM	Frequência de Rotação
Tor	Torque
UCS	<i>Unconfined Compressive Strength</i>
WOB	<i>Weight on Bit</i>

Símbolos Gregos:

α	Ângulo de Corte Inferior
Φ	Ângulo de Orientação do Plano de Falha
θ	Ângulo de Fricção Interna

σ_n	Tensão Normal no Plano de Fratura
σ_1	Tensão Compressiva
σ_3	Tensão de Confinamento
τ	Tensão de Cisalhamento na Falha

1 Introdução

Frente ao crescimento da indústria do petróleo no Brasil, tanto na exploração, com a recente descoberta de grandes reservatórios de óleo na camada do pré-sal, como na produção, com a autossuficiência atingida em 2006, o Brasil vem aumentando suas perspectivas de avanço no segmento. Quando falamos em autossuficiência, deve-se ter em mente que isso não caracteriza uma independência do petróleo importado pelo país. Ou seja, produzimos cerca 2.1 mil barris por dia, que corresponde exatamente ao consumo diário do país. Contudo, ainda sim precisamos importar um quinto do óleo que chega até as nossas refinarias. Isso acontece, pois existem basicamente dois tipos de petróleo: os chamados leves, dos quais é mais fácil extrair gasolina e outros derivados nobres, e os pesados, mais densos, bons para fazer asfalto e combustível de máquinas. Todavia, mesmo assim, a economia do país tem sido fortemente influenciada por esse bem, sofrendo grande ascensão e atraindo investidores de todo o mundo.

Como uma das maiores companhias de energia do mundo e a principal empresa de petróleo brasileira, a Petrobrás teve seu Plano de Negócios 2011-2015 aprovado na sexta-feira, dia 22 de julho. Este plano foi elaborado em um contexto de crescente demanda mundial por energia, notadamente pelo petróleo, e de novas - e promissoras - descobertas em campos brasileiros. Com investimentos totalizando US\$ 224,7 bilhões (R\$ 389 bilhões), o Plano contempla um total de 688 projetos. Com a conclusão de diversos projetos já previstos no plano anterior, a companhia continuará dando ênfase no crescimento orgânico baseado no conhecimento que temos de nossas bacias de petróleo.

Diante de um cenário expressivo de descobertas de águas profundas no Brasil, a concentração dos investimentos no segmento de Exploração e Produção foi aumentada de 53% para 57%. Dentro desse segmento se destacam a inclusão da Cessão Onerosa e novos projetos de pré-sal, principalmente no campo de Lula.

Pela primeira vez, incluiu-se no Plano um programa de desinvestimento em um montante de US\$ 13,6 bilhões, visando uma gestão mais flexível do caixa para viabilizar nossos investimentos. Buscando otimizar o seu portfólio, a Petrobrás irá implementar ações para aumentar a participação dos fornecedores nacionais e apoiará o desenvolvimento de empresas nacionais inovadoras.

Visando uma estruturação sustentável e realista, duas premissas serão mantidas no Plano: não haverá nova capitalização e os recursos adicionais necessários para o financiamento do Plano não contemplam emissão de ações - eles serão captados junto às diversas fontes de financiamento a que temos acesso no Brasil e exterior.

O Plano prevê também um crescimento vigoroso na demanda de derivados do mercado brasileiro. As atividades no desenvolvimento da produção serão intensificadas e espera-se duplicar as reservas provadas até 2020. Enxerga-se hoje o crescimento do pré-sal como o principal vetor para o crescimento no futuro. A curva de produção continua fortemente ascendente em função do início da produção de campos maiores e mais produtivos.

Além disso, para conquistar as novas fronteiras estabelecidas, prevê-se o desenvolvimento de novas embarcações e equipamentos, com o recebimento de mais 24 sondas, além de novos barcos e plataformas.

Segundo o boletim da ANP de Outubro de 2011, 299 concessões, operadas por 26 empresas distintas, foram responsáveis pela produção nacional. Destas, 74 são concessões marítimas e 225 são terrestres. Vale ressaltar, que das 299 concessões, dez encontram-se em atividades exploratórias e produziram através de Testes de Longa Duração (TLD), e outras nove são de Campos licitados contendo Acumulações Marginais. A produção de petróleo e gás natural no Brasil foi de aproximadamente 2.105 mil barris por dia e 66 milhões de m³ por dia, respectivamente, totalizando em torno de 2.522 mil barris de óleo equivalente por dia. Essa é a maior produção desde junho de 2011, última vez que a produção de petróleo ultrapassou a marca dos 2.100 mil barris diários. O campo de Roncador foi o maior produtor de petróleo e o Rio Urucu

o maior produtor de gás natural. A partir desses números, não é difícil perceber que a indústria do petróleo tem aumentado cada vez mais a sua participação no PIB do país.

Para otimizar a perfuração, os poços que já foram perfurados servem de correlação para os futuros poços que irão fazer parte do campo. A partir destes poços, são gerados perfis elétricos e, por meio das informações fornecidas, torna-se possível o conhecimento de algumas características das rochas perfuradas. Os principais perfis elétricos para a perfuração são os de raio gama, o perfil sônico, o de densidade e o de porosidade neutrão. Cada um deles vai fornecer informações necessárias para se entender o comportamento do poço (horizonte litológico). Conhecendo as características da rocha, torna-se muito mais fácil realizar a perfuração de um poço na mesma.

Por meio das informações fornecidas pelos perfis elétricos, conhecendo a rocha perfurada, a broca deve ser selecionada de forma a otimizar a perfuração. Existem basicamente três tipos principais de brocas que apresentam diferentes composições de estruturas cortantes e serão apresentados mais detalhadamente ao longo do texto. Essas brocas são divididas em brocas tricônicas, brocas tipo PDC e brocas de diamante impregnado.

1.1 Motivação

A perfuração de poços *offshore* envolve custos da ordem de milhões de dólares. As brocas de perfuração correspondem a uma pequena parcela (de 3 a 5% do custo total do poço) do alto investimento que essa atividade necessita. Para um dado diâmetro, tanto uma broca de PDC ou como uma broca impregnada por exemplo, custam em torno de 100 mil dólares, enquanto as brocas tricônicas custam em torno de 40 mil dólares. Dessa forma, perfurando em lâminas d'água ultra-profundas e poços direcionais e horizontais cada vez mais longos, o tempo de manobra acaba se tornando excessivamente alto, influenciando de maneira decisiva no custo total da operação de perfuração. Dentro deste contexto, fica evidente a preocupação e a necessidade da correta escolha das brocas de perfuração, pois quanto mais eficiente for a broca, menos onerosa é a operação. Hoje em dia, existe uma grande diversidade de brocas de diferentes fabricantes disponíveis, o que torna indispensável o

conhecimento técnico dos profissionais envolvidos no processo de perfuração dos poços.

Para se alcançar um custo operacional ótimo, é necessário fazer a seleção correta das brocas de perfuração que serão utilizadas a partir da análise da compressibilidade, das litologias e do histórico de perfuração do campo. Atrelado à seleção das brocas, é de grande importância o acompanhamento da perfuração, oferecendo suporte técnico com o objetivo de obter um bom rendimento, tornando o projeto eficiente e econômico.

1.2 Objetivos

O presente trabalho tem como objetivo o estudo da taxa de penetração com o uso de diferentes tipos de broca. Geralmente, há uma tendência a se pensar que quanto maior a taxa de penetração, maiores serão os benefícios econômicos. Porém, também devemos levar em consideração o desgaste da broca, pelo fato da peça ser acessória de cara aquisição e manutenção, além do tempo de manobra para a troca da broca de gastada, acarretando gastos que poderiam ser evitados. Por esse motivo, devemos fazer uma análise aprofundada de que tipo de broca é a mais adequada para a perfuração de cada tipo de formação.

Além disso, este trabalho também visa auxiliar na elaboração de um banco de dados para o Laboratório de Tecnologia da Perfuração (LATP) na COPPE/Universidade Federal do Rio de Janeiro.

2 Brocas de Perfuração

As brocas são equipamentos que têm a função de promover a ruptura e desagregação das rochas ou formações. O estudo das brocas, considerando seu desempenho e economicidade, é um dos fatores importantes na perfuração de poços de petróleo.

Broca é a ferramenta de corte localizada no extremo inferior da coluna de perfuração, a qual é utilizada para cortar ou triturar a formação durante o processo de perfuração rotativa. Para realizar a perfuração, as brocas utilizam como base os princípios fundamentais para vencer os esforços da rocha, e a forma de ataque pode ser por acunhamento¹, raspagem e moagem, torção, percussão ou esmagamento, e até mesmo erosão por ação de jatos de fluido. A forma do ataque dependerá do tipo e das características da rocha que se deseja cortar, principalmente em função de sua dureza e abrasividade. Este fator é muito importante na classificação das brocas. É o grau de dureza e abrasividade que determinará o tipo de broca e o princípio de ataque.

2.1 Histórico

Desde a época em que os chineses perfuravam poços de salmoura até os dias de hoje, a broca de perfuração sempre foi um fator determinante na construção de poços de petróleo e gás. Começando com a tecnologia rudimentar de ferramentas de perfuração a cabo, passando pelos equipamentos rotativos, até os sistemas direcionais de alto alcance horizontal atuais, os projetos de brocas tiveram que se adaptar às exigências da indústria. A perfuração fácil é a cada dia mais escassa. Atualmente, perfura-se em topografias de mais difícil acesso, áreas com restrições urbanas e/ou ambientais e em lâminas d'água de mais de 2000 metros de profundidade. Os poços deixaram de ser somente verticais e se tornaram direcionais com complexas geometrias. Poços horizontais com ramificações ou multilaterais, para incrementar a área de fluxo para aumentar a produção e a recuperação final de um campo, estão se tornando tecnologias convencionais.

¹ O termo acunhamento é usado para o mecanismo de corte das brocas de draga e será explicado com mais detalhes ao longo do texto.

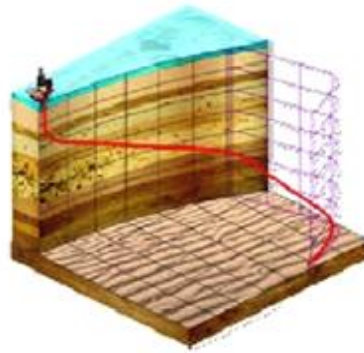
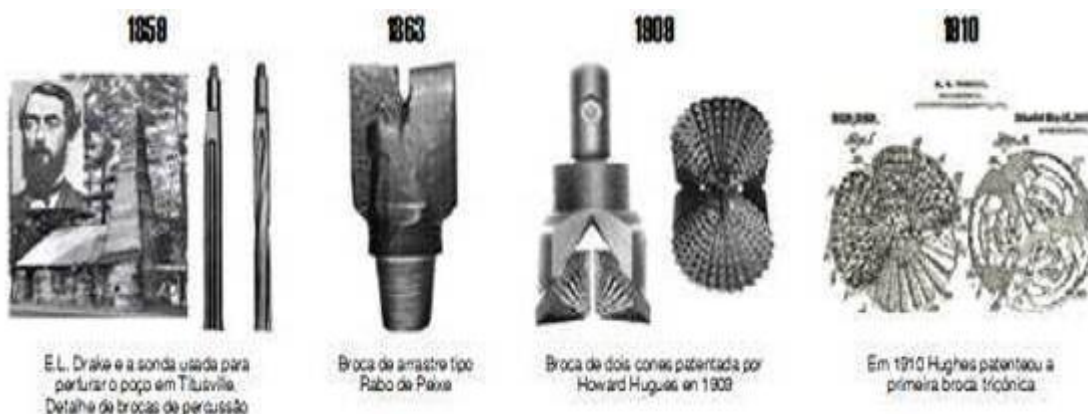


Figura 2. 1: Poço Direcional de Geometria Complexa (3D) (Fonte: PLÁCIDO, J., PINHO, R., 2009)

Já não se fala tão somente em se perfurar, mas também de se navegar pelo reservatório de forma a construir a trajetória de um poço para que alcance o objetivo predeterminado com êxito. Da primitiva broca de arraste, tipo rabo de peixe, passando pela revolução que gerou as brocas de cones rotativos no princípio do século XX e terminando com as linhas de brocas utilizando tecnologia de diamantes sintéticos, as companhias de brocas de perfuração têm buscado a vanguarda tecnológica para se adaptar às exigências de projetos de poços complicados, sempre buscando a otimização de desempenho em cada tipo de rocha perfurada. Na figura 2.2 está ilustrada de forma resumida a evolução dos modelos de broca desde 1858 até os dias de hoje.



1825



Broca com dentes enlaçados ou "engrenados" para auto-limpeza

1830



Primeira broca mono-cônica

1833



Broca de tres cones com dentes tipo engrenagem

1840



Uso de brocas de diamante natural em poços de petróleo

1851



Se introduzem os inserts de carboneto de tungstênio como elementos de corte

1953



Os primeiros cristais de diamante sintético obtidos pelo "Diamond Team" da GE

1976



Compactos de diamante sintético em suas diversas apresentações. Os primeiros cortadores PDC eram hastas inseridas no corpo da broca

1978



Primeiras brocas PDC. Hastas inseridas no corpo de aço das brocas com arranjo simples em espiral

1984



A interface não-plana da superfície entre os materiais ajuda a aliviar as tensões internas nos cortadores

1994 - Apresenta...



A espessura da capa de diamante pode ser incrementada para dar mais durabilidade ao cortador PDC. Primeiro plano: cortador TECMAX



Insertos para brocas de cones com capa de diamante para melhorar a resistência a abrasividade



Broca PDC moderna para aplicações com Sistema Rotatório Direcional. Inclui cortadores ativos no calibre



Selos gêmeos (Gemin) foram lançados visando incrementar a vida dos rolamentos das brocas de cones

A EVOLUÇÃO CONTINUA...



Os novos desenvolvimentos incluem brocas especializadas para aplicações e necessidade específicas. De esquerda para a direita. As brocas bi-cônicas perforam um poço piloto que logo é alargado por sua seção ampliadora. As brocas impregnadas são uma versão moderna das brocas de diamantes naturais. Os cristais de diamante são impregnados na matrix de carboneto de tungstênio de forma que novos cristais são expostos a medida que a broca se desgasta pela ação de perfuração em formações abrasivas. Por último, se apresentam as versões modernas das brocas bi-cônicas e mono-cônicas.

Figura 2. 2: Evolução das Brocas de Perfuração (Fonte: PLÁCIDO, J., PINHO, R., 2009)

Para selecionar adequadamente a broca que deve ser usada num determinado poço, é imprescindível que o engenheiro de perfuração domine os fundamentos do projeto das brocas e seja capaz de entender seu comportamento. Para isso, deve-se analisar um grande número de variáveis que interagem entre si, tais como:

- A evolução do desgaste das brocas empregadas anteriormente;
- Os rendimentos obtidos nos poços vizinhos
- Os registros geofísicos dos poços vizinhos e do mesmo poço;
- Os dados sísmicos;
- Análises de compressibilidade das rochas;
- As propriedades dos fluidos de perfuração;
- As tabelas de informação geológica;
- Os catálogos de brocas;
- As tabelas comparativas das brocas;
- As classificações das brocas;
- Objetivos de perfuração para cada fase
- Custo da broca

Os tipos de broca mais utilizados para perfuração de poços de petróleo se classificam genericamente da seguinte maneira:

- Brocas com partes móveis;
- Brocas sem partes móveis.

2.2 Brocas com Partes Móveis

Inicialmente, as brocas de aletas tipo *Fish Tail* e suas diversas variações, também chamadas de brocas de arraste pelo seu mecanismo de perfuração eram as ferramentas disponíveis para a perfuração rotativa. A perfuração com este tipo de broca se dá com as aletas da broca cavando a rocha, pois elas não possuem partes móveis. As saídas de fluido estão localizadas de tal maneira que o fluxo é dirigido para as aletas, mantendo-as limpas. Estas ferramentas foram eventualmente substituídas por novos projetos de brocas de cones. O conceito e mecanismo de perfuração das brocas de aletas seriam retomados mais adiante com a aparição das brocas de diamante policristalino (PDC), como veremos mais adiante.

2.2.1 Brocas de Cones

A broca tricônica, com suas subseqüentes melhorias, permitiu que a perfuração rotativa competisse com o método de percussão em formações mais duras. Posteriormente, a perfuração rotativa substituiu o método de percussão em outras inúmeras aplicações. A perfuração a percussão segue, contudo, sendo utilizada para perfurar poços de água, de superfície e/ou aplicações especiais para poços de petróleo em determinadas áreas. A evolução continuou com projetos de brocas de três e quatro cones, e continua até hoje com versões modernas das brocas bicônicas e monocônicas.

A estrutura de corte, fator mais importante no projeto de brocas de cones, também se modificou em razão da evolução tecnológica de acordo com as exigências da indústria. Variou desde cortadores formados por dentes fresados no mesmo aço dos cones (1909); dentes engrenados para autolimpeza da broca (1925); dentes de aço recobertos com metal duro (liga de carboneto de tungstênio, 1928); até o

desenvolvimento de insertos de carboneto de tungstênio para formações mais duras (1951). Hoje, dispõe-se de diferentes graus de material dos insertos combinando-se diferentes tamanhos de grãos de carboneto de tungstênio com o material de ligação à base de cobalto. Atualmente, a broca de cones é ajustada com insertos resistentes à abrasão ou ao impacto (em seus diferentes graus), dependendo da aplicação.

Além da estrutura dos cortadores, os rolamentos de cilindros e esferas das brocas de cones, que têm a função de segurar os cones às pernas da broca e permitem seu movimento, também evoluíram. O rolamento de fricção (*journal*) selado foi introduzido em 1966 para brocas de formações duras, as quais requerem mais peso sobre a broca, limitando a vida dos rolamentos de cilindros. Selos de geometrias e materiais avançados e lubrificantes de tecnologia de ponta também contribuíram para que as brocas de cones se tornassem mais duradouras em ambientes de perfuração mais hostis. Selos duplos a base de elastômeros de alta resistência foram introduzidos em 1996 para incrementar ainda mais a vida dos rolamentos.

A conservação do diâmetro do calibre das brocas é crítica em operações de perfuração. O avanço mais significativo neste campo foi a introdução de insertos de diferentes geometrias, recobertos com capas de diamante sintético para resistir ao desgaste ocasionado pelo contato dinâmico do calibre da broca com formações abrasivas (1984). Além disso, a incorporação de jatos às brocas de cones (1948) ajudou a melhorar a limpeza do fundo do poço e da estrutura de corte. Os projetos hidráulicos das brocas atuais incluem jatos dirigidos, estendidos, centrais e difusores, que contribuem ainda mais para a limpeza do fundo do poço e da estrutura de corte, assim como ao resfriamento da broca. Na figura 2.3, podemos observar diferentes modelos de brocas de cones.



Figura 2. 3: Brocas de Cones (Fonte: PLÁCIDO, J., PINHO, R., 2009)

2.2.2 Princípio de Projeto das Brocas de Cones

As brocas de cones possuem cones cortadores que giram sobre seu próprio eixo, que variam de acordo com sua estrutura de corte e podem ter dentes de aço usinados ou de insertos de carboneto de tungstênio. Também variam em função do seu sistema de rolamento, que pode ser rolamento convencional, rolamento selado ou mancais de fricção tipo *journal*. As brocas de cones contam com três importantes componentes: a estrutura cortante, os rolamentos e o corpo. Na figura 2.4, podemos observar os componentes de uma broca de cones.

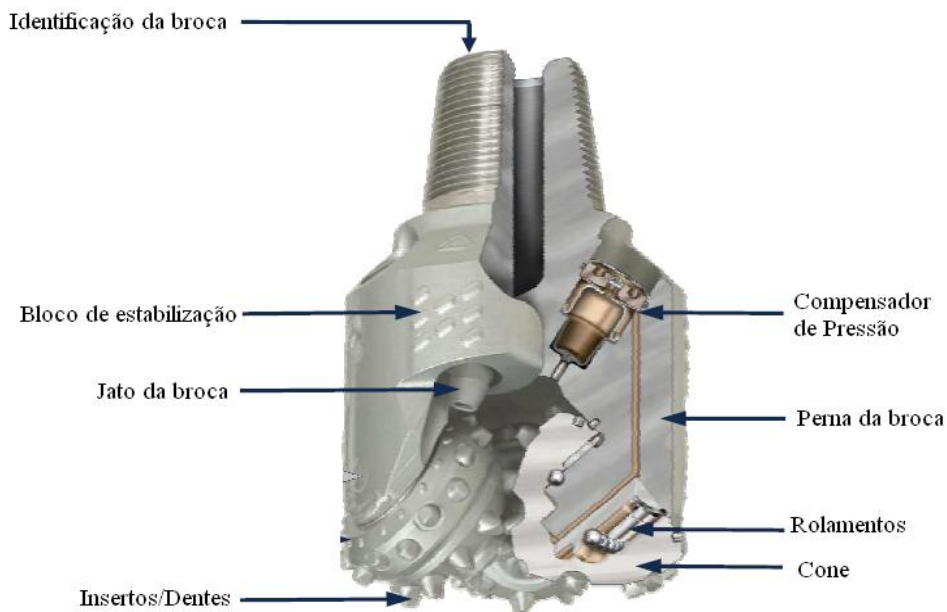


Figura 2. 4: Componentes de uma Broca de Cones (Adaptada: PLÁCIDO, J., PINHO, R., 2009)

A estrutura de corte e os cortadores estão montados sobre os rolamentos, os quais fazem parte integral do corpo da broca.

Atualmente, empregam-se nas brocas dois distintos tipos de elementos de corte e três tipos de rolamentos. Os elementos cortadores são os dentes de aço usinados, que podem ser desde um cone básico recobertos com metal duro ou até insertos de carboneto de tungstênio colocados por interferência em furos perfurados na superfície dos cones. Na Figura 2.5, podemos observar os elementos cortantes de uma broca de cones.

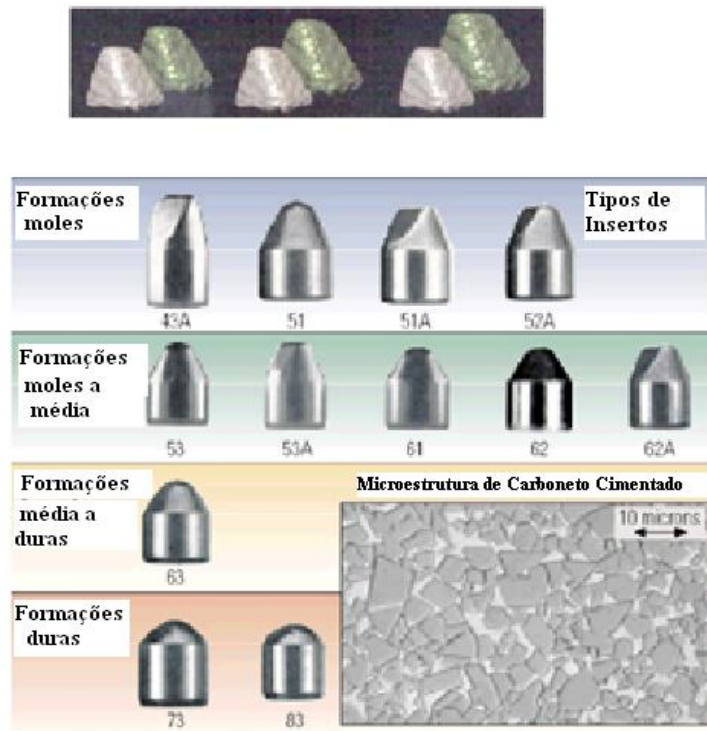


Figura 2. 5: Elementos Cortantes de uma Broca de Cones (Adaptado: PLÁCIDO, J., PINHO, R., 2009)

Os rolamentos podem ser de cilindros e esferas, rolamentos selados ou de fricção. Mesmo havendo muita diferença entre as brocas, as considerações sobre o desenho básico são similares para todas. Na figura 2.6, podemos ver um esquema básico de rolamentos de cilindro e cilindro de fricção.



Figura 2. 6: Esquema Básico de Rolamentos de Cilindros e Cilindros de Fricção (Adaptado: PLÁCIDO, J., PINHO, R., 2009)

Os diferentes componentes vão depender do diâmetro das brocas e do tipo de formação que se pretende perfurar.

2.2.3 Estrutura de Corte

A forma como os dentes cortam a formação é afetada pela geometria dos cones. Um cone sem offset tem uma superfície cônica única com seu eixo no centro de rotação da broca, portanto rodará no fundo do poço sem nenhuma ação de deslizamento ou arraste.

Os cones das brocas com offset são usados para formação moles. Estes possuem dois ou mais ângulos básicos no cone, sendo que nenhum deles tem seu centro no centro de rotação da broca. Com isso, a superfície exterior do cone tende a rodar ao redor de seu eixo teórico e as fileiras interiores, mais próximas do centro, rodam em torno do seu próprio eixo, como mostrado esquematicamente na figura 2.7.

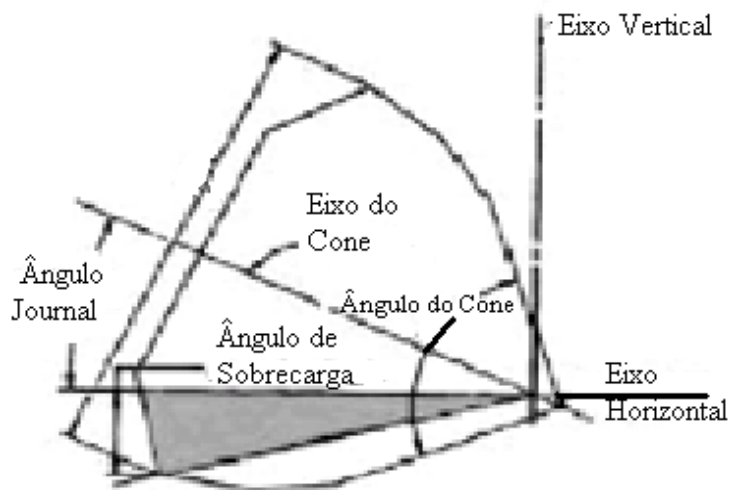


Figura 2. 7: Cones para Formações Moles (Adaptada: PLÁCIDO, J., PINHO, R., 2009)

Os cones são forçados a rodar ao redor do centro da broca e, como possuem ângulos de ataque diferentes produzem maior taxa de raspagem. Essa é a forma mais efetiva de se perfurar terrenos moles. Portanto, uma ação mais efetiva para se incrementar a penetração em formações moles é obtida com o aumento do offset dos eixos dos

cones. O offset é o ângulo entre o eixo de rotação da broca e o plano vertical, que determina o grau de ação de raspagem dos dentes. Para formações duras, o offset tende a zero e o mecanismo predominante de ataque é o esmagamento. Na figura 2.8, pode-se observar o esquema de off-set de uma broca de cones.

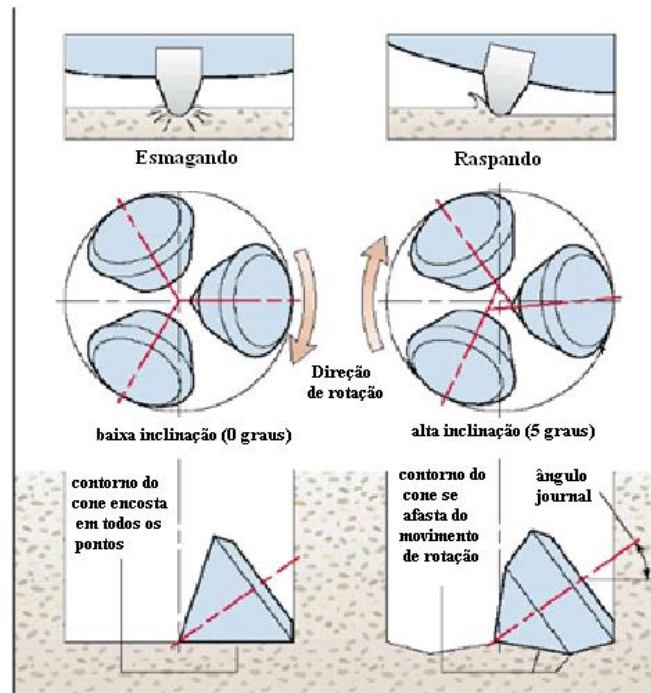


Figura 2. 8: Off-set de Brocas Tricônicas (Adaptado: PLÁCIDO, J., PINHO, R., 2009)

2.2.4 Sistema de Rotação

Para o sistema de rotação de brocas de cones existem três configurações:

- Rolamento convencional com cilindros e esferas;
- Rolamento auto-lubrificado com cilindros e esferas;
- Rolamento de fricção auto-lubrificáveis.

Os rolamentos convencionais foram lançados ao mercado num momento em que só existiam brocas com dentes de aço com o objetivo de substituir os primeiros rolamentos de fricção. Estes rolamentos operavam em contato com o fluido de perfuração e, em muitos casos, duravam tanto quanto ou mais que a estrutura

cortante. Entretanto, em alguns locais e com alguns tipos de brocas estes rolamentos eram inadequados.

Nas brocas atuais, os rolamentos convencionais são empregados em operações em que a velocidade de rotação é alta ou para a perfuração da parte superior dos poços, em que o tempo de manobra não é excessivo.

Os roletes absorvem a maior porção dos esforços radiais sobre os cortadores. Com a introdução dos insertos de tungstênio como cortadores no lugar dos dentes fresados, a vida útil dos rolamentos convencionais foi questionada. Além disso, os elementos do rolamento necessitam um depósito para graxa, um compensador de pressão, um comunicador entre ambos e um selo. Na figura 2.9, podemos observar o esquema de um conjunto de selo-rolamento de cilindros e esferas.



Figura 2. 9: Esquema de um Conjunto de Selo-Rolamento de Cilindros e Esferas (Adaptado: PLÁCIDO, J., PINHO, R., 2009)

No caso dos rolamentos auto-lubrificadas com cilindros e esferas, depois de um determinado tempo, eles falham por fadiga do material, mesmo em um ambiente lubrificado. Porém, como a vida do rolamento é suficientemente grande para algumas brocas com dentes de aço, este tipo de rolamento é empregado nas brocas para formações moles. No entanto, se forem usadas estruturas cortadoras de insertos de tungstênio, percebe-se que estas duram mais que o rolamento de cilindros e esferas lubrificadas. Isto levou ao desenvolvimento de rolamentos de fricção e de novo selo. A diferença mais importante é o emprego do anel do tipo O (*o-ring*) e a

adição de uma superfície metal-metal que substitui os cilindros. O sistema depósito-compensador é similar aos usados nas brocas de dentes de aço. O rolamento de fricção volta a ser o componente principal a suportar as cargas. As superfícies de contato deste rolamento são recobertas com metais especiais, que agregam uma resistência adicional ao desgaste. Estes rolamentos têm vida mais longa que a maioria das estruturas cortadoras atuais. Na figura 2.10, podemos observar o esquema de um conjunto de selo-rolamento de cilindros e esferas.



Figura 2. 10: Esquema de um Conjunto de Selo-Rolamento de Fricção (Adaptado: PLÁCIDO, J., PINHO, R., 2009)

2.2.5 Corpo da Broca

O corpo da broca tem a seguinte composição:

- Conexão rosqueada, que une a broca com o tubo de perfuração;
- Três eixos de rolamento, onde são montados os cones;
- Depósito que contém o lubrificante para os rolamentos;
- Orifícios através dos quais passa o fluido de perfuração.

Um dos propósitos do corpo da broca é direcionar o fluido de perfuração para tornar a limpeza mais efetiva. Para isto, existem orifícios que conduzem o fluido de perfuração de modo que limpem os cones das brocas e o fundo do poço. Na figura 2.11, pode-se ver uma ilustração da ação dos jatos na limpeza dos cones e do fundo do poço.

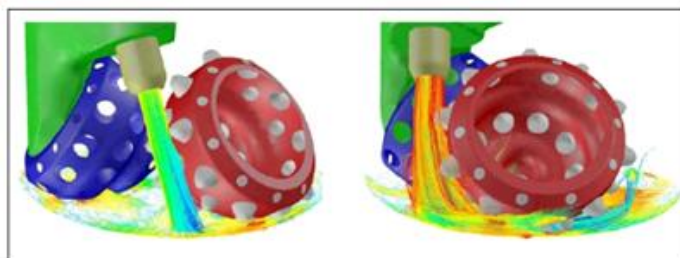


Figura 2. 11: Ilustração da Ação dos Jatos na Limpeza dos Cones e do Fundo do Poço (Fonte: PLÁCIDO, J., PINHO, R., 2009)

As bombas modernas têm potência suficiente para limpar o fundo do poço e a broca. Em algumas formações moles, além de realizarem a limpeza, os jatos do fluido de perfuração também retiram o material por sua própria força hidráulica. Essa força pode causar erosão do corpo da broca, provocada pelo fluido a altas velocidades, Este efeito, pode ser reduzido com o emprego de jatos de carboneto de tungstênio.

As brocas de cones são as mais utilizadas na atualidade para a perfuração petrolífera. Cada fabricante tem seus próprios desenhos de brocas de cones, com características específicas de cada fabricante, mas de acordo com o código de padronização emitido pela IADC (*International Association of Drilling Contractors*).

2.2.6 Mecanismo de Falha para Brocas de Cones

Brocas de cones projetadas com um ângulo de offset grande para perfurar formações moles usam todos os mecanismos básicos de remoção de rocha. Contudo, a percussão ou o esmagamento são os mecanismos predominantes para as séries 3, 7 e 8 do código de padronização IADC para brocas com partes móveis.

Maurer *et al.* (apud. BOURGOYNE, A., *et al.*, 1991) descobriu que o mecanismo de formação de cratera está relacionado com o diferencial de pressão entre a pressão de fundo de poço e a pressão de poros da rocha. Em locais onde o diferencial de pressão é baixo, a rocha esmagada sob o cortador da broca foi ejetado da cratera. Já em locais onde o diferencial de pressão é alto, a rocha esmagada se deforma de uma maneira plástica e não é ejetada completamente para fora da cratera. Estes dois mecanismos são explicados na figura 2.12.

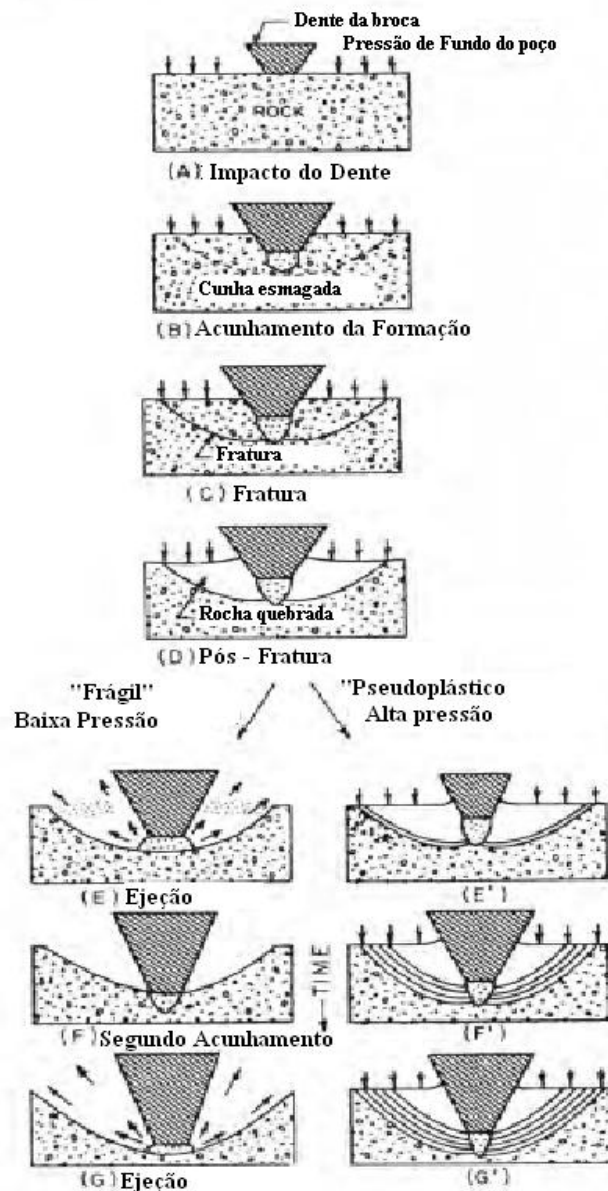


Figura 2. 12: Mecanismos de Formação de Cratera sobre a broca (Adaptado: BOURGOYNE, A., 1991)

Com a aplicação de carga na estrutura cortante da broca (A), a pressão sob esta estrutura aumenta até exceder a pressão de fratura da rocha e uma cunha de pó de rocha fino é formada (B). Com o aumento da força na estrutura cortante, o material na cunha é comprimido e exerce uma força lateral elevada na rocha sólida ao redor da mesma até a tensão de cisalhamento exceder a resistência de cisalhamento da rocha. Quando isto ocorre, a rocha é fraturada (C). Esta fratura se propaga ao longo de uma

superfície máxima de cisalhamento, que intercepta a direção das tensões principais em um ângulo quase constante, como previsto pelo critério de falha de Mohr. Aumentando-se a força sob a estrutura cortante a um valor acima da força em que a fratura se inicia, fraturas subsequentes ocorrem acima do ponto onde se deu a fratura inicial, formando uma zona de rocha fraturada (D). Em locais onde o diferencial de pressão é baixo, os cascalhos formados na zona da rocha fraturada são ejetados facilmente da cratera (E). A estrutura cortante é movida para frente até atingir o fundo da cratera, e o processo é repetido (F, G). Em locais onde o diferencial de pressão é alto, a baixa pressão e as forças friccionais entre os fragmentos de rocha previnem a ejeção destes fragmentos (E'). Com o aumento da força na estrutura cortante, deslocamentos ocorrem ao longo de planos de fratura paralelos à fratura inicial (F', G'). Isto dá a aparência de uma deformação plástica.

2.3 Brocas sem Partes Móveis

O uso de diamante industrial natural para corte de minerais e metais na indústria metal-mecânica e de construção (ferramentas abrasivas de diamante, brocas para tornos, etc.), passando por sua utilização na perfuração de poços de mineração, se estendeu para a indústria de petróleo e gás em meados do século XX. Isto ocorreu devido ao aumento da demanda mundial de petróleo durante a segunda guerra mundial e a necessidade de perfurar poços mais profundos, onde foram encontradas formações mais duras e abrasivas. Tipicamente as pedras de diamante ficam “incrustadas” na matriz da broca de diamante, ficando um terço de seu comprimento sobre a superfície. O mecanismo de perfuração desta broca é por raspagem e esmerilhamento do fundo do poço. Para se obter uma taxa de penetração aceitável, são aplicadas altas revoluções que compensam a baixa profundidade de corte. Este tipo de broca é tipicamente usado com motores de fundo ou turbinas. Uma alta vazão de fluido de perfuração é mantida para resfriar a broca e alcançar altas rotações.

Durante a segunda guerra mundial o fornecimento de diamante industrial aos Estados Unidos, a partir das minas localizadas na África, se viu seriamente afetado. Terminada a guerra, foi revista a necessidade de se ter uma fonte segura de diamante industrial. Após diversos testes e tentativas fracassadas, finalmente em 15 de Fevereiro de 1955 foi anunciado o grande feito: os primeiros cristais de diamante sintético (*Man-Made Diamond* TM) haviam sido produzidos em laboratório. Depois de passar por

desenvolvimentos para diferentes aplicações, começou-se a estudar sua aplicação para a perfuração de poços. Em 1976, foi criada uma empresa subsidiária para tal fim, *Stratapax Drill Blanks*, que lançou no mercado discos e hastes de carboneto de tungstênio com uma capa de diamante policristalino em um extremo. Estes seriam montados no corpo de aço de uma broca como elementos de corte. Assim nasceram os cortadores e brocas PDC (*"Polycrystalline Diamond Compact"*).

Os primeiros projetistas de brocas PDC se basearam nos modelos existentes de brocas de diamante natural para projetar seu perfil. Para sua fabricação, aproveitaram os conhecimentos e experiências na criação de brocas de cones de insertos. Os cortadores PDC eram hastes inseridas no corpo de aço da broca. Inicialmente não foi considerada a otimização da hidráulica nem a evacuação de cascalhos da face da estrutura de corte das brocas. Posteriormente, começaram a fabricar os corpos das brocas de uma matriz de carboneto de tungstênio. Com o tempo, o processo se modificou bastante. Atualmente, utiliza-se uma matriz de aço para fabricar os corpos das brocas.

O uso das brocas de PDC depende da abrasividade da formação e o conteúdo de material erosivo no fluido de perfuração. Desde os primeiros testes, os resultados foram promissores. Em certas ocasiões, uma broca PDC substituíva várias corridas de brocas convencionais. No entanto, com o estudo da dinâmica de perfuração, houve indicações que eventos vibracionais durante a perfuração com brocas PDC afetavam tanto ou mais que o calor gerado pelo mecanismo de perfuração por cisalhamento. A partir desse momento, o desenvolvimento de novos projetos de brocas PDC enfocou este aspecto. Os perfis, quantidade de aletas, tamanho de cortadores, arranjo hidráulico, orientação espacial e tipo de cortador são projetados levando-se em conta os parâmetros modernos de desempenho de uma broca PDC, como a estabilidade (características anti-vibração); o comportamento direcional (resposta efetiva às ferramentas de controle de navegação para realizar o perfil de poço planejado); a durabilidade (maior tempo efetivo de perfuração) e a taxa de penetração (maior distância perfurada por unidade de tempo). Tudo isso se traduz na redução dos custos de perfuração e o produto final, ou seja, fazer o poço em menos tempo. A inexistência de partes móveis e rolamentos aumentam a confiabilidade destas brocas, uma vez que as formações a serem perfuradas são susceptíveis a sua aplicação. Os

principais tipos de brocas sem partes móveis utilizados nos dias atuais são: PDC e Impregnadas.

2.3.1 Tipos de Brocas de Cortadores Fixos

2.3.1.1 *Fish Tail*

As brocas *Fish Tail* são brocas de lâminas de aço. Estas foram as primeiras a serem usadas na perfuração rotativa. Sua característica é perfurar por cisalhamento. Além disso, ela possui jatos que permitem uma boa limpeza das lâminas. O seu maior problema é o fato da vida útil de sua estrutura cortante ser muito curta, mesmo quando aplicado material mais duro nas lâminas. Este tipo de broca praticamente desapareceu da perfuração de poços de petróleo com o aparecimento das brocas tricônicas. Na figura 2.13, podemos ver esta broca.

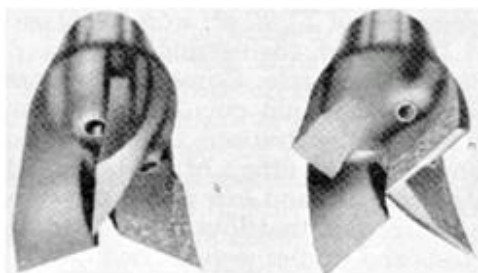


Figura 2. 13 Broca *Fish-Tail* (Fonte: PLÁCIDO, J., PINHO, R., 2009)

2.3.1.2 Brocas de Diamante Natural

Igualmente aos outros tipos de brocas de diamante, as brocas de diamante natural têm um corpo fixo cujo material é composto de uma matriz de carboneto de tungstênio. O tipo de fluxo pode ser radial ou cruzado. O tipo de cortador usado é o diamante natural incrustado no corpo da broca, com diferentes densidades e desenhos, como se classificam no código IADC para cortadores fixos.

O uso destas brocas é limitado. São utilizadas em casos especiais para perfurar formações muito duras, para cortar núcleos de formações com coroas de diamante

natural, ou quando se deseja fazer um desvio (*sidetrack*) em formações muito duras e abrasivas. Na figura 2.14, podemos ver esta broca.



Figura 2. 14: Broca de Diamantes Naturais (Fonte: PLÁCIDO, J., PINHO, R., 2009)

O mecanismo de corte deste tipo de broca é o esmerilhamento e arraste, que geram altas temperaturas. Na sua fabricação, é usado o diamante natural, e não o comercial. O tamanho varia de acordo com o desenho da broca: quanto mais dura e abrasiva for a formação, menor o diamante que se deve usar. Os diamantes usados para este tipo de broca são arredondados, mas possuem forma irregular.

2.3.1.3 Brocas de Diamante Termicamente Estável

Estas brocas são usadas para perfuração de rochas duras como calcários, arenitos finos e duros, entre outras. Porém, o uso deste tipo de broca também é restrito porque, assim como as de diamante natural, apresentam restrições hidráulicas. As vias de circulação estão praticamente em contato direto com a formação e, além disso, geram altas torções nos tubos de perfuração. Uma solução para isso seria o uso de motores de fundo. Este tipo de broca usa como estrutura de corte o diamante sintético em forma de triângulos pequenos e não redondos. A densidade, o tamanho e tipos são características de cada fabricante. Estas brocas também têm aplicação para cortar núcleo e desviar poços.

2.3.1.4 Brocas de PDC

As brocas de PDC utilizam diamante sintético no formato de um diamante policristalino compacto. Seus cortadores são dispostos em forma de pastilhas, montada nas aletas

da broca, que podem ser de aço ou matriz. O que as diferencia das brocas de diamante natural e das brocas de diamante termicamente estável é o seu desenho hidráulico com sistema de jatos, similar às brocas de cones. Na figura 2.15, podemos ver esta broca.



Figura 2. 15: Broca de PDC de Aço (Fonte: PLÁCIDO, J., PINHO, R., 2009)

A taxa de penetração da broca PDC é influenciada diretamente pela orientação dos cortadores, devido a parâmetros como a exposição, o ângulo de *back rake* e o ângulo de *side rake*. Na figura 2.16, podemos observar estes ângulos.

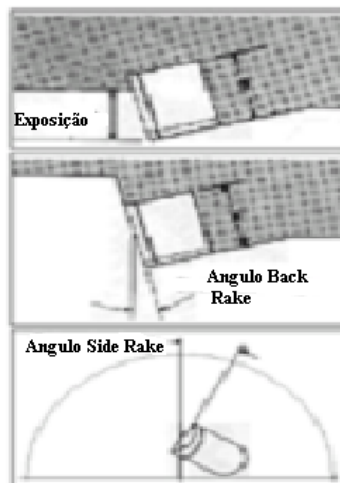


Figura 2. 16: Exposição, Angulo *Back Rake* e Ângulo *Side Rake* (Adaptado: PLÁCIDO, J., PINHO, R., 2009)

O mecanismo de corte das brocas PDC é por cisalhamento. Devido ao seu desenho hidráulico, aos seus cortadores em forma de pastilha e aos seus bons resultados na

perfuração rotativa, este tipo de broca tem sido muito usado na perfuração de poços de petróleo. Também apresenta muitas vantagens econômicas por sua versatilidade. Na figura 2.17, podemos observar o mecanismo de cisalhamento da formação.

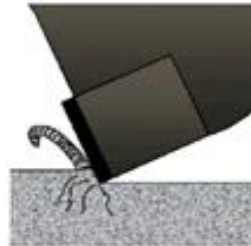


Figura 2. 17: Mecanismo de Cisalhamento da Formação (Fonte: PLÁCIDO, J., PINHO, R., 2009)

As brocas PDC contam com uma grande gama de tipos e fabricantes, especiais para cada tipo de formação, desde formações muito moles até muito duras, e podem ter diferentes diâmetros de acordo com o projeto de cada poço. Além disso, estas brocas podem rodar a altas velocidades, podendo ser utilizadas com motores de fundo ou turbinas, com diferentes pesos sobre a broca. Na figura 2.18, podemos ver uma broca de PDC de corpo de matriz.

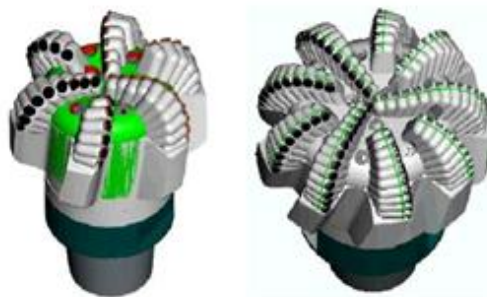


Figura 2. 18: Broca de PDC de Corpo de Matriz (Fonte: PLÁCIDO, J., PINHO, R., 2009)

2.3.1.5 Brocas Impregnadas

A broca impregnada é a evolução da broca de diamante. Elas possuem seus elementos de corte (cristais de diamante) impregnados na matriz de carboneto de

tungstênio. Geralmente são utilizadas em ambientes de perfuração duros e abrasivos. Assim como nas brocas de diamante, a broca impregnada necessita trabalhar a altas rotações para atingir taxas de penetração significativas devido à pequena exposição. Para isso, elas são geralmente usadas com turbinas ou motores de alta rotação. O projeto é feito de forma a ter cobertura completa de diamante no fundo do poço. A ação de esmerilhamento da formação a altas rotações acarreta a quebra da cimentação entre os grãos da rocha. Com o desgaste da broca, novos cristais de diamantes impregnados na matriz se expõem continuamente ao ambiente de perfuração mantendo a estrutura de corte afiada durante a perfuração. Na figura 2.19 podemos observar uma broca impregnada desgastada.



Figura 2. 19: Broca Impregnada Desgastada (Fonte: PLÁCIDO, J., PINHO, R., 2009)

Existe uma infinidade de variáveis relacionadas a perfis, estrutura dos cristais de diamante e matrizes de brocas impregnadas. É preciso que haja um bom planejamento em relação ao uso destas brocas, uma vez que se necessita que os cristais de diamante se desgastem para que os novos se exponham e se atinja um resultado satisfatório quanto a taxa de penetração. Porém, deve-se também levar em consideração o impacto das variáveis na durabilidade da broca. Na figura 2.20, podemos observar brocas impregnadas sem estarem desgastadas.



Figura 2. 20: Brocas Impregnadas (Fonte: PLÁCIDO, J., PINHO, R., 2009)

2.3.2 Mecanismo de Falha para Brocas de Draga

Brocas de draga são projetadas para perfurar principalmente pelo mecanismo de acunhamento. Se apenas este mecanismo fosse usado, elas não iriam se desgastar tão rapidamente. A perfuração lenta e o desgaste rápido ocorrem quando elas usam o mecanismo de dragagem, moagem e raspagem. A ação de torção também pode contribuir para contribuir para remover rocha da porção central do poço. Um esquema ilustrando a ação de acunhamento de uma estrutura cortante de uma broca de draga um pouco antes da falha é mostrado da figura 2.21.

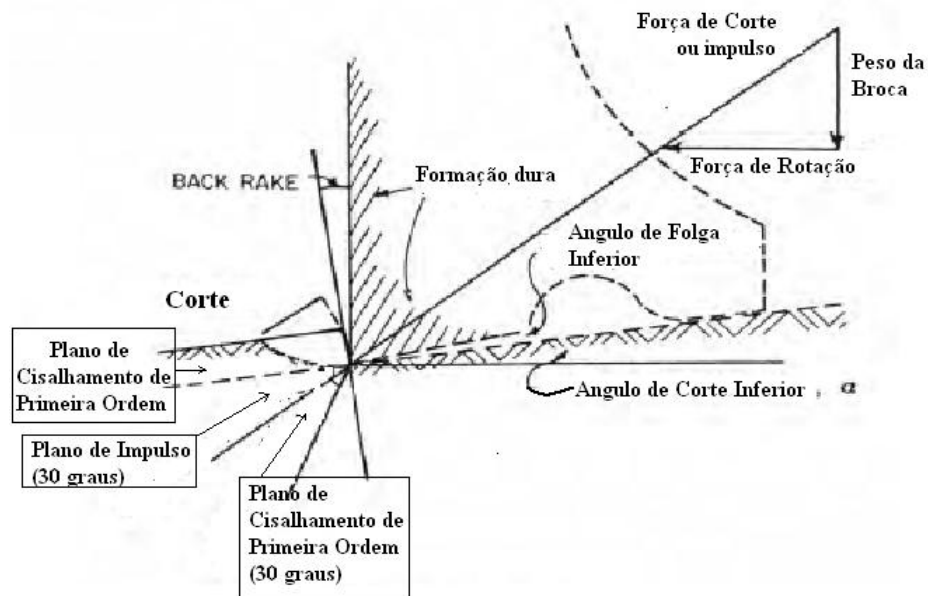


Figura 2. 21: Ação de Acunhamento da Broca de Draga (Adaptado: Bourgoyne, A., 1991)

Uma força vertical é aplicada na estrutura cortante como resultado da aplicação do peso do *drill collar* na broca, e uma força horizontal é aplicada na estrutura cortante como resultado do torque aplicado para girar a broca. A resultante destas duas forças define o plano de impulso da estrutura cortante e da cunha. Os cascalhos são arrancados de um plano de cisalhamento em um ângulo inicial para o plano de impulso, que é dependente das propriedades da rocha.

A profundidade de corte é controlada pelo plano de impulso e é selecionada baseada na resistência da rocha e no raio de corte. A profundidade de corte pode ser expressa em termos do ângulo de corte inferior, α . O ângulo α é uma função da penetração desejada do cortador por revolução L_p e raio r do centro do poço. Esta relação pode ser definida por

$$\tan \alpha = \frac{L_p}{2 \pi r} \quad (1)$$

Brocas de draga de diamante são projetadas para perfurar com uma baixa penetração na formação. O diâmetro individual dos grãos da formação não deve ser muito menor que a profundidade de penetração dos diamantes. A ação de perfuração dos diamantes de uma broca de draga de diamantes nessa situação é principalmente uma ação de moagem, em que o material cimentado que segura os grãos individuais é quebrado.

Especialistas em mecânica das rochas aplicaram diversos critérios de falha numa tentativa de relacionar medidas de resistência da rocha em testes de compressão simples para processos de perfuração rotativa. O critério de Morh diz que o escoamento ou fratura deve ocorrer quando a tensão de cisalhamento exceder a soma da resistência coesiva do material e a resistência friccional dos planos de escorregamento ou planos de fratura.

Matematicamente, o critério de Morh pode ser expresso por

$$\tau = \pm(c + \sigma_n \tan \theta) \quad (2)$$

onde, τ = tensão de cisalhamento na falha

c = resistência coesiva do material

σ_n = tensão normal no plano de fratura

θ = ângulo de fricção interna

Como se pode ver na figura 2.22, esta é a equação de uma reta que tangencia os círculos de Mohr desenhados por pelo menos dois testes de compressão feitos em diferentes níveis de pressão de confinamento.

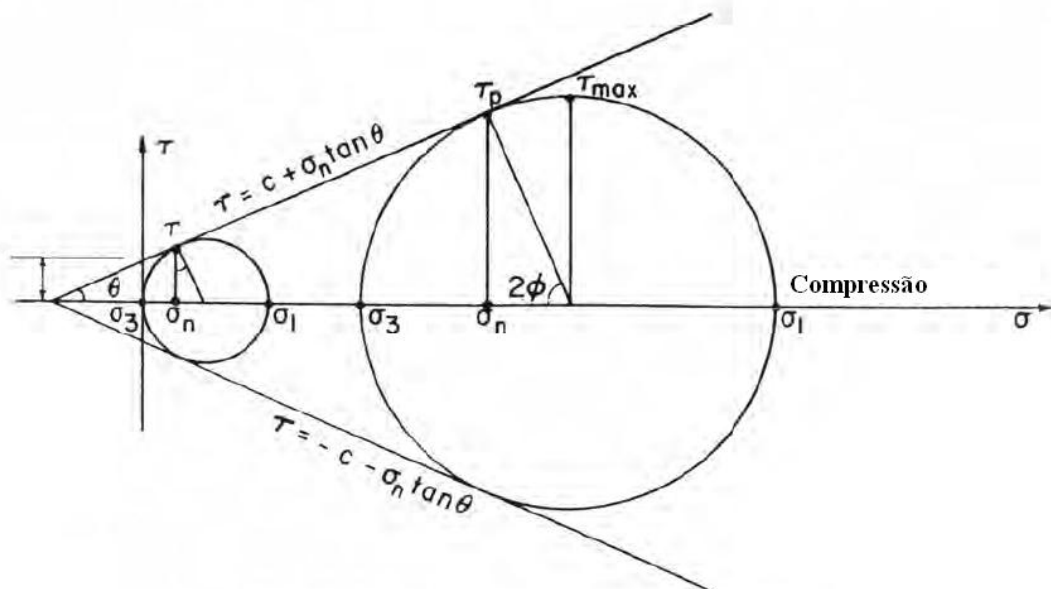


Figura 2. 22: Representação do Círculo de Mohr do Critério de Falha de Mohr (Adaptado: Bourgoyne, A., 1991)

Para entender o uso do critério de Morh, considere uma amostra de rocha a falha ao longo de um plano, como mostra a figura 2.23.

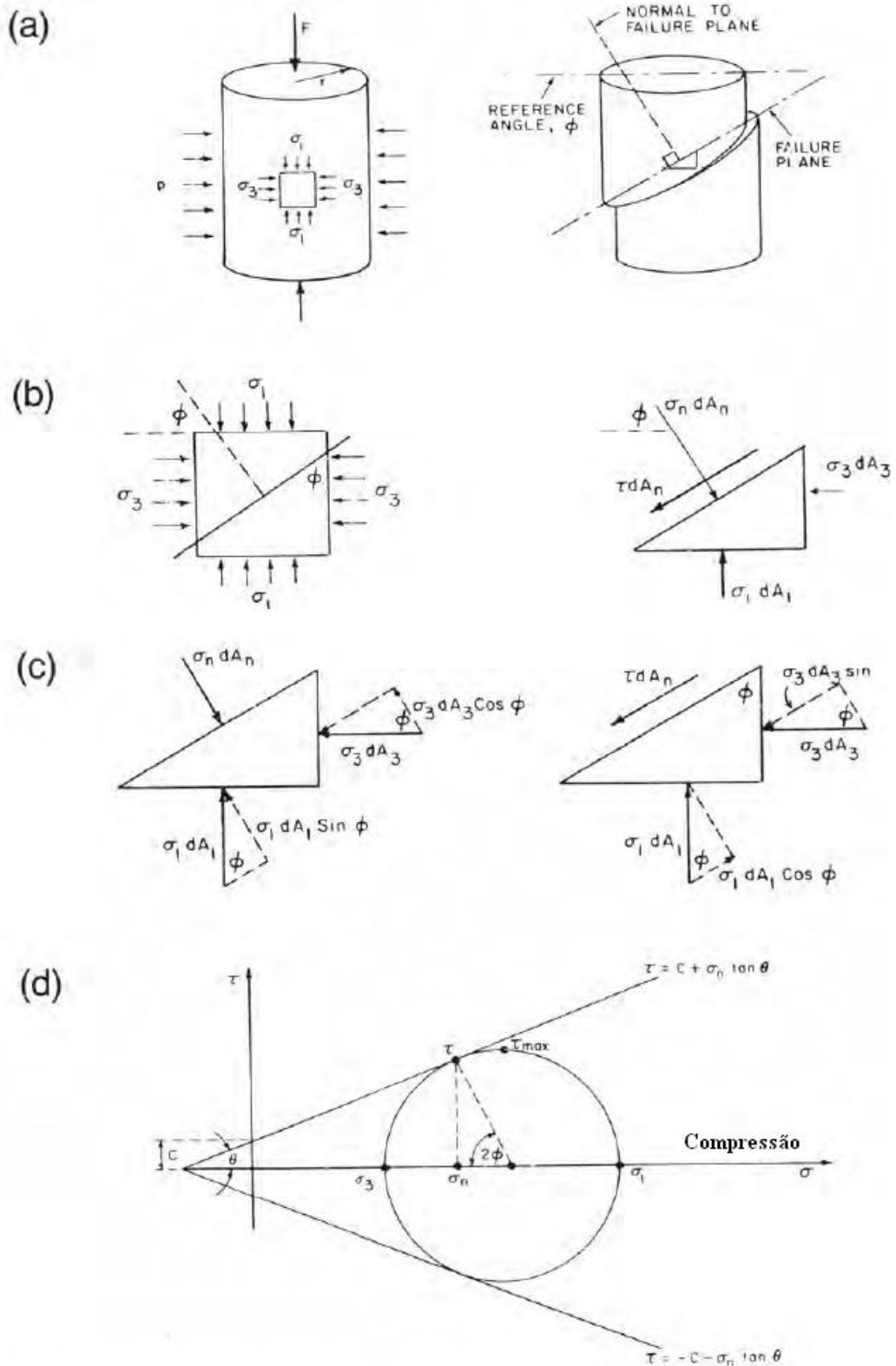


Figura 2. 23: Análise gráfica do Círculo de Mohr: (a) Amostra de Rocha de Referência, (b) Tensões Aplicadas no Corpo Livre de Referência, (c) Balanço de Forças Normais e Paralelas ao Plano de Fratura, e (d) Construção do Círculo de Mohr (Adaptado: BOURGOYNE, A., 1991)

A tensão compressiva σ_1 é dada por

$$\sigma_1 = \frac{F}{\pi r^2} \quad (3)$$

onde, F = força aplicada.

A tensão de confinamento σ_3 é dada por

$$\sigma_3 = p \quad (4)$$

onde, p = pressão externa.

Se examinarmos um pequeno elemento em qualquer plano vertical, ele estará sobre o estado de tensão mostrado na figura 2.23. Além disso, pode-se analisar as forças presentes ao longo do plano de falha no momento da falha usando o diagrama de corpo livre mostrado da mesma figura.

A orientação do plano de falha é definida pelo ângulo Φ , que está entre a normal ao plano de falha e ao plano horizontal. Este ângulo também é igual ao ângulo formado entre o plano de falhar e a direção da tensão principal σ_1 . Tanto a tensão de cisalhamento τ como a tensão normal σ_n devem estar presentes para balancear σ_1 e σ_3 .

Somando as forças normais do plano de fratura, temos que

$$\sigma_n dA_n = \sigma_3 dA_3 \cos\phi + \sigma_1 dA_1 \sin\phi \quad (5)$$

Onde, A_n = área em que a tensão normal atua

A_1 = área em que σ_1 atua

A_3 = área em que σ_3 atua

A unidade de área ao longo do plano de fratura dA_n pode ser relacionado as unidades de área dA_1 e dA_3 por

$$dA_1 = dA_n \text{sen}\phi \quad (6)$$

$$dA_3 = dA_n \text{cos}\phi \quad (7)$$

Fazendo as substituições na equação do balanço de forças, tem-se a equação 8

$$\sigma_n = \sigma_1 \text{sen}^2 \phi + \sigma_3 \text{cos}^2 \phi = 1/2(\sigma_1 + \sigma_3) - 1/2(\sigma_1 - \sigma_3) \text{cos}(2\phi) \quad (8)$$

Somando as forças paralelas ao plano de fratura, tem-se que

$$rdA_n = \sigma_1 dA_1 \text{cos}\phi - \sigma_3 dA_3 \text{sen}\phi \quad (9)$$

Expressando todas as unidades de área em termos de dA_n e fazendo as devidas simplificações, tem-se a equação 2

$$\tau = (\sigma_1 - \sigma_3) \text{sen}\phi \text{cos}\phi = 1/2(\sigma_1 - \sigma_3) \text{sen}(2\phi) \quad (10)$$

Note que as equações 8 e 10 são representadas graficamente pelo círculo de Mohr mostrado na figura 5.23(d). Note também que o ângulo de fricção interna θ , e 2ϕ devem somar 90° . O ângulo de fricção interna para a maioria das rochas varia de 30 a 40° .

2.4 Brocas Híbridas

O cenário geológico composto por rochas de diferentes características mecânicas intercaladas oferece um grande desafio para otimização da perfuração. Folhelhos e outras rochas suaves e plásticas são facilmente perfuráveis e favorecem a utilização de brocas de PDC. Por outro lado, arenitos duros e abrasivos, por vezes apresentando

trechos mais cimentados, são melhores perfurados por brocas tricônicas de insertos de tungstênio – TCI.

Em formações com diferentes características mecânicas intercaladas, geralmente brocas tricônicas perfuram esta formação à baixas taxas de penetração (de 2 à 4 m/h), tendo sua metragem muitas das vezes limitada pelo número total de revoluções acumuladas. Por outro lado, a utilização de brocas PDC, quando corridas para perfuração das sequências mais duras, as performances obtidas são muito inconsistentes, sendo comum a retirada das brocas por baixa taxa de penetração e com desgaste severo da estrutura cortante.

A nova tecnologia de broca híbrida (THONSON, I., KRASUK, R., ROMERO, K., 2011) combina elementos de uma broca PDC e de uma tricônica em sua estrutura cortante. Ela foi projetada para se beneficiar dos melhores atributos que cada tecnologia oferece. A eficiência e agressividade de uma broca PDC, que atua raspando a rocha, e a suavidade e baixo torque de uma broca tricônica de TCI, que atua triturando a formação. Segue abaixo os benefícios propostos pela broca híbrida comparados as brocas PDC e tricônica.

Comparadas com as brocas do tipo PDC, as brocas híbridas apresentam menor variação de torque e maior consistência na perfuração de intercalações duras (taxa de penetração mais constante), é menos propensa a vibração torsional (*stick-slip*) e pode-se ter um melhor controle direcional. Comparadas com as brocas Tricônicas, as brocas híbrida apresentam um incremento potencial da taxa de penetração (mais agressiva), é menos propensa a vibração axial e requer menor peso para perfurar. A figura 2.24, abaixo mostra um desenho ilustrativo de uma broca híbrida.



Figura 2. 24: Broca Híbrida (Fonte: THONSON, I., KRASUK, R., ROMERO, K., 2011)

2.5 Fatores que afetam a taxa de penetração relacionados a brocas de perfuração

A taxa de penetração alcançada com o uso de uma determinada broca, assim como a taxa de desgaste da mesma, tem uma influência óbvia e direta no custo por metro perfurado do poço. As mais importantes variáveis identificadas e estudadas que afetam a taxa de penetração incluem (1) tipo de broca, (2) características da formação, (3) condições de operação da broca (peso da broca e velocidade de rotação), (4) desgaste da estrutura cortante da broca e (5) hidráulica da broca. Além disso, podemos citar também o fluido de perfuração usado como um fator que afeta na taxa de penetração; porém, não está no objetivo do trabalho a discussão deste assunto.

2.5.1 Tipo de broca

O tipo de broca selecionado tem um grande efeito na taxa de penetração. Para brocas de cones, a taxa de penetração inicial é maior em uma dada formação quando são usadas brocas com estruturas cortantes mais longas e um ângulo de offset maior. Contudo, esse tipo de broca é prático apenas quando usado em formações macias, pois a estrutura cortante se desgasta rapidamente, havendo um declínio acelerado da taxa de penetração em formações mais duras.

Brocas de draga são projetadas para obter uma dada taxa de penetração. Como foi discutido anteriormente, com o uso de brocas de draga torna-se possível a remoção de rocha da formação por acunhamento em que a penetração da broca por revolução depende do número de lâminas e do ângulo de corte. As brocas de diamante e de PDC são projetadas para uma dada taxa de penetração por revolução através da seleção do tamanho e do número de diamantes ou PDC. A largura e o número de cortadores podem ser usados para computar o número efetivo de lâminas.

2.5.2 Características da formação

O limite clástico e a tensão última da formação são as características mais importantes que afetam a taxa de penetração. A tensão de cisalhamento prevista pelo critério de falha Mohr às vezes é usada para caracterizar a compressibilidade da formação.

Maurer *et al* (apud. BOURGOYNE, A., *et al.*, 1991) reportou que o volume da cratera produzido sob uma única estrutura cortante é inversamente proporcional a resistência compressiva da rocha e também a tensão de cisalhamento da rocha. Bigham *et al* (apud. BOURGOYNE, A., *et al.*, 1991) descobriu que o limiar de força requerido para iniciar a perfuração numa dada rocha na pressão atmosférica pode ser correlacionada a tensão de cisalhamento da rocha como determinado em teste de compressão feito em pressão atmosférica.

A permeabilidade da formação também tem efeito significativo na taxa de penetração. Em rochas permeáveis, o filtrado do fluido de perfuração pode se mover para dentro da rocha e equilibrar o diferencial de pressão atuando na lasca formada sob a estrutura cortante. Isso promoveria um modo elástico mais explosivo. Pode ser também argumentado que a natureza do fluido contida nos poros também afeta nesse mecanismo, já que um maior volume de filtrado seria exigido para equilibrar a pressão numa rocha contendo gás que numa rocha contendo líquido.

A composição mineral da rocha também afeta na taxa de penetração. Rochas contendo minerais duros e abrasivos podem causar um desgaste rápido da estrutura cortante. Rochas contendo argilas pegajosas podem causar enceramento da broca, que acarretará uma perfuração extremamente ineficiente.

2.5.3 Condições de operação

O efeito do peso da broca e de velocidade de rotação na taxa de penetração tem sido estudado por diversos autores tanto em laboratório como no campo. Tipicamente, um gráfico plotado experimentalmente de taxa de penetração por peso da broca com todos os outros parâmetros de perfuração mantidos constantes pode ser observado na figura 2.25.

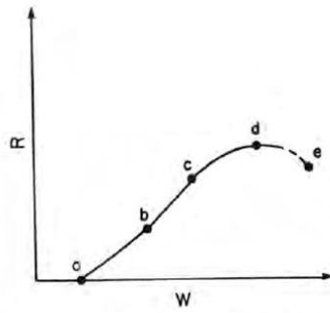


Figura 2. 25: Resposta Típica da Taxa de Penetração com o Aumento do Peso da Broca
(Fonte: BOURGOYNE, A., 1991)

Nenhuma taxa de penetração significativa é obtida até que o limiar de peso de broca seja aplicado (a). A taxa de penetração é aumentada rapidamente com valores crescentes de peso de broca para valores moderados desta variável (ab). Uma curva linear é frequentemente observada para valores moderados de peso de broca (BC). Contudo, para altos valores de peso de broca, o aumento subsequente desta variável acarreta pequenas melhorias na taxa de penetração (cd). Em alguns casos, uma diminuição na taxa de penetração é observada para valores extremamente altos de taxa de penetração (de). Isto pode acontecer devido a uma limpeza de poço ineficiente, quando há uma alta taxa de geração de cascalhos.

Tipicamente, um gráfico plotado experimentalmente de taxa de penetração por velocidade de rotação com todos os outros parâmetros de perfuração mantidos constantes pode ser observado na figura 2.26.

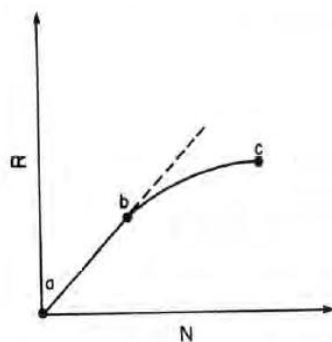


Figura 2. 26: Resposta Típica da Taxa de Penetração com o Aumento da Velocidade de Rotação (Fonte: BOURGOYNE, A., 1991)

A taxa de penetração geralmente aumenta linearmente com a velocidade de rotação em valores baixos desta variável. Para valores altos de velocidade rotação, a resposta da taxa de penetração com o aumento desta variável diminui. Isto pode acontecer devido a limpeza ineficiente do poço.

2.5.4 Desgaste da estrutura cortante da broca

A maioria das brocas tende a perfurar mais devagar com o progresso da corrida da broca devido ao desgaste da estrutura cortante da broca. Esta estrutura é continuamente reduzida por abrasão durante a perfuração. Reduções na taxa de penetração devido ao desgaste da broca não são tão severas para brocas de inserto como são para broca de dentes de aço, a menos que um grande número de dentes seja quebrado ao longo da corrida. Brocas de diamante também falham com a quebra ou perda do material de diamante.

2.5.5 Hidráulica de broca

A introdução de jatos nas brocas de cones em 1953 mostrou que melhorias significativas nas taxas de penetração podiam ser alcançadas com o desenvolvimento da ação destes jatos. Com isto, foi possível uma melhor limpeza tanto das estruturas cortantes da própria broca, com também do poço. Algumas evidências têm apresentado que a ação dos jatos é mais eficiente quando jatos estendidos são utilizados pois a descarga deles fica mais próxima do fundo do poço. Um jato central estendido também deve ser usado para prevenir o enceramento da broca em formações macia.

3 Estudo sobre Taxa de Penetração

Os resultados estudo sobre taxa de penetração a seguir foram retirado do artigo 105885 da SPE, "*Optimization of Deep-Drilling Performance – Benchmark Testing Drivers ROP Improvements for Bits and Drilling Fluids*", escrito por Arnis Judzis, Ronald Bland, David Curry, *et al.* em 2007.

O maior custo para a recuperação de óleo e gás é o da perfuração de um poço. Este custo é dominado pela taxa de penetração (*Rate of Penetration - ROP*), e se torna cada vez mais significativo com o aumento da profundidade. Com o objetivo de fazer um estudo mais aprofundado sobre este assunto, o Departamento de Energia dos EUA (*Department of Energy – DOE's National Energy Technology Laboratory*) realizou testes laboratoriais, que posteriormente foram comparados com os dados de campo. A proposta deles era testar o uso diferentes brocas e fluidos avançados sob condições de alta pressão, com 10000 psi de pressão de circulação, 12000 psi de pressão de confinamento e 13000 psi de pressão de sobrecarga.

O enfoque desta monografia será no desempenho das brocas utilizadas.

3.1 Métodos e Materiais Utilizados

3.1.1 Facilidades e Equipamentos

Os testes laboratoriais foram feitos num simulador da TerraTek, que reproduz as condições desejadas de fundo de poço, como as pressões de sobrecarga e confinamento, que pode ser visto esquematicamente na figura 3.1.

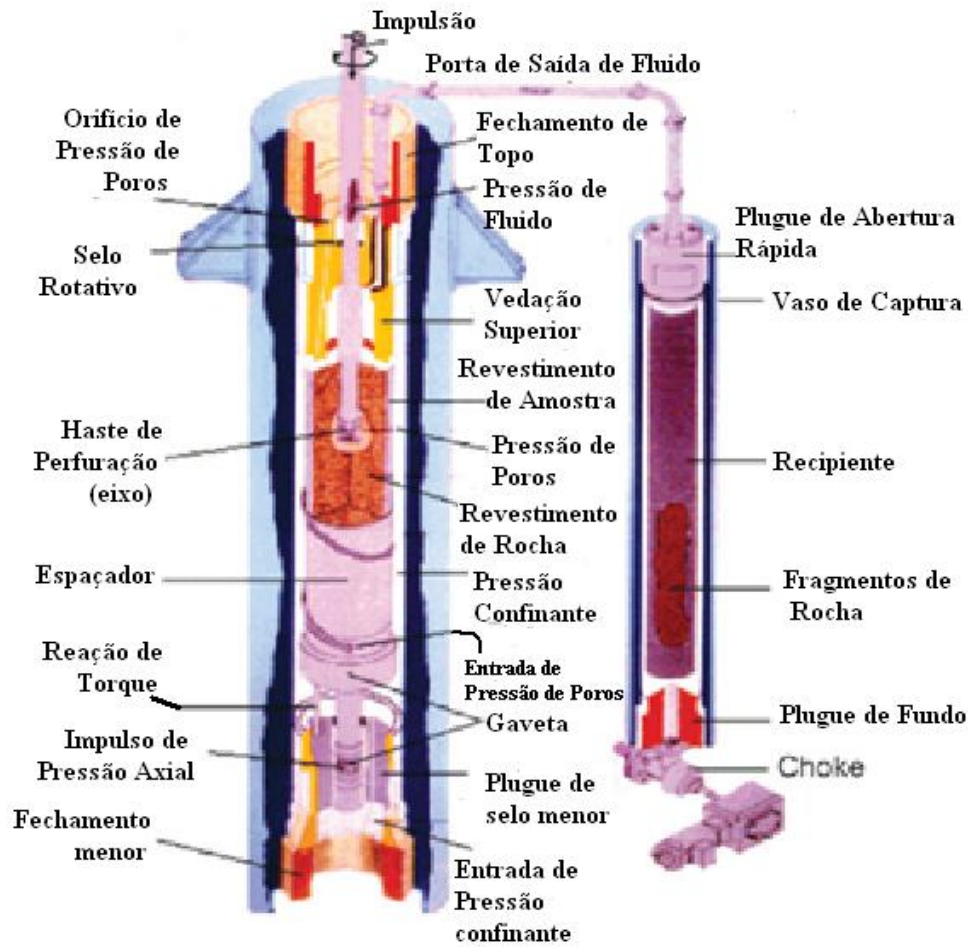


Figura 3. 1: Simulador de Poço e Sistema de Coleta de Cascalhos (Adaptada: JUDZIS, A., BLAND, R., CURRY, D., BLACK, 2009)

A carga e a rotação da coluna de perfuração foram geradas por uma sonda de perfuração em escala de laboratório, que pode ser observada na figura 3.2.



Figura 3. 2: Simulador de Sonda de Perfuração da TerraTek (Fonte: JUDZIS, A., BLAND, R., CURRY, D., BLACK, 2009)

O sistema de circulação do fluido de perfuração foi alimentado por duas bombas equipadas com uma saída de fluido especial de alta pressão. Na figura 3.3, podemos observar estas bombas.



Figura 3. 3: Bomba de Lama (Fonte: JUDZIS, A., BLAND, R., CURRY, D., BLACK, 2009)

Os parâmetros usados durante os testes estão listados na tabela 3.1.

Tabela 3. 1: Parâmetros de Perfuração (Adaptada: JUDZIS, A., BLAND, R., CURRY, D., BLACK, 2009)

Parâmetros	Valor
Peso sobre a broca	5000 a 40000 lbm
Velocidade de Rotação	60 a 250 rpm
Pressão do Fundo do Poço	5000 a 10000 psi
Pressão Confinante	6000 a 11000 psi
Pressão de Sobrecarga	7000 a 12000 psi
Vazão do Fluido de Perfuração	300 a 340 gal/min

3.1.2 Amostra de Rochas

As rochas usadas para o teste foram baseadas em duas bacias: Tuscaloosa, que fica no sul da Lousiana e Arbuckle, que está dividida entre Oklahoma e Arkansas. Tuscaloosa é um reservatório clástico com predominância de seqüências de areia/folhelho. Para simular esta bacia, foram usados arenito *Crab Orchard* e folhelho *Mancos*. Arbuckle é um reservatório carbonático com seqüências de carbonato/areia/folhelho. Para simular esta bacia foram usados mármore *Carthage* e arenito *Crab Orchard*. A tabela 3.2 mostra um resumo das propriedades destas rochas e a figura 3.4, mostra o crescimento da resistência compressiva da rocha com o aumento da pressão de confinamento.

Tabela 3. 2: Propriedade das Amostras de Rocha (Adaptada: JUDZIS, A., BLAND, R., CURRY, D., BLACK, 2009)

Rocha/ Atributo	Propriedade
Mármore Carthage	
Densidade <i>Bulk</i>	2,65 g/cm ³
Resistência Compressiva da Rocha	16000 psi
Porosidade	1,4 %
Permeabilidade	0.002 md
Arenito Crab Orchard	
Densidade <i>Bulk</i>	2,47 g/cm ³
Resistência Compressiva da Rocha	19000 psi
Porosidade	7 %
Permeabilidade	0.1 md
Folhelho Mancos	
Densidade <i>Bulk</i>	2,54 g/cm ³
Resistência Compressiva da Rocha	9800 psi
Porosidade	17,9 %
Permeabilidade	< 0,001 md

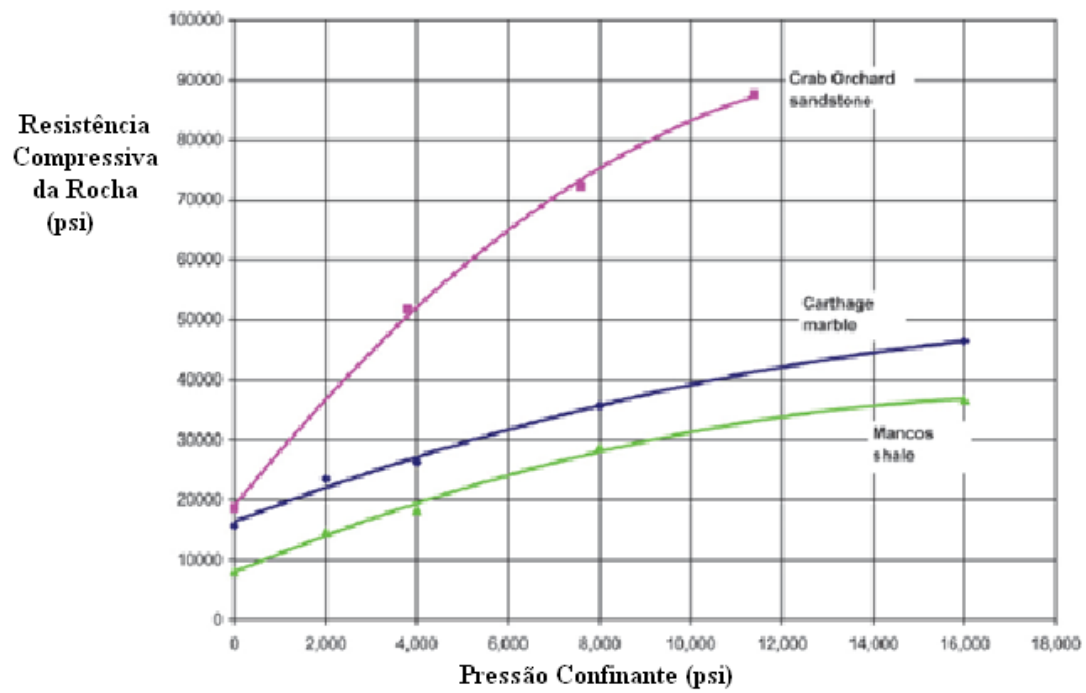


Figura 3. 4: Aumento da Resistência da Rocha com o Aumento da Pressão de Confinamento
(Adaptada: JUDZIS, A., BLAND, R., CURRY, D., BLACK, 2009)

Para realizar os testes, foram preparadas amostras de 15 ½" de diâmetro e 36" de comprimento. Na figura 3.5 podemos observar as amostras de rocha sendo instaladas.



Figura 3. 5: Amostras de Rocha (Fonte: JUDZIS, A., BLAND, R., CURRY, D., BLACK, 2009)

3.1.3 Brocas de Perfuração

Foram usadas dezesseis brocas de 6" de diâmetro fornecidas pela Hughes Christensen, sendo oito brocas PDC 7-*blade* (IADC M333), quatro brocas impregnadas (M841), duas brocas PDC 4-*blade* (M121) e duas brocas tricônicas com inserto de carboneto (737). Estas brocas podem ser vistas na figura 3.6.

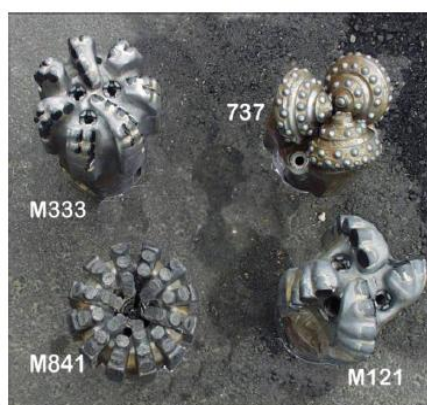


Figura 3. 6: Brocas de Perfuração Usadas nos Testes (Fonte: JUDZIS, A., BLAND, R., CURRY, D., BLACK, 2009)

3.1.4 Fluidos de Perfuração

Um resumo das propriedades dos fluidos utilizados pode ser visto nas tabelas 3.3 e 3.4.

Tabela 3. 3: Composição dos Fluidos de Perfuração (Adaptada: JUDZIS, A., BLAND, R., CURRY, D., BLACK, 2009)

Fluido de Perfuração	Constituintes
Fluido a Base Água (11 ppg)	0,86 bbl/bbl de água 16 ppb de bentonita 2 ppb de lignosulfonato de cromo 0,5 ppb de polímero fino 45 ppd de Rev Dust 94,4 de barita
Fluido a Base Óleo (12 ppb)	0,5435 bbl/bbl de óleo mineiral 12 ppb de emulsificante amidoamina 2,34 ppb emulsificante FA modificado 3,16 ppb de cal 4,2 ppb de argila orgânica 0,214 bbl/bbl de salmoura de cloreto de calico 45 ppb de RevDust 0,214 ppb de XCD 189,3 ppb de barita
Fluido a Base Óleo (16 ppb)	0,5057 bbl/bbl de óleo mineiral 12 ppb de emulsificante amidoamina ppb emulsificante FA modificado 3,89 ppb de argila orgânica 0,106 bbl/bbl de salmoura de cloreto de calico 45 ppb de RevDust 425,4 ppb de barita

Tabela 3. 4: Propriedades dos Fluidos de Perfuração no Final de Cada Teste (Adaptada: JUDZIS, A., BLAND, R., CURRY, D., BLACK, 2009)

Propriedades do Fluido a Base Água								
Número do Teste								
Parâmetros	1	2	3	4	5	6	7	8
Densidade (lbm/gal)	8,3	11	10,9	10,9	10,9	10,9	10,9	10,9
Viscosidade Plástica (cps)	-	25	20	19	21	20	21	20
Tensão de Escoamento (lbf/100ft ²)	-	15	9	10	7	11	5	7
Resistência Gel (lbf/100ft ²)	-	4/13	4/15	3/14	4/13	4/15	3/15	3.13
pH	-	10	10	10	10	10	10	10
API FL (cm ³ /30 min)	-	5	5,2	5,0	5,0	5,0	5,0	5,2

Propriedades do Fluido a Base Óleo								
Número do Teste								
Parâmetros	9	10	11	12	13	14	15	16
Densidade (lbm/gal)	6,7	12	12	16	16	16	16	16,1
Viscosidade Plástica (cps)	1,6	22	20	26	27	28	30	26
Tensão de Escoamento (lbf/100ft ²)	-	22	17	16	18	18	13	13
Resistência Gel (lbf/100ft ²)	-	14/23	12.18	11/25	10/23	12/23	11/24	9/21
Estabilidade Elétrica (volt)	-	569	695	863	800	851	884	825

3.2 Condução dos Testes

Os parâmetros de cada teste estão listados na tabela 3.5.

Tabela 3. 5: Parâmetros Utilizados em Cada Teste (Adaptada: JUDZIS, A., BLAND, R., CURRY, D., BLACK, 2009)

Simulação no Campo de Arbuckle com Fluido a Base Água							
Teste	Broca	Jatos	Rocha	Fluido (ppg)	HSI (hp/ft ²)	Peso sobre a broca (klbs)	Velocidade de Rotação (RPM)
1	7- blade PDC	3-12s	Compósito	8,4 (água)	2	5-20	90
2	Tricônica	3-15s	Carthage	11	2	10-40	70-110
3	Tricônica	3-15s	Crab Orchard	11	2	10-40	70-110
4	7- blade PDC	2-13s	Carthage	11	2	5-20	90-120
5	7- blade PDC	2-13s	Crab Orchard	11	2	5-20	90-120
6	Impregnada	0,97FA	Carthage	11	0,6	10-40	90-120
7	Impregnada	0,97FA	Crab Orchard	11	0,6	10-40	90-120
8	4- blade PDC	2-13s	Compósito	11	2	5-20	90

Tuscaloosa no Campo de Arbuckle com Fluido a Base Óleo							
Teste	Broca	Jatos	Rocha	Fluido (ppg)	HSI (hp/ft ²)	Peso sobre a broca (klbs)	Velocidade de Rotação (RPM)
9	7- blade PDC	3-12s	Compósito	6,7	2	5-20	90
10	7- blade PDC	2-13s	Compósito	12	2	5-20	90
11	Impregnada	0,97FA	Compósito	12	0,6	20-30	60-250
12	Impregnada	0,97FA	Compósito	16	0,9	20-30	60-250
13	7- blade PDC	3-15s	Compósito	16	2	5-20	90-120
14	7- blade PDC	2-12s	Compósito	16	5	5-20	90-120
15	4- blade PDC	3-14s	Compósito	16	2	5-20	90-120
16	7- blade PDC	3-15s	Compósito	16	2	5-20	90

Procedimentos padrão de laboratório foram seguidos com a mistura dos fluidos de perfuração, a preparação das amostras de rocha, a instalação do simulador e a operação do simulador da sonda de perfuração. Durante cada teste, foi feita a aquisição dos dados de interesse, que serão discutidos posteriormente.

3.3 Resultados

A figura 3.7 mostra os dados de taxa de penetração plotados em função do peso sobre a broca (WOB), dos testes feitos no arenito *Crab Orchard* usando um fluido a base água de 11ppg. A taxa de penetração é mostrada para a broca de PDC 7-*blade*, para a broca de tricônica de insertos de carboneto de tungstênio (TCI) e pra as brocas impregnadas. São mostrados também os dados de taxa de penetração para broca de PDC 7-*blade*.

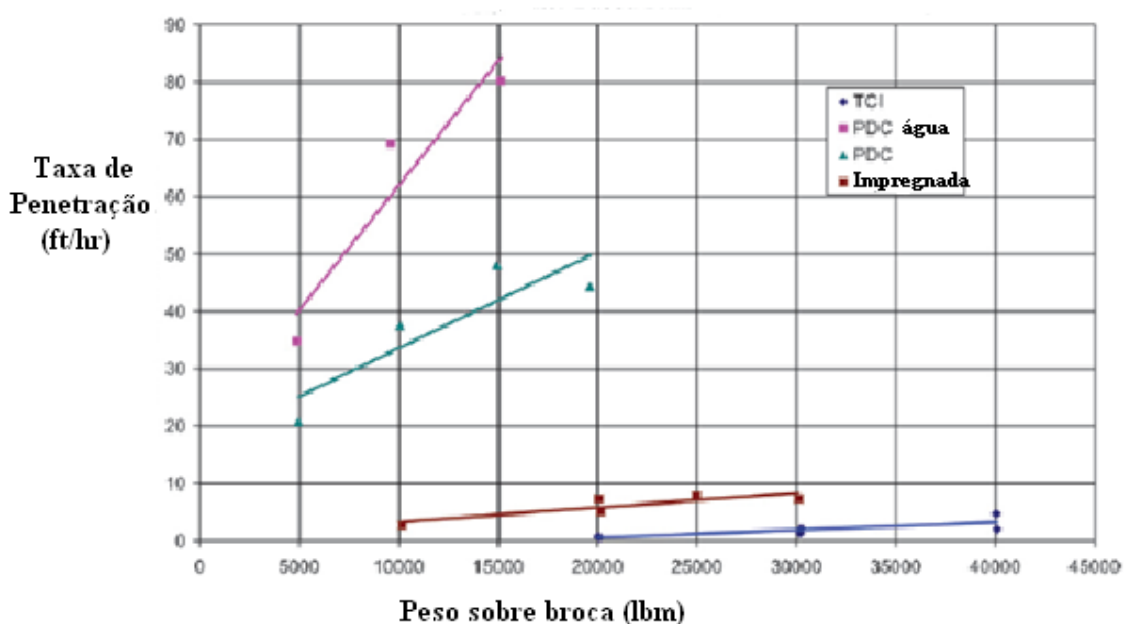


Figura 3. 7: Taxa de Penetração de diversas Brocas no arenito *Crab Orchard* com o Uso de Fluido a Base Água (Adaptada: JUDZIS, A., BLAND, R., CURRY, D., BLACK, 2009)

Considerando primeiramente o teste com o fluido de 11ppg, vemos que a broca de PDC fornece uma taxa de penetração significativamente maior (aproximadamente quatro vezes) para qualquer peso sobre a broca (*Weight on bit* – WOB) que a broca impregnada, que por sua vez, dá uma taxa de penetração aproximadamente duas vezes maior que uma broca TCI.

O uso de água limpa com a broca de PDC 7-*blade* fornece uma taxa de penetração quatro vezes maior que quando usado o fluido de perfuração para um mesmo peso sobre a broca.

A figura 3.8 mostra os dados de taxa de penetração plotados durante o teste feito no mármore *Carthage* com o fluido a base água e água limpa.

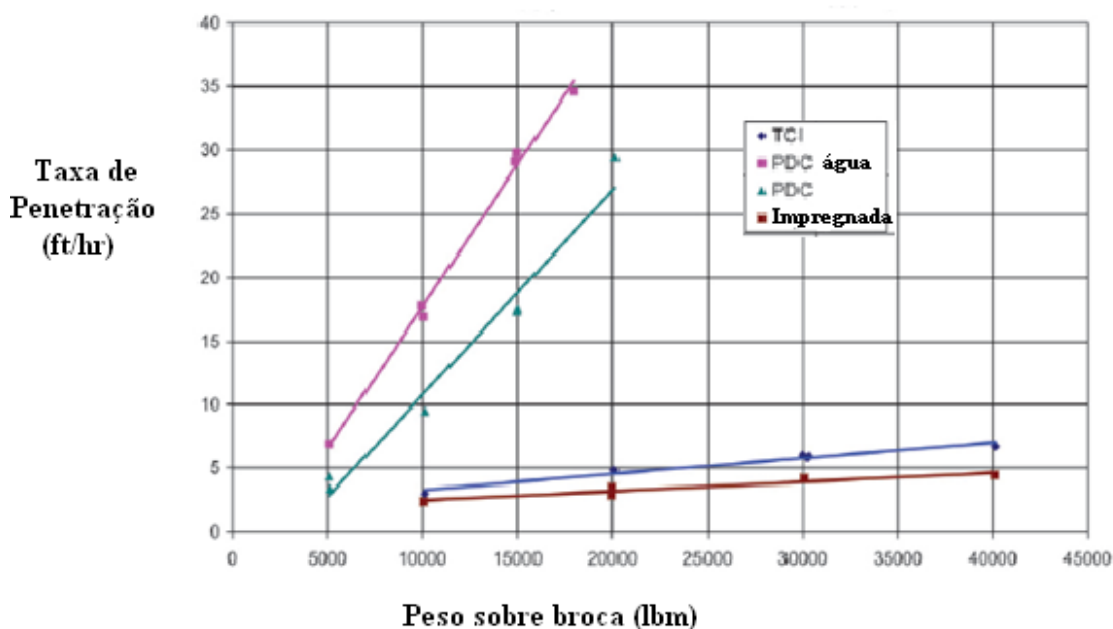


Figura 3. 8: Taxa de Penetração de diversas Brocas no mármore *Carthage* com o Uso de Fluido a Base Água (Adaptada: JUDZIS, A., BLAND, R., CURRY, D., BLACK, 2009)

Novamente, a broca de PDC *7-blade* resultou numa maior taxa de penetração que as outras brocas para um mesmo peso sobre a broca. Porém, nesta rocha as brocas impregnadas e TCI trazem taxas de penetração praticamente similares para qualquer peso sobre a broca. Adicionalmente, trocando o fluido de 11 ppg para água limpa, o aumento da taxa de penetração gerado é menos dramático (< 50%) que no arenito. Quando o fluido a base água é usado, a broca de PDC traz taxas de penetração em calcário similares àqueles vistos no arenito. A broca impregnada obteve menores taxas de penetração no calcário que no arenito, enquanto que a broca TCI obteve o resultado contrário.

Os testes de perfuração usando fluidos a base óleo foram feitos no arenito *Crab Orchard* e no folhelho *Mancos*, em que foram usados a broca de PDC *7-blade* e a

broca impregnada. A figura 3.9 mostra a taxa de penetração resultante nos testes feitos no arenito.

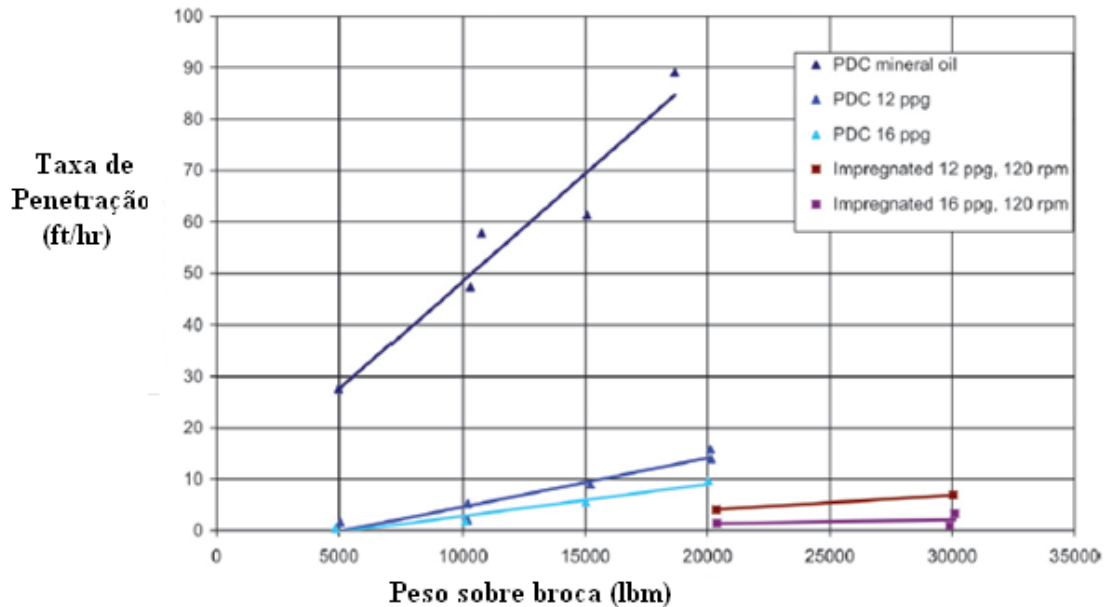


Figura 3. 9: Taxa de Penetração de diversas Brocas no arenito *Crab Orchard* com o Uso de Fluido a Base Óleo (Adaptada: JUDZIS, A., BLAND, R., CURRY, D., BLACK, 2009)

Usando um óleo mineral limpo com a broca PDC *7-blade*, consegue-se uma taxa de penetração seis vezes maior que quando o fluido a base óleo de 12 ppg é usado com a mesma broca. Estes por sua vez, geraram taxas de penetração aproximadamente 30% maiores que aqueles vistos quando fluidos a base óleo de 16 ppg foram usados. As brocas impregnadas novamente geraram taxas de penetração significativamente menores que as taxas de penetração resultantes do uso de brocas PDC.

A figura 3.10 mostra a taxa de penetração resultante nos testes feitos no folhelho *Mancos*.

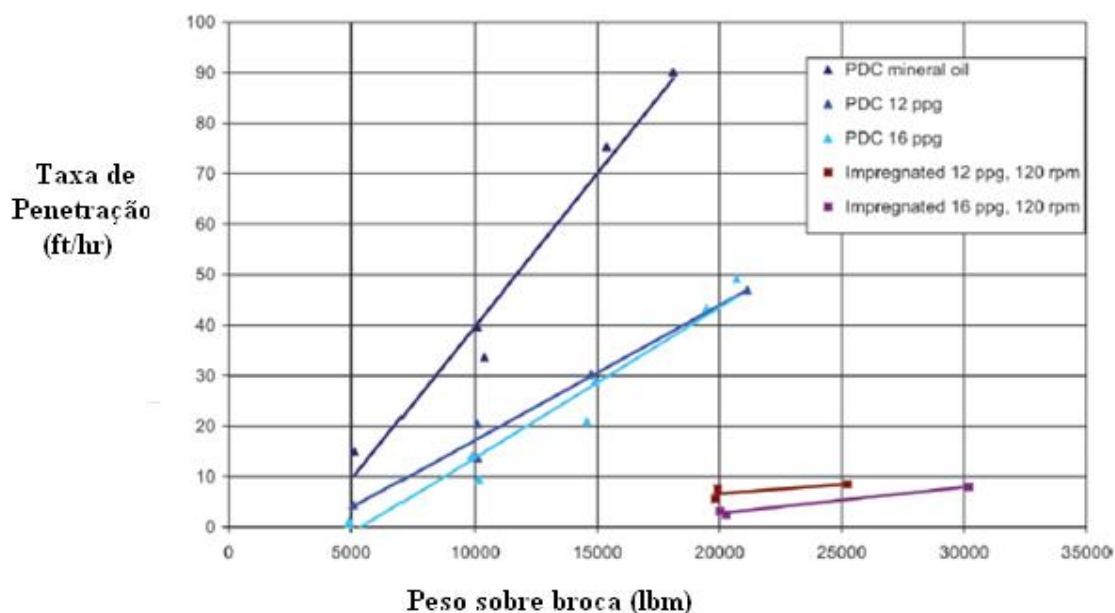


Figura 3. 10: Taxa de Penetração de diversas Brocas no folhelho Mancos com o Uso de Fluido a Base Óleo (Adaptada: JUDZIS, A., BLAND, R., CURRY, D., BLACK, 2009)

Como em todos os outros testes, a broca de PDC apresentou taxas de penetração substancialmente maiores de as brocas impregnadas. O uso de óleo mineral proporcionou um aumento menor na taxa de penetração que os fluidos a base água quando comparados com o aumento gerado no arenito. Ainda assim, a taxa de penetração gerada quando o óleo mineral é usado é duas vezes maior que quando há utilização do fluido a base óleo. Interessantemente, não há nenhuma diferença significativa na taxa de penetração quanto ao uso do fluido de 12 ppg e 16 ppg, ou com a broca de PDC ou com a broca impregnada.

3.4 Discussão

3.4.1 Comparação entre os Resultados das Taxas de Penetração dos Testes de Laboratório e os Dados de Campo

Um dos objetivos deste estudo foi a elaboração de protocolos de teste que reproduzissem em laboratório as condições da fase de perfuração e desempenho vistas quando rochas duras são perfuradas a uma profundidade considerável. O alvo das aplicações de campo inclui os poços perfurados em Arbuckle no norte do Texas e

no leste de Oklahoma e os poços perfurados em Tuscaloosa ao longo do Golfo do México. A tabela 3.6 mostra um resumo descrevendo essas aplicações, incluindo dados representativos de taxa de penetração.

Tabela 3. 6: Aplicações de Campo e Dados de Desempenho (Adaptada: JUDZIS, A., BLAND, R., CURRY, D., BLACK, 2009)

Aplicação: Arbuckles	
<p>Localção</p> <p>Formação</p> <p>Diâmetro do Poço (in)</p> <p>Pressão do Fundo do Poço (psi)</p> <p>Dados Típicos de Perfuração</p>	<p>Norte do Texas e Oeste de Oklahoma</p> <p>Dolomita, Arenito, Calcário, Folhelho</p> <p>6</p> <p>Aproximadamente 10000 psi</p> <p>Broca Tricônica, 17000 ft, Wheeler Co. TX, Fluido a Base Água 9,7 ppg, 8-11 ft/hr</p> <p>Broca Tricônica, Gracy Co oK, 16000 ft, Fluido a Base Água 11, 5 ppg, 3-4 ft/hr</p> <p>Broca Tricônica, Custer Co OK, 13000 ft, Fluido a Base Água 14 ppg, 1-2 ft/hr</p> <p>Broca Impregnada, Wheeler Co. TX, 17500 ft, Fluido a Base Água 13,3 ppg, 5-6 ft/hr</p> <p>Broca Impregnada, Roger Mills Co. OK, 17000 ft, Fluido a Base Água, 2-3 ft/hr</p>
Aplicação: Tuscaloosa	
<p>Localção</p> <p>Formação</p> <p>Diâmetro do Poço (in)</p> <p>Pressão do Fundo do Poço (psi)</p> <p>Dados Típicos de Perfuração</p>	<p>Golfo do México <i>Offshore</i></p> <p>Arenito (macio a duro) e Folhelho</p> <p>5 ¾</p> <p>Aproximadamente 20000 psi</p> <p>7-blade PDC, Point Coupee LA, 22000ft, Fluido a Base Óleo 16,3 ppg, 2-3 ft/hr</p>

A figura 3.11 mostra as taxas de penetração medidas em testes laboratoriais na perfuração do arenito *Crab Orchard* com o uso de uma broca tricônica TCI e fluido a base água de 11 ppg, plotados em função do peso sobre a broca.

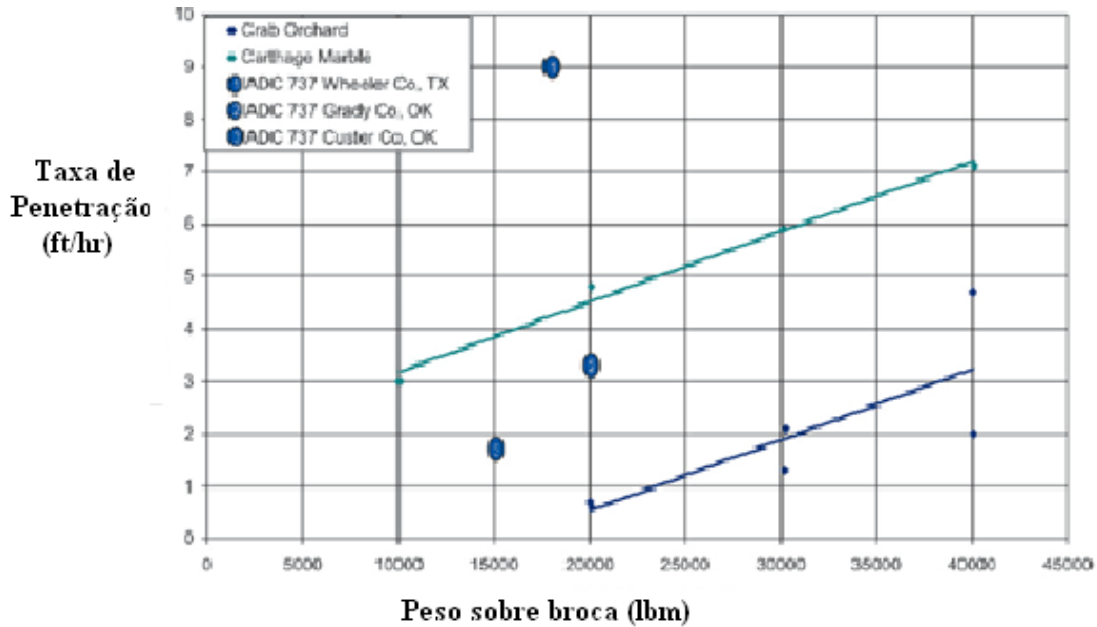


Figura 3. 11: Comparação da Taxa de Penetração Medida no Campo e em Laboratório no Arenito Crab Orchard e no Mármore Carthage com o Uso de uma Broca Tricônica (Adaptada: JUDZIS, A., BLAND, R., CURRY, D., BLACK, 2009)

A figura 3.12 mostra a taxa de penetração equivalente quando se perfura este arenito com broca impregnada.

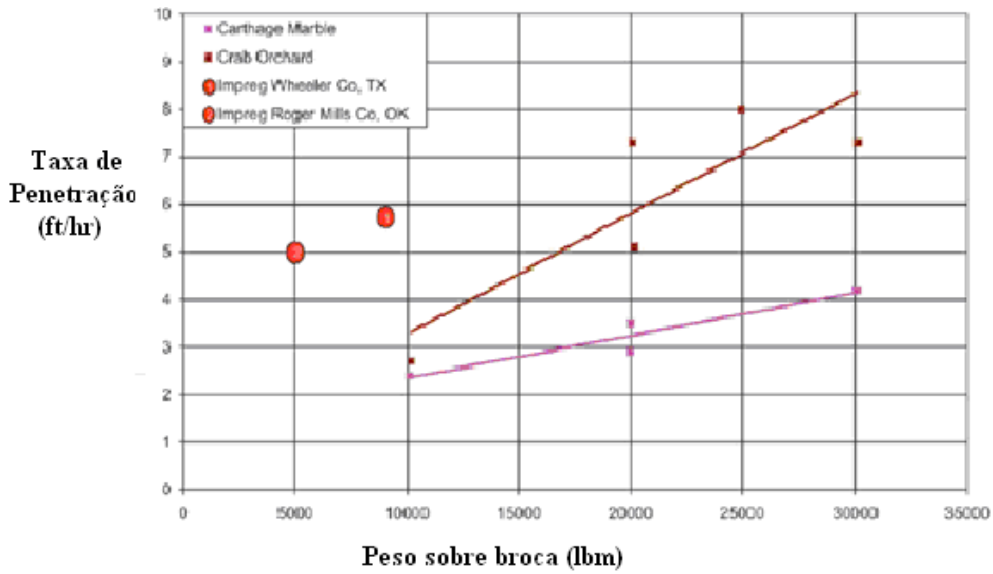


Figura 3. 12: Comparação da Taxa de Penetração Medida no Campo e em Laboratório no Arenito Crab Orchard e no Mármore Carthage com o Uso de uma Broca de Impregnada (Adaptada: JUDZIS, A., BLAND, R., CURRY, D., BLACK, 2009)

Já a figura 3.13 mostra os dados de taxa de penetração medidas, quando se perfura este mesmo arenito, porém usando uma broca PDC 7-*blade* com fluido a base óleo de 16 ppg.

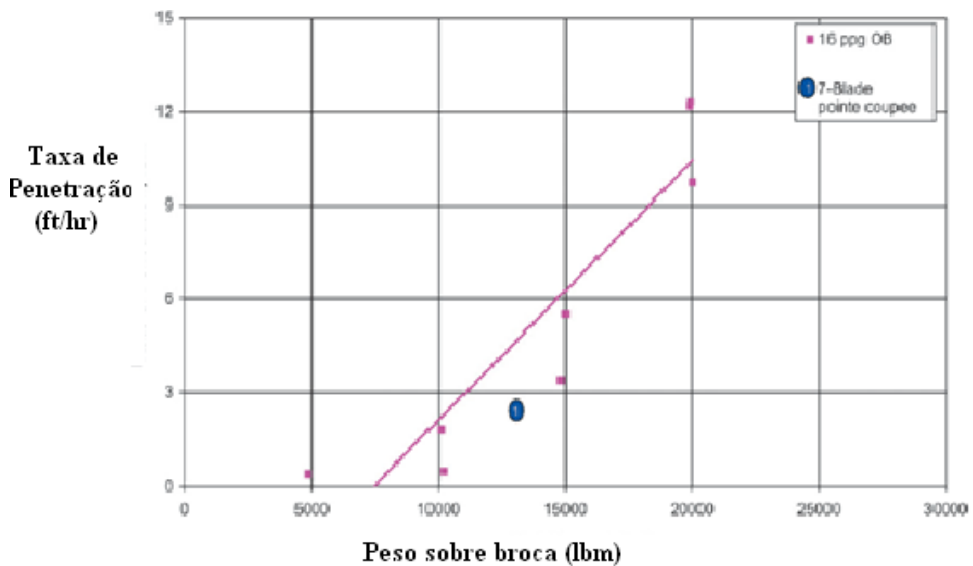


Figura 3. 13: Comparação da Taxa de Penetração Medida no Campo e em Laboratório no Arenito Crab Orchard e no Mármore Carthage com o Uso de uma Broca de PDC (Adaptada: JUDZIS, A., BLAND, R., CURRY, D., BLACK, 2009)

Faixas de taxa de penetração típicas, mostradas na tabela 3.6, plotados em função de peso sobre a broca representativos àqueles usados em campo também são mostradas nas figuras 3.11, 3.12 e 3.13. Em todos os casos, nota-se uma correspondência entre os dados de campo e os dados dos testes de laboratório. Porém, sem a caracterização das propriedades mecânicas das formações do campo, não é possível comentar como os testes feitos no arenito Crab Orchard representam as aplicações de campo. Contudo, a similaridade entre os dados de taxa de penetração medidos em campo e em laboratório é animadora. Isto é interpretado como uma indicação de que os protocolos de testes laboratoriais realmente conseguem produzir uma réplica razoável das condições de perfuração encontradas em campo de rochas duras e elevadas profundidades. Então, a partir desses dados, conclui-se que a interação broca/rocha vistas em testes de laboratório pode ser um indicativo de dados de campo.

3.4.2 Impacto dos *Designs* de Broca na Taxa de Penetração

Mesmo levando em conta o maior peso operacional das brocas impregnadas e das brocas TCI, fica claro que as brocas de PDC tiveram o maior potencial de taxa de penetração no ambiente discutido. Não é difícil perceber também que as brocas impregnadas, que foram capazes de gerar maiores taxas de penetração que as brocas tricônicas TCI no arenito *Crab Orchard*, foram mais lentas e menos eficientes no mármore *Carthage*.

3.4.3 Comparação entre as Taxas de Penetração com o Uso da Broca de PDC 7-*blade*

A figura 3.14 compara as taxas de penetração resultantes entre a perfuração do arenito *Crab Orchard* e o mármore *Carthage* quando a broca de PDC 7-*blade* é usada.

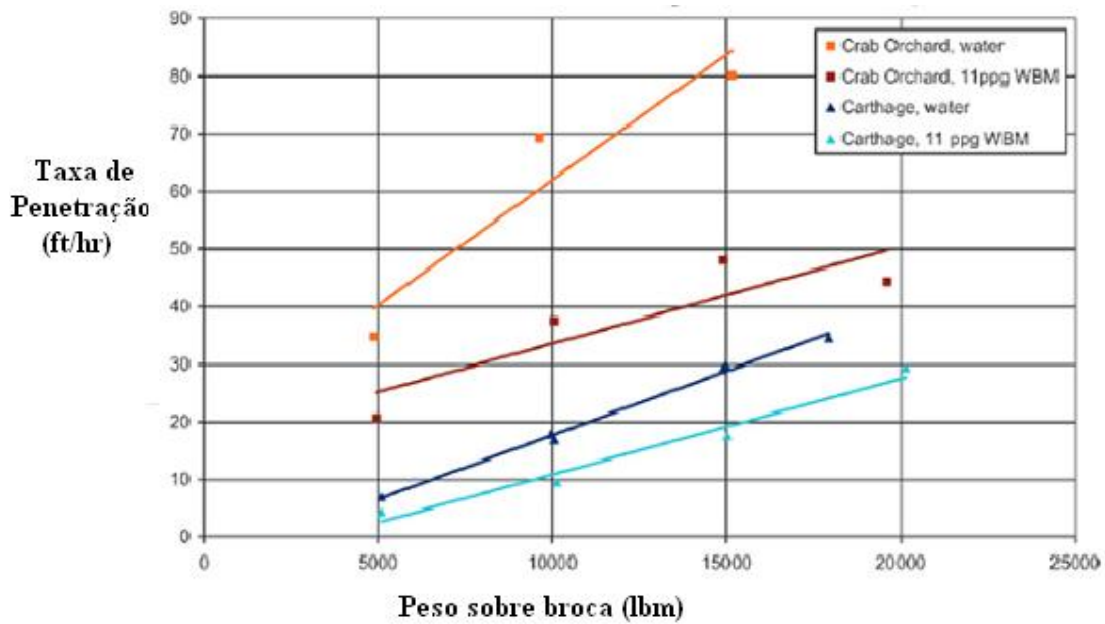


Figura 3. 14: Influencia do Tipo de Rocha na Taxa de Penetração (Adaptada: JUDZIS, A., BLAND, R., CURRY, D., BLACK, 2009)

Pode-se perceber que a taxa de penetração é duas vezes maior na perfuração do arenito que na perfuração do calcário quando água limpa é usada como fluido de perfuração. Então, no estudo de taxa de penetração, devemos levar em conta não somente o *design* da broca, mas também outros parâmetros como o fluido utilizado e a rocha perfurada.

3.4.4 Influência da Alta Pressão no Fundo do Poço na Perfuração

As brocas de PDC tende a perfurar mais rápido que brocas tricônicas e impregnadas em qualquer tipo de rocha neste cenário. Além disso, brocas impregnadas não se mostraram tão eficientes em folhelhos e calcários como em arenitos.

Como esperado, o aumento do peso sobre a broca gerou um aumento na taxa de penetração para todas as brocas.

Os resultados deste estudo não mostram tendências verificadas quando o cenário é de baixas pressões de fundo de poço.

3.5 Conclusões

- Taxas de penetração vistas em testes de laboratório correspondem razoavelmente bem com aqueles vistos em aplicações de campo com pressões de fundo de poço equivalentes;
- O protocolo de teste adotado aqui fornece uma simulação razoável das condições de campos, onde se encontram rochas duras e altas pressões de fundo de poço;
- Brocas de PDC têm um maior potencial substancial de taxa de penetração que brocas impregnadas e tricônicas, mesmo quando permitidos pesos operacionais mais baixos, típicos de brocas de PDC. Brocas impregnadas e tricônicas são de 60 a 80% mais lentas que as brocas de PDC para um dado peso sobre a broca e uma dada velocidade de rotação para o ambiente investigado;
- A relação entre taxa de penetração e a resistência compressiva da rocha não é simplesmente função da pressão do fundo de poço;
- Neste estudo, levou-se em consideração apenas a taxa de penetração. Na prática, deve-se levar em consideração também o desgaste da broca.

4 Estudo de Casos

4.1 Caso 1

Os resultados deste estudo de caso foram retirados do artigo 143686 da SPE, “*Hybrid Drill Bit Improves Drilling Performance in Heterogeneous Formation in Brazil*”, escrito por I. Thonson, R. Krasuk, N. Silva e K. Romero em 2011.

Formações geologicamente heterogêneas representam um desafio significativo para a perfuração em termos de desempenho. Folhelho, outras formações mais macias e rochas que se comportam plasticamente favorecem o uso de brocas do tipo PDC, enquanto arenitos duros e abrasivos com longarinas duras de cimento favorecem o uso de brocas tricônicas.

Com os recentes avanços da tecnologia do cortador de PDC, é possível combinar as melhores características dos dois tipos de broca para perfurar formações que constantemente variam de uma litologia macia para uma litologia mais dura, e frequentemente sem percebermos. Isto foi alcançado com o uso do *design* básico de uma broca de PDC, substituindo as lâminas secundárias da periferia por cortadores de rolamento equipados com insertos de carbonato de tungstênio. O produto resultante é frequentemente chamado como uma broca híbrida. Uma broca híbrida permite a manutenção global da taxa de penetração (ROP) a níveis muito mais altos que uma broca tricônica ou uma broca de PDC usadas sozinhas. Evitar a necessidade de substituir a broca devido à mudança da formação ou devido ao desgaste prematuro da broca é claramente uma vantagem. Experiências feitas nos EUA, onde houve redução de mais de 35% do tempo de perfuração de formações heterogêneas, levaram ao uso desta tecnologia no Brasil.

No Nordeste do Brasil encontramos um desafio similar, com sequências geológicas intercaladas de folhelhos e arenitos. O desafio era perfurar este intervalo com uma taxa de penetração melhorada, com níveis de vibração reduzidos e simultaneamente, reduzindo a necessidade de trocar a broca durante a operação. Experiências feitas no Brasil até o momento mostram que mantendo uma taxa de penetração consistente em

formações intercaladas, ajudado por um melhor controle da *toolface*² devido às menores flutuações no torque, foi alcançada uma redução de 44% do tempo total de perfuração, enquanto a extensão da corrida feita foi mais que o dobro. Avaliações futuras desta nova tecnologia entendem-se para as bacias *offshore* do Brasil (Campos, Santos e Espírito Santo), onde reservatórios de carbonato possuem litologia diferente, mas o desafio de heterogeneidade geologia é similar.

4.1.1 Descrição do caso estudado

Tipicamente, as operações *onshore* no nordeste do Brasil são muito sensíveis ao custo, o que muitas vezes limita o uso das tecnologias mais avançadas de perfuração. Na Bacia de Potiguar (Rio Grande do Norte), com diversos poços com mais de 3500m de profundidade, a otimização da perfuração torna-se significativa para a melhora do desempenho da operação. O principal desafio em cenários de poços profundos é manter a verticalização do poço, superando a tendência de desvio da própria formação; e também reduzir o número de corridas das brocas, melhorando a taxa de penetração na perfuração de sequencias intercaladas de arenitos e folhelhos da formação *Cretaceous Pendência*. Neste cenário, tipicamente são usadas brocas com diâmetro de 12 ¼" ou 8 ½".

4.1.2 Ambiente Geológico

O campo Goes é parte da extensa bacia do Nordeste brasileiro conhecido como Bacia do Potiguar, que está distribuída entre os estados do Rio Grande do Norte e Parte do Ceará, como mostra a figura 4.1. Ela tem aproximadamente 48000 km² de extensão, sendo que 55 % dela está submersa.

² Toolface é um parâmetro usado para orientar a direção de um poço durante a perfuração.

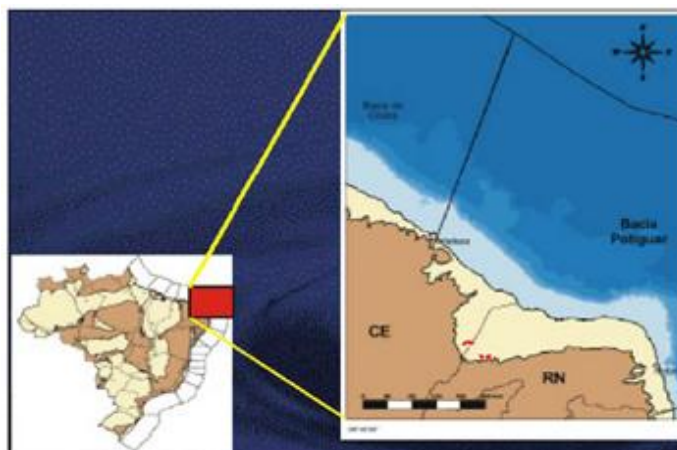


Figura 4. 1: Localização da Bacia de Potiguar (Fonte: THONSON, I., KRASUK, R., ROMERO, K., 2011)

O intervalo de discussão é composto pela formação *Cretaceous Pendência*. Esta formação é caracterizada por arenitos leves intercalados com folhelhos plásticos e siltito cinza. O padrão de dureza deste arenito oferece uma variação significativa, uma vez que o tamanho de seus grãos varia de fino a grosso. Na maior parte da bacia, a formação Pendência recobre um intervalo de 730 m até o embasamento, e o poço foi previsto para ter 4200 m de profundidade.

O tempo de transmissão acústica compressiva no intervalo analisado varia de 60 us/ft nas camadas de arenito a 100 us/ft nas formações com maiores teores de argila. A resistência compressiva da rocha (UCS) calculada para a área geralmente varia de 5000 a 20000 psi. Essa grande variação na resistência da rocha refere-se a um cenário com alta severidade de interface de rocha. A figura 4.2 mostra a coluna litológica típica da área.

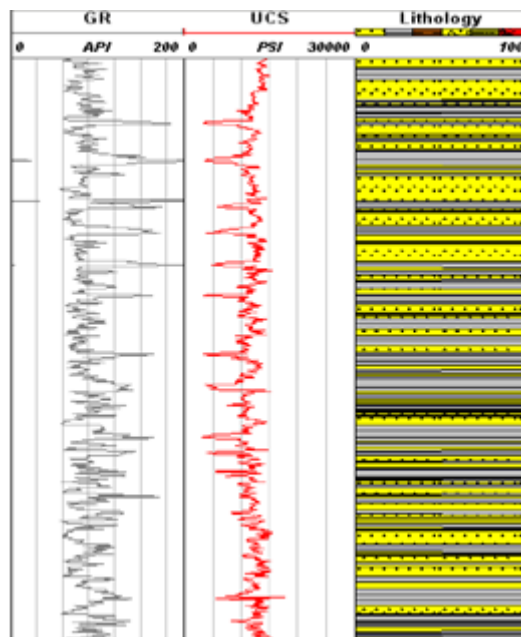


Figura 4. 2: Coluna de Litologia Típica da Formação Pendência e Resistência Compressiva da Rocha (Fonte: THONSON, I., KRASUK, R., ROMERO, K., 2011)

4.1.3 Brocas e Sistema de Perfuração Usados nas Fases de 12 ¼” na Bacia de Potiguar

Na maioria das fases de 12 ¼” perfuradas nesta área, brocas tricônicas (447 a 537 do código IADC) foram usadas. A broca de perfuração deve ser selecionada para ter um estrutura de corte adequada para perfurar sequencias altamente intercaladas de folhelhos e arenitos, que apresentam valores médios de UCS, variando de 5000 a 20000 psi. Devido ao intercalamento natural da formação e o contraste da resistência da rocha, as brocas tricônicas usualmente têm baixas performances em termos de taxa de penetração e distância perfurada, o que aumenta significativamente o número de corridas requeridas para completar a fase. Além disso, as brocas usadas geralmente apresentam danos severos nos cortadores. A figura 4.3 mostra uma broca tricônica danificada.



Figura 4. 3: Brocas Tricônicas Danificadas (Fonte: THONSON, I., KRASUK, R., ROMERO, K., 2011)

O dano é relacionado principalmente a ruptura e a lascagem do inserto devido ao impacto que ocorre quando a broca passa de uma formação mais mole para uma mais dura. Também é típico de se observar o *off-center* de rotação danificado, que indica que o giro para frente e para trás também é uma questão a ser considerada.

4.1.4 Sistema de Perfuração e Broca Híbrida Utilizada

Para superar todos os desafios na perfuração de um poço vertical na fase de 12 ¼" na formação em questão, foi usada uma broca híbrida em combinação com um sistema de perfuração automático.

4.1.5 Sistema de Perfuração Direcional Automatizado

O sistema de perfuração direcional 3-D não rotativo projetado para fazer poços verticais ou com baixa inclinação (até 30° de inclinação e em torno de 3°/30m de

dogleg severity) foi usado para controlar a verticalização do poço durante a perfuração e também para melhorar a estabilidade da broca, reduzindo a ocorrência de vibração. Esse sistema de perfuração combina um motor de alta potência com um componente não rotativo e uma avançada tecnologia de direcionamento. A ferramenta foi usada na configuração básica, que consiste numa “cabeça” de direcionamento, um motor de fundo com seção de potência, um *control sub* e um *power sub*, para a operação de perfuração vertical. A ferramenta pode ser vista na figura 4.4 abaixo. Não houve necessidade de usar equipamentos de MWD, reduzindo o custo da operação.

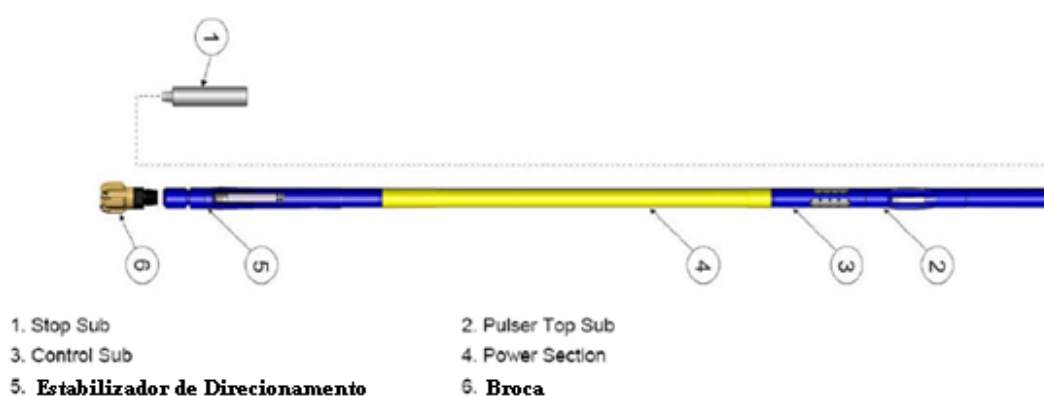


Figura 4. 4: Desenho esquemático das Ferramentas Automatizadas Usadas nas Corridas feitas com Broca Híbrida (Adaptada: THONSON, I., KRASUK, R., ROMERO, K., 2011)

O sistema de perfuração usado não exigia um componente rotativo para fazer o caminho planejado do poço, tanto a parte vertical como a direcional. O motor de fundo incorporado no BHA é capaz de transmitir o torque e a velocidade necessária para a broca. A falta da parte rotativa minimiza o desgaste da coluna (BHA - *Bottom Hole Assembly*), da coluna e do revestimento, reduz a tortuosidade do poço, reduz o risco de torção e previne que haja um dano mecânico na parede do poço.

O estabilizador de direcionamento na parte inferior da ferramenta usa três aletas que atuam contra a parede do poço para mantê-lo vertical e tangente a trajetória do poço e também para gerar a curvatura necessária nas seções de *build* e *drop* e corrigir o azimute. O sistema fechado de direcionamento com aletas fornece uma trajetória automática e um controle vertical baseado na leitura da inclinação do *near bit*. Se o sensor que mede esta inclinação detectar que o poço está ganhando ângulo, a força

que atua em cada aleta é ajustada para contrariar a tendência da formação, trazendo o poço novamente para a vertical. Por esta razão, o sistema é bastante adequado para formações profundas e em zonas de falha, onde o uso do sistema de perfuração convencional exige um tempo considerável para corrigir a trajetória e onde o comportamento da broca é um desafio. A figura 4.5 mostra um diagrama ilustrativo da diferença da qualidade e tortuosidade entre o uso de um sistema automatizado e um motor convencional em formações profundas.

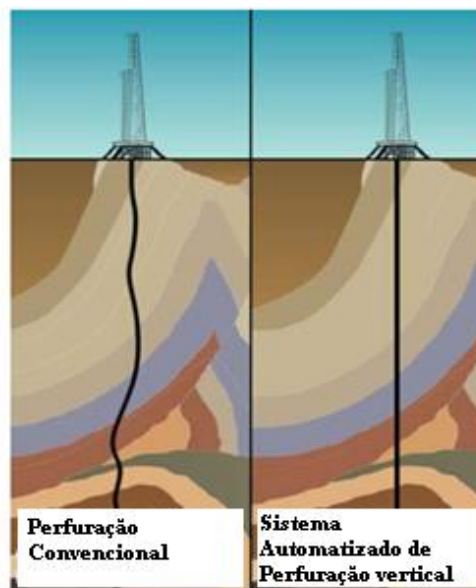


Figura 4. 5: Desenho esquemático da Verticalidade do Poço (Adaptada: THONSON, I., KRASUK, R., ROMERO, K., 2011)

4.1.6 Tecnologia da Broca

A broca híbrida utilizada na operação feita na Bacia de Potiguar combina elementos da broca tricônica com elementos de cortadores fixos. Ela foi projetada para tirar proveito dos melhores atributos de cada um dos dois tipos de broca. A ação agressiva e rápida da broca de PDC, que cisalha a rocha e o suave e baixo torque da broca TCI, que esmaga a rocha. A broca híbrida utilizada foi baseada numa broca de PDC *6-blade*, em que as lâminas secundárias foram substituídas por cortadores truncados. Como pode ser visto na figura 4. 6, a broca híbrida tem três cones da broca TCI, três lâminas com alta resistência ao impacto da broca de PDC e uma fileira de cortadores reserva para aumentar a densidade e proteção dos cortadores mais exteriores.



Figura 4. 6: Broca Híbrida Utilizada (Fonte: THONSON, I., KRASUK, R., ROMERO, K., 2011)

Com as três laminas primárias no centro da broca, a porção central do poço é “cortada” unicamente pelos cortadores de PDC, enquanto a porção mais exterior, que é mais difícil de ser perfurada, é “cortada” pelos cortadores de PDC na área do nariz e do ombro das lâminas combinados com os cortadores dos três cones.

A broca híbrida é usada principalmente para perfurar formações intercaladas e nodulares e em aplicações em que altos níveis de vibração são um problema. Devido a uma estrutura única de corte e único mecanismo de corte, este tipo de broca tem demonstrado um desempenho melhorado em formações duras e intercaladas com aumento da durabilidade nas zonas de transição. A broca híbrida também apresenta menores flutuações e valores de torque, melhorando o controle da *toolface* e reduzindo a vibração torcional, relativa a broca de PDC. A figura 4.7 mostra o resultado da flutuação dos valores de torque de testes laboratoriais em que uma broca híbrida, uma PDC e uma TCI foram usadas para perfurar um bloco intercalado com valores constantes de peso sobre a broca (WOB) e RPM.

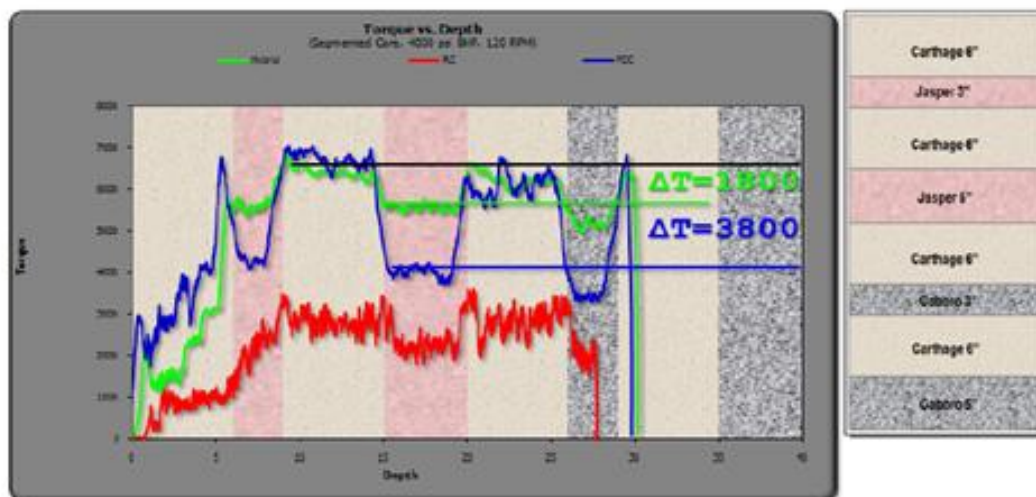


Figura 4. 7: Flutuação do Torque em Testes Laboratoriais (Fonte: THONSON, I., KRASUK, R., ROMERO, K., 2011)

Antes de correr no Brasil, a broca híbrida foi usada em diversas operações por todo o mundo, mas principalmente em aplicações em terra nos EUA, onde ela obteve sucesso na perfuração de uma grande variedade de diferentes formações como arenito, folhelho, quartzo, conglomerados, granito e outras. Com mais de 100 corridas e mais de 35000 m perfurados em poços verticais e direcionais com um sistema de direcionamento rotativo e motores de fundo, a tecnologia da broca híbrida foi considerada adequada para operações no Nordeste do Brasil na Formação Pendência.

4.1.7 Detalhes das Corridas Feitas com a Broca Híbrida

Em uma corrida, foram perfurados 362 m (de 2138 m a 2500 m) com a broca híbrida de uma sequência intercalada de arenito e folhelho da Formação Pendência, com taxa de penetração média de 5,85 m/h. A figura 4.8 mostra as camadas de arenito em amarelo e folhelho em verde, os parâmetros de perfuração usados (peso sobre a broca em azul e velocidade de rotação em preto) e a taxa de penetração medida (em vermelho) durante a corrida.

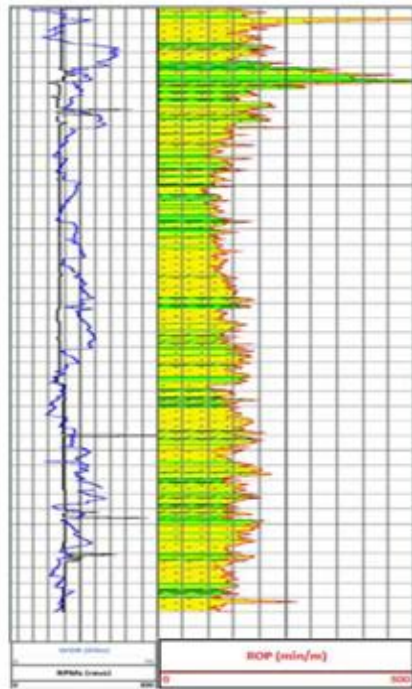


Figura 4. 8: Distribuição de Arenitos e Folhelhos e Taxa de Penetração (Fonte: THONSON, I., KRASUK, R., ROMERO, K., 2011)

Observou-se que a taxa de penetração foi levemente maior quando perfuravam-se camadas de arenito que quando perfurava-se camadas de folhelho. Em geral, a taxa de penetração variou de 3 a 8,5 m/h.

Na maioria das corridas, o peso sobre a broca foi maior que 33000 lb, foi usado 110 RPM com uma taxa de fluxo igual a 700 gal/min. Em toda a operação, a seção de potência de pressão diferencial do sistema de perfuração automático foi estabilizada em 300 psi, o que indica que ocorreram pequenas flutuações de torque durante a corrida, mesmo quando a broca estava passando de uma formação mole para uma dura e vice versa. Além disso, nenhuma flutuação significativa no sistema de direcionamento foi registrada, indicando que com o uso da broca híbrida, foi possível fazer um bom controle da *toolface* com uma excelente estabilidade durante a corrida.

A estrutura de corte da broca híbrida mostrou um baixo desgaste dos cortadores de PDC e de TCI após a corrida, como se pode ver na figura 4.9.



Figura 4. 9: Broca Híbrida Após a Corrida (Fonte: THONSON, I., KRASUK, R., ROMERO, K., 2011)

O fato de não se ter tido nenhum sinal de dano na estrutura de corte da broca e o fato do sistema diferencial de pressão ter se mantido fixo durante a corrida indicam que a broca foi bastante estável e reagiu sem problemas quando zonas de transição estavam sendo perfuradas. A broca também apresentou uma variação baixa de taxa de penetração enquanto perfurava formações moles ou duras, especialmente quando comparada com brocas tricônicas ou de PDC neste cenário.

A corrida feita com a broca híbrida foi comparada com dois poços perfurados com brocas tricônicas num cenário similar. Os indicadores de desempenho usados foram a taxa de penetração, custo métrico e distância perfurada. A comparação mostra que a broca híbrida foi 71 % mais rápida no poço 1, que teve uma taxa de penetração média de 3.4 m/h usando uma broca tricônica IADC 517 e mais de 200 % mais rápida no poço 2, que teve um ROP médio de 1.7 m/h usando uma broca tricônica 437 do código IADC. Já o custo métrico foi 18% menor no poço 1 e 46 % menor no poço 2 com o uso da broca híbrida. A figura 4.10 mostra a comparação da taxa de penetração e do custo métrico.

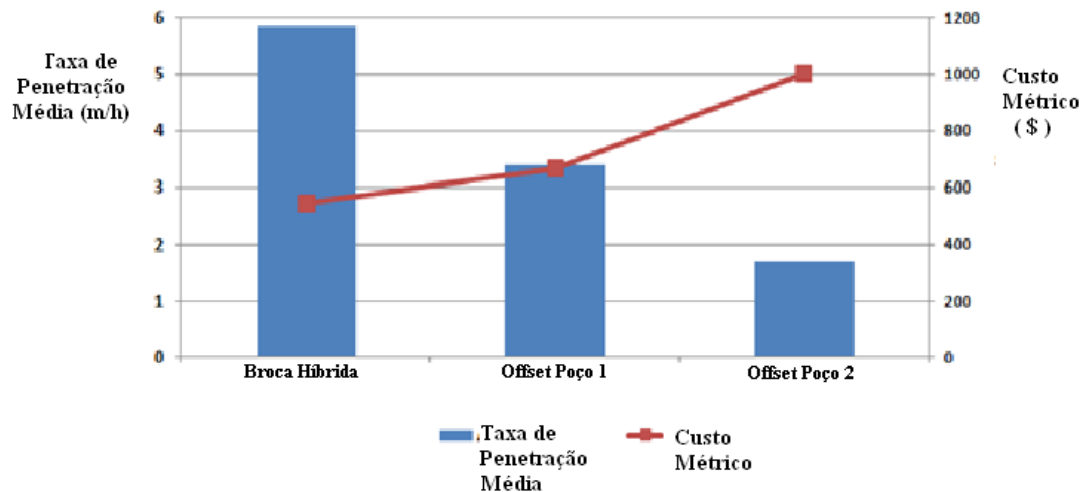


Figura 4. 10: Comparação entre Taxa de Penetração e Custo Métrico (Adaptada: THONSON, I., KRASUK, R., ROMERO, K., 2011)

A broca híbrida foi capaz de perfurar 362 m em uma única corrida, enquanto as brocas tricônicas foram capazes de perfurar apenas 417 m no poço 1 em quatro corridas e 207 m no poço 2 em 2 corridas, considerando-se uma mesma profundidade e um mesmo intervalo da formação. A figura 4.11 mostra a comparação entre a distância perfurada e o número de corridas para cada um dos casos.

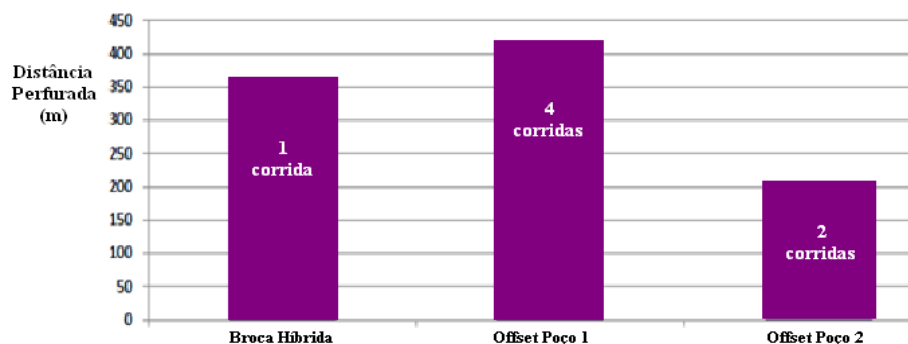


Figura 4. 11: Comparação entre Distância Perfurada e Número de Corridas (Adaptada: THONSON, I., KRASUK, R., ROMERO, K., 2011)

4.1.8 Oportunidades Futuras

A tecnologia da broca híbrida está sendo adaptada para lidar com o desafio imposto na perfuração de formações carbonáticas bastante heterogêneas na porção *offshore*

do Brasil. Acredita-se que o mecanismo de esmagamento da broca tricônica combinado o mecanismo de cisalhamento dos cortadores de PDC irão favorecer a efetividade da perfuração de rochas para melhor qualificar o desempenho das brocas híbridas e também para estender a sua aplicação em poços *offshore*.

4.1.9 Conclusões do Estudo de Caso

- A tecnologia da broca híbrida utilizada pela primeira vez no Brasil em conjunto com um sistema de perfuração automatizado forneceu bons resultados em termos de taxa de penetração, controle de verticalidade, distância perfurada e estabilidade na perfuração de formações intercaladas.
- Esta tecnologia é indicada para formações altamente intercaladas, em que brocas tricônicas e de PDC não alcançam o desempenho esperado.
- As corridas feitas com a broca híbrida irão ser planejadas para operações *onshore* para melhor qualificar o desempenho da broca híbrida e para que, posteriormente, sejam estendidas para aplicações *offshore*.

4.2 Caso 2

Os resultados deste estudo de caso foram retirados do artigo 92194 da SPE, “*Maximizing Drill Rates with Real- Time Surveillance of Mechanical Specific Energy*”, escrito por Fred Dupriest e Willian Koederitz em 2005.

Taxas de desempenho de perfuração são difíceis de ser avaliadas. A grande maioria das brocas é avaliada baseando-se em seu desempenho relativos aos *offsets*. Porém, taxas de perfuração são usualmente afetadas por fatores que o engenheiro de perfuração não tem controle, e de maneira que não se pode documentar num registro da broca. Consequentemente, taxas de perfuração podem variar bastante entre dois poços perfurados com duas brocas idênticas.

Especialistas conduzem diversos testes para otimizar o desempenho. O mais comum é o teste de “taxa de perfuração”, que consiste em experimentos simples com diferentes pesos sobre a broca e diferentes velocidades de rotação e observação dos

resultados. Os parâmetros usados são aqueles que geram maiores taxas de penetração. Em certo sentido, todos os sistemas de otimização fazem uso de um processo semelhante de comparação. Isto é, busca-se identificar os parâmetros que produzem melhores resultados relativos a outras configurações.

Um dos primeiros testes a serem usados é o “*drilloff*”, em que se aplica um alto peso sobre a broca e o final da coluna é bloqueado para prevenir que ela avance, e enquanto isso, a circulação e a rotação são mantidas. Enquanto a broca avança na perfuração, a coluna se alonga e o peso sobre a broca diminui. A taxa de penetração é calculada a partir da mudança da taxa de alongamento da coluna, conforme o peso declina. A figura 4.12 mostra dados de campo de três testes de *drilloff*, usando-se uma broca de insertos.

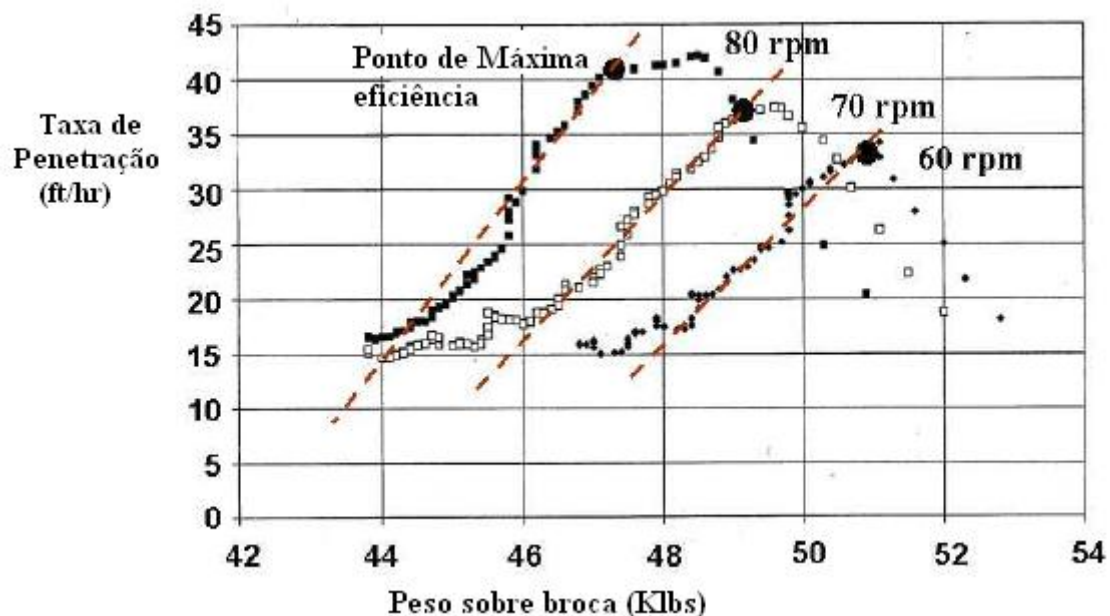


Figura 4. 12: Dados do Teste de *Drilloff* mostrando a resposta não-linear abaixo da profundidade de corte mínima e acima do ponto de máxima eficiência (Adaptada: DUPRIEST, F., KOEDERITZ, W., 2005)

O ponto em que a taxa de penetração pára de responder linearmente com o aumento do peso sobre a broca é chamada de ponto de máxima eficiência³. Este é o ponto em que temos o peso sobre a broca ótimo. A curva de *drilloff* é usada em todo este estudo

³ Este ponto de máxima eficiência é o ponto em que se tem a escolha ótima do parâmetro de perfuração. Este termo foi traduzido da palavra *fouder point*, que é o termo mais apropriado.

para ajudar a explicar a maneira como a energia mecânica específica pode ser usada operacionalmente. As análises das tendências deste parâmetro mostram qual parte da curva de *drilloff* a broca está operando.

Diversos processos e testes foram desenvolvidos para otimizar a taxa de penetração, alguns dos quais são apoiadas por análises computacionais. Porém, o estudo da energia mecânica específica (MSE) fornece uma avaliação mais objetiva do sistema. Softwares fornecedores de informações de perfuração foram modificados para calcular este valor continuamente através de medidas de superfície e exibir os resultados em gráficos. Estes gráficos permitem a otimização da taxa de penetração através da identificação do ponto de máxima eficiência.

4.2.1 Mecânica da Broca

A fim de discutir a maneira com que a energia mecânica específica foi usada como uma ferramenta de operação, primeiramente é necessário estabelecer uma visão estruturada de como diversos fatores podem afetar o desempenho da broca. A figura 4.13 mostra uma curva clássica de *drilloff* que pode ser usada para este propósito.

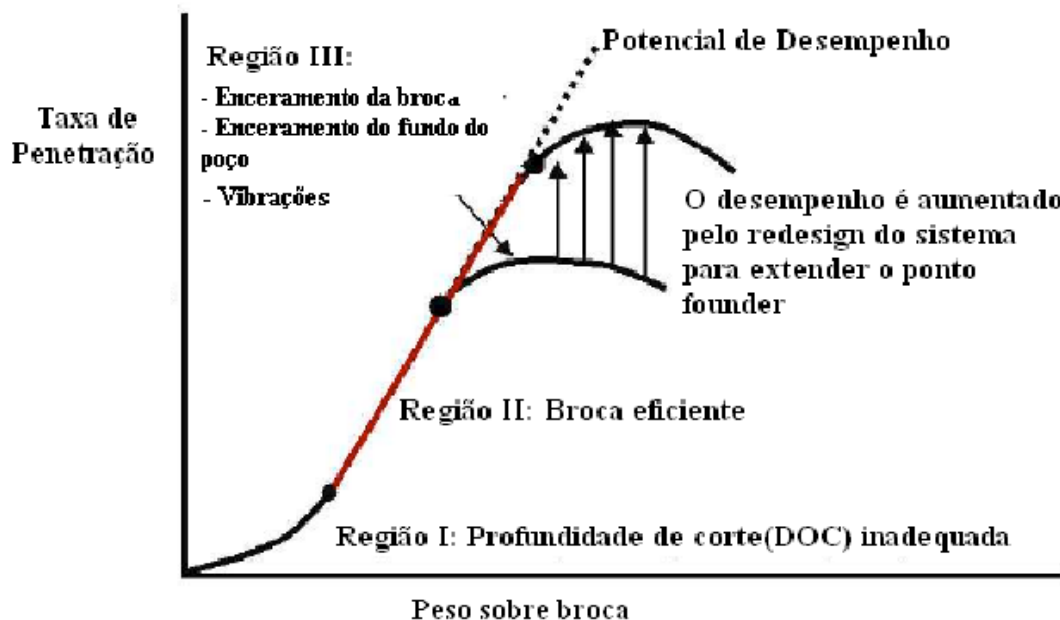


Figura 4. 13: Eficiência da Broca na parte linear da curva e a extensão dela (Fonte: DUPRIEST, F., KOEDERITZ, W., 2005)

A curva é dividida em três regiões. Na região I, o desempenho é afetado pela profundidade de corte (DOC) inadequada devido ao baixo peso sobre a broca. A figura 4.14 mostra a relação típica entre profundidade de cascalho e eficiência da broca.

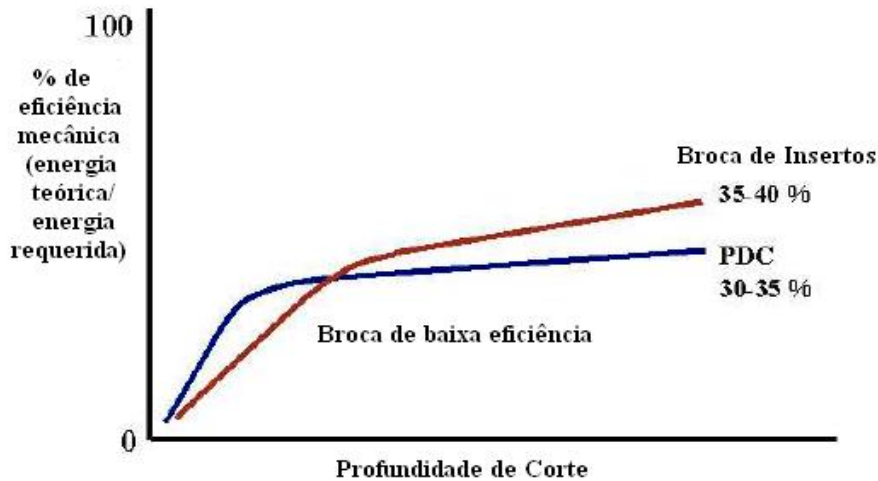


Figura 4. 14: Representação nocional da eficiência mecânica da broca (Fonte: DUPRIEST, F., KOEDERITZ, W., 2005)

Conforme o peso sobre a broca e a profundidade de corte aumentam, a broca se aproxima do seu pico de eficiência. A eficiência é calculada através da comparação da energia teórica requerida para destruir um dado volume de rocha com aquela que foi realmente usada pela broca. As brocas tendem a transferir apenas 30-40% da energia de entrada no processo de destruição de rocha, mesmo quando estão operando no seu pico de desempenho. Porém, se a profundidade de corte for inadequada, a eficiência de transferência de energia cai bastante, abaixo deste valor, diminuindo a taxa de penetração.

Na região II da curva de *drilloff* começa quando a profundidade de corte começa a ser adequada para o desempenho da broca se estabilizar. A eficiência da broca então permanece por volta do mesmo nível, conforme o peso sobre a broca aumenta até o ponto de máxima eficiência. Em toda esta região, variações no peso sobre a broca causam uma mudança proporcional na taxa de penetração. Apesar da eficiência da broca não mudar, uma grande quantidade de energia está sendo aplicada, então a taxa de penetração aumenta proporcionalmente. A inclinação da curva é relativamente constante para uma dada formação, broca e velocidade de rotação. A figura 4.15 mostra a relação entre a inclinação da broca e o tipo de broca.

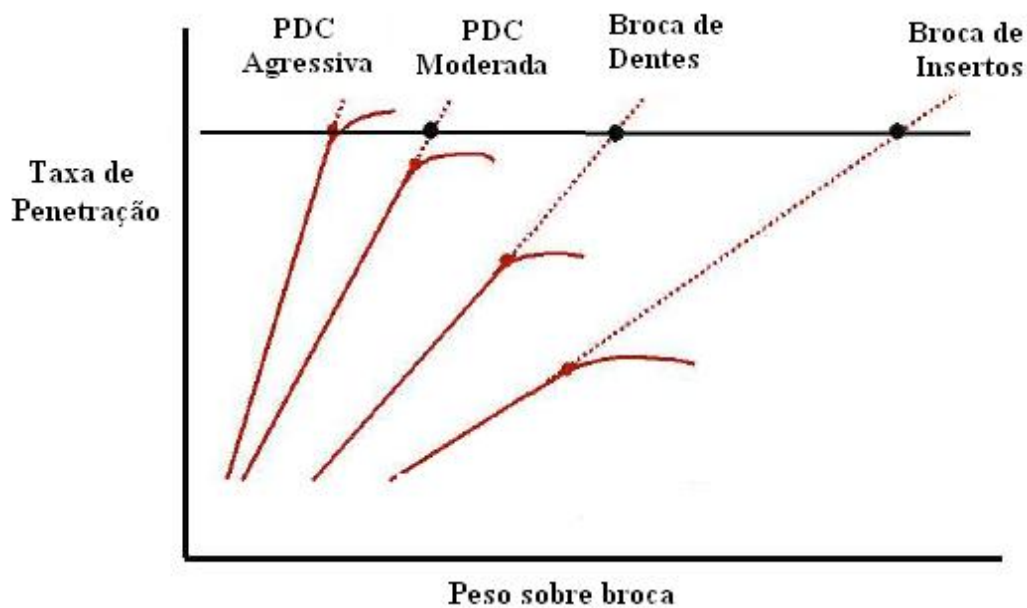


Figura 4. 15: Gráfico nocional mostrando as curvas de Drilloff para diferentes tipos de broca
(Fonte: DUPRIEST, F., KOEDERITZ, W., 2005)

Podemos ver que as brocas de PDC são capazes de gerar maiores taxa de penetração com um menor peso sobre a broca que as outras.

Quando a broca está operando na porção linear da curva, ela está transferindo a quantidade máxima de energia possível (30-40%). A significância disso é que não há nenhuma mudança no ambiente possível, como por exemplo, fluido de perfuração e energia hidráulica, que fará com que a broca perfure mais rápido. Para que se consiga isso, deve-se aumentar o peso sobre a broca ou a velocidade de rotação.

A região III começa a partir do ponto de máxima eficiência. Para tentar aumentar ainda mais a taxa de penetração, é necessário um remodelamento. A figura 4.16 mostra alguns fatores que afetam a taxa de penetração. Eles são divididos em duas categorias: 1) fatores que criam ineficiência e 2) fatores que limitam a entrada de energia.

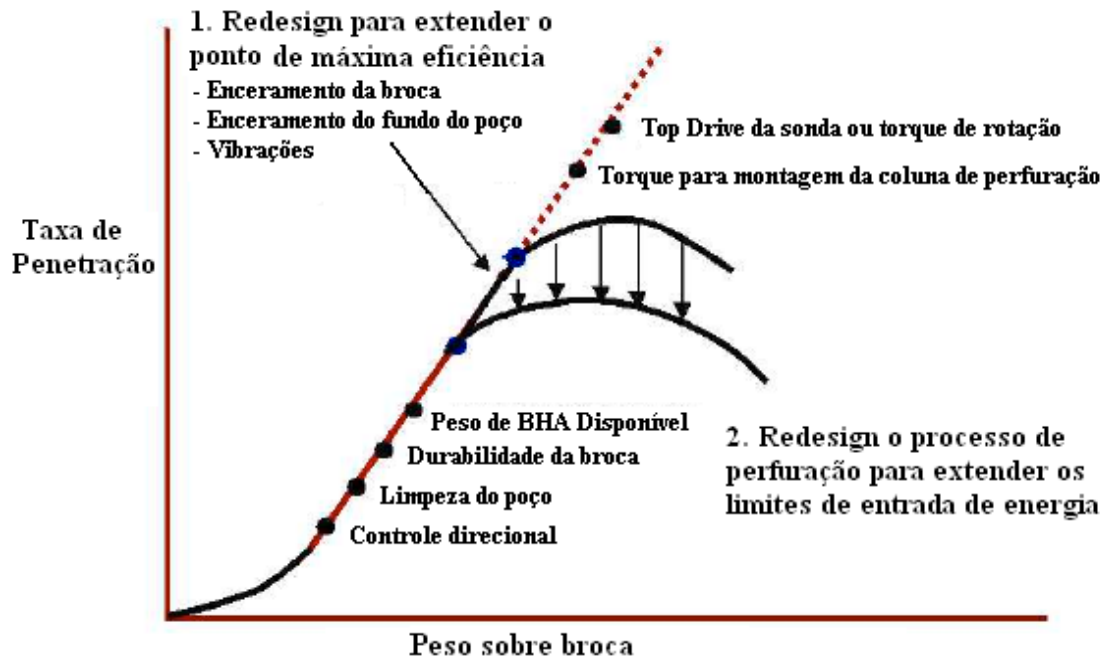


Figura 4. 16: Fatores que afetam a taxa de penetração (Fonte: DUPRIEST, F., KOEDERITZ, W., 2005)

4.2.2 Energia Mecânica Específica

A energia mecânica específica é uma razão. Ela quantifica a relação entre energia de entrada e taxa de penetração. Esta relação deve ser constante para uma dada rocha. Teale *et al.*, 1965 sugeriu que esta razão fosse dada por

$$MSE \approx \frac{\text{Energia de Entrada}}{\text{Taxa de Penetração}} \quad (11)$$

$$MSE = \frac{480 \times \text{Tor} \times \text{RPM}}{\text{Dia}^2 \times \text{ROP}} + \frac{4 \times \text{WOB}}{\text{Dia}^2 \times \pi} \quad (12)$$

onde, MSE = energia mecânica específica [psi]

ROP = taxa de penetração [ft/hr]

Tor = torque [ft/lb]

RPM = frequência de rotação [RPM]

Dia = número de dias [dia]

Através da plotagem da energia mecânica específica, pode-se ver se o sistema está abaixo ou acima do ponto de máxima eficiência, ou se há necessidade ou não mexer nos parâmetros de perfuração.

A energia requerida para destruir um dado volume de rocha é determinada pela resistência compressiva da rocha. Teale *et al*, 1965 obteve a equação da energia mecânica específica calculando o trabalho axial e torcional realizado pela broca e dividindo-o pelo volume de rocha perfurado. Embora exista uma conexão clara entre a resistência da rocha e a energia requerida para destruí-la, Teale *et al*, 1965 ficou surpreso quando dados de laboratório mostraram que o valor da energia mecânica específica era numericamente igual a resistência compressiva das rochas em psi. Isto é útil do ponto de vista de operações pois fornece um ponto de referência para a eficiência. Se a energia mecânica específica está perto da resistência da rocha confinada, a broca é eficiente. Se não, energia está sendo perdida. Este valor deve se alterar a medida que a litologia muda.

Para melhorar ainda mais a utilidade da energia mecânica específica nas operações de campo, a equação deste parâmetro foi ajustada incluindo-se um fator de eficiência.

$$MSE_{adj} = MSE \times EFF_m \quad (13)$$

onde, MSE = energia mecânica específica

MSE_{adj} = energia mecânica específica ajustada

EFF_m = Fator de ajuste

Como mostra a figura 3, as brocas transmitem apenas de 30 a 40% de energia para a destruição de um dado volume de rocha no pico de sua eficiência. Conseqüentemente, mesmo quando a broca está operando no pico de sua eficiência, na porção linear da curva de *drilloff*, o valor de energia mecânica específica proposto por Teale *et al* 1965 seria em torno de três vezes maior que a resistência compressiva da rocha. Multiplicando-se a equação pela eficiência mecânica da broca, o valor é reduzido a um que está mais perto da resistência da rocha (MSEadj).

4.2.3 Aplicações no Campo

A figura 4.17 mostra um exemplo de MSEadj exibido similarmente ao que o pessoal vê na sonda.

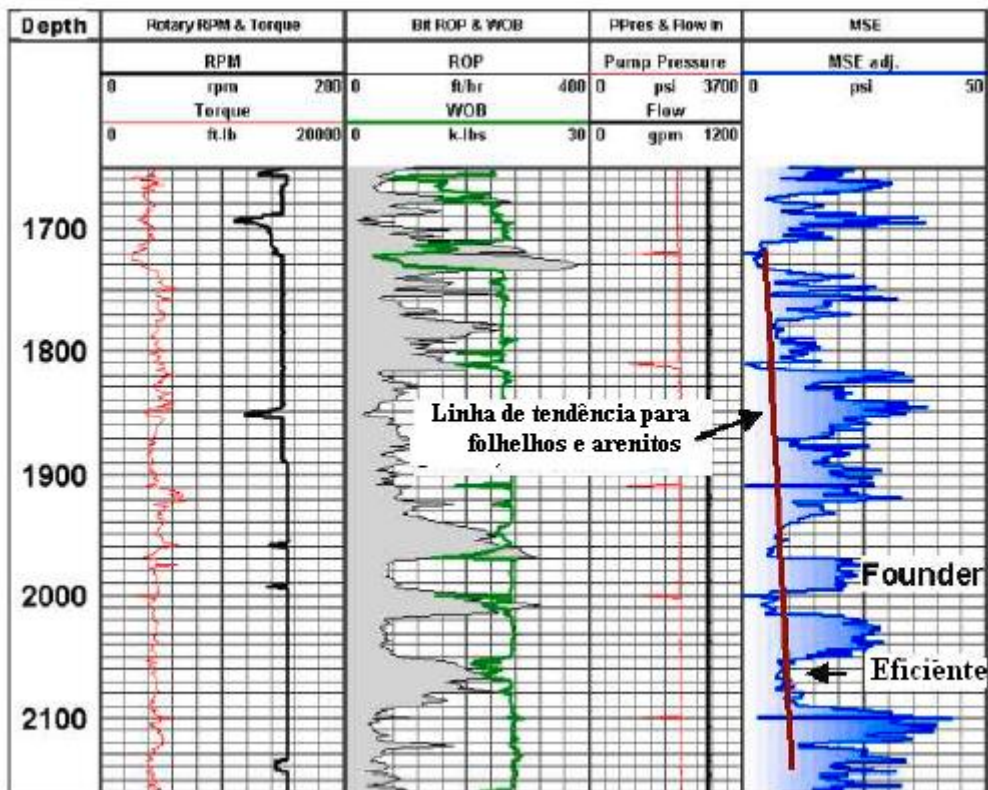


Figura 4. 17: MSEadj (Fonte: DUPRIEST, F., KOEDERITZ, W., 2005)

Os dados de entrada para a equação e outros dados-chaves são plotados do lado esquerdo e a MSEadj é mostrada na coluna mais à direita. Os dados são colhidos na superfície e encaminhados para o computador. Com o progresso da perfuração, a MSEadj calculada é exibida ao lado das curvas dos outros parâmetros de perfuração.

O intervalo mostrado na figura acima foi perfurado com uma broca de dentes 1-1-7 IADC, 20 lbs de peso sobre a broca e fluido à base água. A formação era macia, com resistência de rocha, tanto o folhelho como o arenito, igual a menos de 2000 psi. Então, se a broca fosse eficiente, a curva de MSEadj, estaria próxima do valor de 2000 psi. Porém, como pode-se ver na figura, este parâmetro está em torno de 25000 psi no folhelho e 2000 psi no arenito. Isto provavelmente está acontecendo devido a um encrasto da broca.

Neste exemplo, vemos uma das causas da ultrapassagem do ponto de máxima eficiência, o enceramento da broca. Como outros fatores, podemos citar as vibrações excessivas e o enceramento do fundo do poço.

4.2.4 Conclusões do Estudo de Caso

- A energia mecânica específica pode ser usada para encontrarmos o ponto em que o peso sobre a broca e a velocidade de rotação são ótimos (*founder point*) para uma dada broca, num dado cenário;
- Como vimos no estudo sobre taxas de penetração no Capítulo 3 deste trabalho, a broca PDC mostrou-se mais eficiente que as demais na dada formação;
- A energia mecânica específica deve ser usada cuidadosamente como uma ferramenta de orientação durante a perfuração;
- Através da análise da energia mecânica específica é possível melhorar as taxas de penetração com a alteração dos parâmetros de perfuração como o peso sobre a broca e velocidade de rotação da broca.

5 Conclusão

Como visto ao longo deste trabalho, é importante que se tenha uma visão abrangente de todo cenário que rege a perfuração de um poço. A técnica de como se efetuar a escolha de uma broca é muito importante, já que, apesar de as brocas de perfuração corresponderem a uma pequena parcela do alto investimento que essa atividade necessita, perfurando em lâminas d'água ultra-profundas e poços direcionais e horizontais cada vez mais longos, o tempo de manobra acaba se tornando excessivamente alto, influenciando de maneira decisiva no custo total da operação de perfuração. Sendo assim, para a escolha de uma broca de perfuração, devem ser levados em consideração tanto os aspectos tecnológicos como os econômicos.

O estudo sobre taxa de penetração procura fazer uma extensa análise sobre o desempenho de diferentes tipos de brocas de perfuração em diferentes tipos de formação a partir de testes laboratoriais. Chegou-se a conclusão que as brocas de PDC têm um maior potencial substancial de taxa de penetração que brocas impregnadas e tricônicas, mesmo quando permitidos pesos operacionais mais baixos, típicos de brocas de PDC. Brocas impregnadas e tricônicas são de 60 a 80% mais lentas que as brocas de PDC para um dado peso sobre a broca e uma dada velocidade de rotação para o ambiente investigado. Aliado a isso, está o conhecimento humano a respeito de determinada área e não existe *software* ou modelagem que possa substituir um profissional experiente.

Dois casos foram analisados. No primeiro caso, a tecnologia da broca híbrida utilizada em conjunto com um sistema de perfuração automatizado forneceu bons resultados em termos de taxa de penetração, controle de verticalidade, distância perfurada e estabilidade na perfuração de formações intercaladas. No segundo caso, vimos que a energia mecânica específica pode ser usada para encontrarmos o ponto em que o peso sobre a broca e a velocidade de rotação são ótimos (*founder point*) para uma dada broca, num dado cenário tomando seus devidos cuidados. Neste caso, observou-se a superioridade da broca de PDC, comprovando os estudos feitos em laboratório do Capítulo 3 deste trabalho.

São ainda indicadas as seguintes linhas de pesquisa:

- Realização de um estudo aprofundado da taxa de penetração com o uso de diferentes tipos de fluido de perfuração;
- Realização de um estudo de análise econômica do uso de diferentes brocas de perfuração em diferentes formações.

6 Referências Bibliográficas

AGUIAR, J., 2010, **Escolha de Broca de Perfuração Baseada em Dados de Compressibilidade e Litologias de um Cenário Ofshore do Brazil**, monografia, Faculdade Salesiana Maria Auxiliadora, Macaé, Brasil, 2010.

BOURGOYNE, A., *et al.*, **Applied Drilling Engineering**. 2. ed. Richardson, TX. Society of Petroleum Engineers, 1991.

DUPRIEST, F., KOEDERITZ, W., 2005, “Maximizing Drill Rates with Real- Time Surveillance of Mechanical Specific Energy”. **SPE Drilling Conference**, SPE-92194, Amsterdam, Holanda, 23-25 de Fevereiro.

JUDZIS, A., BLAND, R., CURRY, D., BLACK, *et al.* 2009, “Optimization of Deep-Drilling Performance – Benchmark Testing Drivers ROP Improvements for Bits and Drilling Fluids”. **SPE Drilling Conference**, SPE-105885, Amsterdam, Holanda, 20-22 de Fevereiro.

PLÁCIDO, J., PINHO, R., **Brocas de Perfuração de Poços de Petróleo**: Virtual Book, 2009. Disponível em: <http://pt.scribd.com/doc/43815403/Apostila-de-Brocas>. Acesso em : 20 ago. 2011, 16:30:30.

THONSON, I., KRASUK, R., ROMERO, K., 2011, “Hybrid Drill Bit Improves Drilling Performance in Heterogeneous Formation in Brazil”. **SPE Offshore Conference**, SPE-143686, Macaé, Brasil, 14-17 de Junho.

TRIGGIA, A., FILHO, C., MACHADO, J., **Fundamentos da Engenharia de Petróleo**. 2. ed. Interciência, Rio de Janeiro, Brasil. 2001.