



# **ENERGIA MECÂNICA ESPECÍFICA E SUAS APLICAÇÕES NA PERFURAÇÃO DE POÇOS DE PETRÓLEO**

**Guilherme Augusto dos Santos Britto**

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

Orientador: Prof. Dr. Paulo Couto

**RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL.  
FEVEREIRO, 2010.**



# **ENERGIA MECÂNICA ESPECÍFICA E SUAS APLICAÇÕES NA PERFURAÇÃO DE POÇOS DE PETRÓLEO.**

**Guilherme Augusto dos Santos Britto**

**PROJETO FINAL SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DO CURSO DE ENGENHARIA DO PETRÓLEO DA ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE INTEGRANTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO DO PETRÓLEO.**

**Aprovado por:**

---

**Prof. Dr. Paulo Couto – DEI/POLI – UFRJ**

---

**Prof. Dr. José Luis Drummond Alves – PEC/COPPE –  
UFRJ**

---

**Dr. Shiniti Ohara – Devon Energy**

---

**Eng. Sandro Alves – Baker Hughes INTEQ**

**RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL.  
FEVEREIRO, 2010.**

Britto, Guilherme Augusto dos Santos

Energia Mecânica Específica e suas Aplicações na  
Perfuração de Poços de Petróleo / Guilherme Augusto dos Santos  
Britto. – Rio de Janeiro: UFRJ/ Escola Politécnica, 2010.

XV, 82p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Paulo Couto

Projeto de Graduação – UFRJ/ Escola Politécnica/ Curso  
de Engenharia do Petróleo, 2010.

Referencias Bibliográficas: p. 81-82.

1. Perfuração de Poços de Petróleo. 2. Análise dos Parâmetros  
Mecânicos de Perfuração. 3. Energia Mecânica Específica. I.  
Couto, Paulo. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola  
Politécnica, Curso de Engenharia do Petróleo. III. Título.

# Agradecimentos

Agradeço e dedico este logro em primeiro lugar a Deus.

A minha amada esposa Monique e minha adorável filha pela compreensão e incentivo mesmo nos momentos mais difíceis. Aos meus pais e meu irmão Helder por todo esforço e sacrifício feitos no sentido de me propiciar a realização do meu sonho. Aos meus familiares sempre me incentivaram e apoiaram nessa jornada por vezes pesada, mas muito prazerosa e recompensadora.

Aos meus amigos do Programa de Pós-Graduação em Geografia, em especial Claudio Egler, pela confiança depositada em mim quando abriu as portas de trabalho que me propiciaram a continuidade do curso.

Aos professores do curso de Engenharia do Petróleo que tanto se esforçam para aprimorar o curso de fazer de nós engenheiros de petróleo, profissionais e pessoas melhores. Em especial aos professores Paulo Couto, Virgílio e Alexandre Leiras por sua incansável busca pelo melhor para o curso. Também não poderia deixar de citar os professores visitantes como Shiniti Ohara, Abelardo e Alexandre, que por vezes abriram mão de períodos de descanso para transmitir os seus conhecimentos.

A todas as pessoas e instituições que me ajudaram na realização desse trabalho. Em especial a Universidade Federal do Rio de Janeiro que abriu as portas para eu estudar e trabalhar, uma instituição da qual me orgulho muito de fazer parte. E a Baker Hughes, em especial a Raul Krasuk, Sandro Alves e Osvan Oliveira, que me abriu as portas para realização do estágio que muito me acrescentou profissionalmente.

E não poderia deixar de agradecer a minha turma de Engenharia de Petróleo, foram noites, madrugadas, fins de semana de muito estudo dos quais jamais me esquecerei. Hoje podemos olhar para trás e ver que todo sacrifício luta e suor derramado foi por um bem maior.

“Tudo que tenho, tudo que sou e o que vier a ser vem de ti Senhor”.

# Sumário

<b>Nomenclatura</b> .....	<b>viii</b>
<b>Lista de Figuras</b> .....	<b>x</b>
<b>Lista de Tabelas</b> .....	<b>xii</b>
<b>Resumo</b> .....	Erro! Indicador não definido.
<b>Abstract</b> .....	Erro! Indicador não definido.
<b>1. INTRODUÇÃO</b> .....	<b>15</b>
1.1. Motivação.....	2
1.2. Objetivos .....	4
<b>2. PERFURAÇÃO DIRECIONAL</b> .....	<b>6</b>
2.1. Aplicações Poços Direcionais.....	6
2.2. Definições Básicas .....	10
2.3. Sistemas de Referência .....	12
2.4. Registro Direcional .....	14
2.4.1. Equipamentos Magnéticos.....	15
2.4.2. Equipamentos Giroscópicos .....	15
2.4.3. Steering Tool .....	16
2.4.4. <i>Measurement While Drilling</i> (MWD) .....	16
2.4.5. LWD .....	17
2.5. Ferramentas Defletoras.....	18
2.5.1. Componentes Básicos.....	18
2.5.2. Motor de Fundo ( <i>Mud Motor</i> ) .....	20
2.5.3. Sistema <i>Steerable</i> .....	21
2.5.4. Sistema <i>Rotary Steerable</i> .....	22
2.6. Brocas.....	25

2.6.1.	Brocas sem partes móveis ( <i>drag bit</i> ).....	25
2.6.2.	Brocas com partes móveis ( <i>roller cone bit</i> ) .....	26
2.7.	<i>Geosteering</i> .....	27
2.8.	Acompanhamento Perfuração .....	28
2.8.1.	Histórico .....	28
2.8.2.	<i>Mud Logging</i> .....	30
2.8.3.	Centros Técnicos de Suporte.....	31
<b>3.</b>	<b>ENERGIA MECÂNICA.....</b>	<b>33</b>
3.1.	Introdução .....	33
3.2.	Revisão Bibliográfica .....	33
3.3.	<i>Drill rate test</i> .....	38
3.4.	Pós - Análise da perfuração .....	42
3.5.	Predição da Performance da broca .....	44
<b>4.</b>	<b>APLICAÇÕES DE CAMPO MSE.....</b>	<b>46</b>
4.1.1.	Introdução.....	46
4.1.2.	Enceramento da broca ( <i>bit balling</i> ) .....	49
4.1.3.	Vibrações .....	52
4.1.4.	<i>Bottom Hole Balling</i> .....	58
4.1.5.	Fontes de erro nas leituras .....	58
4.1.6.	Considerações finais MSE .....	59
<b>5.</b>	<b>ESTUDO DE CASO.....</b>	<b>61</b>
5.1.	Introdução .....	61
5.2.	Informações Gerais .....	62
5.3.	Análise dos Resultados .....	70
<b>6.</b>	<b>CONCLUSÃO.....</b>	<b>77</b>
6.1.	Recomendações .....	78
<b>7.</b>	<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</b>	<b>80</b>



# Nomenclatura

$A_B$	Área do poço .....	[in <sup>2</sup> ]
$D_B$	Diâmetro da broca .....	[in]
$T$	Torque .....	[lbf x ft]
$WOB$	Peso sobre broca .....	[lbf]
$E_S$	Energia Específica .....	[psi]
$ROP$	Taxa de penetração .....	[ft / h]
$N$	Freqüência de rotações na coluna.....	[1 / min]
$EFF_M$	Eficiência Mecânica .....	[percentual]
$DP$	Diferencial de Pressão .....	[psi]
$P_{POROS}$	Pressão de poros .....	[psi]
$ECD$	Densidade equivalente de circulação .....	[lbm/gal]

## Símbolos Gregos:

$\mu$	Coeficiente de fricção por escorregamento da broca.....	[ - ]
$\phi$	Ângulo interno de atrito da rocha .....	[ - ]

## Subscritos:

( )<sub>ADJ</sub> Ajustada

## Siglas:

BHA	<i>Bottom Hole Assembly</i>
DOC	Profundidade de corte (do inglês, <i>depth of cut</i> ).
$EFF_M$	Taxa de eficiência mecânica
LWD	<i>Logging while drilling</i>
MD	<i>Rotary Steerable System</i>

MSE	Energia Mecânica Específica
MWD	<i>Measured while drilling</i>
PDC	<i>Polycrystalline diamond compacts</i>
ROP	Taxa de penetração (do inglês, <i>rate of penetration</i> ).
RPM	Rotações por minuto
TSP	<i>Thermally Stable Polycrystalline</i>
TVD	<i>True vertical depth</i>
WOB	Peso sobre broca (do inglês, <i>weight on bit</i> ).

## Lista de Figuras

Figura 1: Aplicações de poços direcionais (Thomas <i>et al.</i> , 2001).....	6
Figura 2: Vários poços direcionais perfurados a partir de um <i>template</i> (Inteq/Baker Hughes,1995). .....	7
Figura 3: Perfuração de poços de alívio para controle de <i>blowout</i> (Inteq/Baker Hughes,1995). .....	8
Figura 4: Correção de poços verticais que por tendência da formação saíram da trajetória (Inteq/Baker Hughes,1995).....	8
Figura 5: Exemplos de realização <i>sidetrack</i> (Inteq/Baker Hughes,1995).....	9
Figura 6: Reservatório inacessível por poço vertical, explorado por intermédio de poço direcional (Inteq/Baker Hughes,1995). .....	10
Figura 7: Direção principal expressa pelo rumo (esquerda) e pelo Azimute (direita) (modificado: Inteq/Baker Hughes,1995). .....	11
Figura 8: Esquema ilustrativo de possibilidades de orientação da <i>tool face</i> (Inteq/Baker Hughes,1995). .....	11
Figura 9: Representação zona UTM (fonte: <a href="http://www.esteio.com.br/empresa/index.htm">http://www.esteio.com.br/empresa/index.htm</a> . Último acesso em: 05/05/2009) ...	13
Figura 10: Ferramenta de MWD e LWD integrado (fonte: <a href="http://www.bakerhughes.com">www.bakerhughes.com</a> Último acesso em 12/11/2009).....	17
Figura 11: Composição coluna ilustrando efeito alavanca (Inteq/Baker Hughes,1995). .....	18
Figura 12: Exemplo de composição para manter ângulo (Rocha <i>et al.</i> , 2008). .....	19
Figura 13: Composição coluna ilustrando efeito pêndulo (Inteq/Baker Hughes,1995). ..	20
Figura 14: Componentes principais motor de fundo (Rocha <i>et al.</i> , 2008). .....	21
Figura 15: Representação da lógica de controle do RSS (modificado fonte: <a href="http://www.bakerhughes.com">www.bakerhughes.com</a> , último acesso em 12/07/2009).....	22
Figura 16: Sistema rotary steerable (push the bit) (modificado, fonte: <a href="http://www.bakerhughes.com">www.bakerhughes.com</a> Último acesso em 12/05/2009) .....	23
Figura 17: Atuação dos pads e a força que atua empurrando a broca (modificado, fonte: <a href="http://www.bakerhughes.com">www.bakerhughes.com</a> , último acesso em 12/10/2009). .....	24
Figura 18: Mecanismo de funcionamento da ferramenta <i>point the bit</i> (Inteq/Baker Hughes,1995) .....	24

Figura 19: Brocas: (esquerda) com partes móveis; (direita) sem partes móveis (Baker Hughes, 2009) .....	25
Figura 20: Exemplo técnica Geosteering. ....	28
Figura 21: <i>Geolograph</i> (fonte: <a href="http://www.clearcreekassociates.com">http://www.clearcreekassociates.com</a> Último acesso em 3/5/2009).....	29
Figura 22: Monitoramento centros de suporte técnico (fonte: <a href="http://www.canrig.com/default.asp">http://www.canrig.com/default.asp</a> . Último acesso em 30/06/2009).....	32
Figura 23: Ensaio triaxial em uma amostra cilíndrica exemplificando o que ocorre com o aumento da pressão de confinamento (Azevedo e Marques, 2002).....	36
Figura 24: Comportamento da eficiência da transferência de energia das brocas (Dupriest <i>et al.</i> , 2005).....	38
Figura 25: Exemplo de curva de <i>drill rate test</i> (Dupriest <i>et al.</i> , 2005). ....	39
Figura 26: Distância entre o MSE calculado (ponto azul) e a curva de resistência da rocha representa possibilidade de melhorias na performance da perfuração. ....	43
Figura 27: Tendência do MSE a resistência da rocha (HCC/Baker Hughes, 2002).....	44
Figura 28: Tendência de crescimento da curva do MSE quando o sistema esta acima do <i>founder point</i> (Dupriest <i>et al.</i> , 2005). ....	47
Figura 29: Exemplo de teste de <i>drilloff</i> (Dupriest <i>et al.</i> , 2005). ....	48
Figura 30: Founder point foi deslocado, com o aumento do HSI (Dupriest <i>et al.</i> , 2005).. .....	50
Figura 31: Detecção de <i>balling</i> pelo MSE (Dupriest <i>et al.</i> , 2005). ....	52
Figura 32: Tipos de vibração da coluna de perfuração (Rocha <i>et al.</i> , 2008).....	53
Figura 33: Utilização MSE para mitigar vibrações (Dupriest <i>et al.</i> , 2005). ....	55
Figura 34: Vibrações e elevação do MSE (Dupriest <i>et al.</i> , 2005). ....	56
Figura 35: MSE utilizado solução de elevados níveis de vibrações (Dupriest <i>et al.</i> , 2005).....	57
Figura 36: MSE como ferramenta de otimização. ....	62
Figura 37: Tensões atuando na rocha na perfuração do poço (modificado: HCC/Baker Hughes, 2002). ....	64
Figura 38: Parâmetros ROP e RPM utilizados na perfuração Poço 1. ....	65
Figura 39: Parâmetros torque e WOB utilizados na perfuração Poço 1.....	66
Figura 40: Curvas de MSE, UCS e CCS (poço 1). ....	66
Figura 41: Eficiência Mecânica (poço 1). ....	67
Figura 42: Parâmetros ROP e RPM utilizados na perfuração do poço 2.....	68
Figura 43: Parâmetros Torque e WOB utilizados na perfuração do poço 2.....	68
Figura 44: Curvas de MSE, UCS e CCS (poço 2). ....	69
Figura 45: Eficiência Mecânica (poço 2). ....	69

Figura 46: Análise perfuração (poço 1) 2370-2382m. ....	70
Figura 47: Análise perfuração (poço 1) 2500-2530m .....	71
Figura 48: Análise perfuração (poço 1) 2550-2600m .....	72
Figura 49: Análise perfuração (poço 2) 2650-2850m. ....	73
Figura 50: Análise perfuração (poço 2) 2515-2550m. ....	74
Figura 51: Análise perfuração (poço 2) 3200-3340m. ....	75
Figura 52: Comparação MSE na superfície e no fundo.....	76

## **Lista de Tabelas**

Tabela 1: relação DTS e DTC para algumas litologias ( fonte: One Baker Hughes – HCC).....	63
---	----

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

## ENERGIA MECÂNICA ESPECÍFICA E SUAS APLICAÇÕES NA PERFURAÇÃO DE POÇOS DE PETRÓLEO

Guilherme Augusto dos Santos Britto

Fevereiro / 2010

Orientador: Paulo Couto

Curso: Engenharia do Petróleo

Num cenário em que os preços para perfuração de poços de petróleo apresentam custos crescentes, devido às dificuldades das novas áreas a serem perfuradas, o custo da perfuração assume papel cada vez mais relevante na exploração de um campo petrolífero. Uma forma de amenizar o problema é sendo o mais eficiente possível.

Dentro desse contexto, iniciativas tem sido realizadas com o objetivo otimizar a perfuração. Infelizmente, muito pouco se fez no sentido de estabelecer o que seriam operações eficientes e praticamente toda análise se baseia em comparações com uma base de dados de poços de correlação. Porém, essa avaliação é extremamente subjetiva. Na década de 90, algumas empresas aplicando a técnica de análise mecânica dos parâmetros de perfuração proposta por Teale (1965) e Lubinski (1958), obtiveram resultados surpreendentes com ganhos expressivos em redução do tempo de sonda.

O modelo baseado na Energia Mecânica Específica foi inicialmente utilizado para avaliação dos resultados de laboratório em testes em escala real (Tibbits, 1979). O modelo foi validado e se mostrou uma excelente ferramenta para determinação de parâmetros de perfuração mais eficientes e, também detecção de problemas / ineficiências como: *bit balling*, vibrações, *bottom hole balling* dentre outros.

O trabalho proposto tem por objetivo explicar a metodologia de análise, algumas de suas possibilidades de aplicação, e pela análise de exemplos de caso com dados reais de poços perfurados no Brasil, mostrar como poderia ser aplicado na atividade para constituir se uma ferramenta muito útil no auxílio à tomada de decisões em tempo real e na análise pós-perfuração, por exemplo.

Palavras-chave: 1- perfuração de poços de petróleo, 2- análise dos parâmetros mecânicos de perfuração, 3- energia mecânica específica.

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

## SPECIFIC MECHANICAL ENERGY AND APLICATIONS FOR OIL WELL DRILLING.

Guilherme Augusto dos Santos Britto

February / 2010

Advisor: Paulo Couto

Course: Petroleum Engineering

In a scenario where prices for oil well drilling has increased costs due to the difficulties of the new areas to be drilled, drilling costs assume relevant role in operating an oilfield.

Within this equation of increasing costs, a way to alleviate the problem is being as efficient as possible. When you try to ensure the optimization of drilling from a technical and economical point of view, you achieve the goal: "oil cheaper and faster." This is undoubtedly the dream of any operator.

In this context, efforts have been made in order to optimize drilling. Unfortunately, very little was made in order to establish what would be efficient operations and almost all analysis is based on comparisons with offset wells. However, this assessment is extremely subjective. In the 90s, some companies using the mechanical analysis technique of drilling parameters proposed by Teale (1965) and Lubinski (1958) achieved outstanding results with significant gains reducing the rig time.

The model based on the specific mechanical energy was initially used to evaluate results of laboratory tests in a real scale (Tibbits, 1979). The model was validated and proved to be an excellent tool for measuring drilling parameters and also more efficient detection of problems / inefficiencies such as bit balling, vibration, bottom hole balling among others.

The proposed work aims to explain the methodology of analysis, some of its possible applications and analysis of case studies with real data from wells drilled in Brazil, showing how it could be applied to the activity to be a very useful tool in aid decision making in real time and in the post-drilling analysis, for example.

*Keywords:* 1 - oil wells drilling, 2 - mechanical parameters of drilling analysis, 3 - specific mechanical energy.

## 1. INTRODUÇÃO

É notório o desenvolvimento da Engenharia de Petróleo brasileira na última década; vide a evolução da produção de petróleo em território nacional, nos últimos anos.

Esse considerável avanço foi possível graças a um investimento maciço em Engenharia de Poço. A perfuração de poços de petróleo tem se destacado muito nos últimos anos. A profundidade média de lâmina d'água dos poços exploratórios subiu de 1600 m para um patamar de 2650 m em pouco menos de 10 anos. Essa mesma tendência ocorreu em poços de desenvolvimento, com a estabilização da lâmina d'água 1850, considerada ultraprofunda. (Rocha *et al.*,2008).

Além dos incrementos de lâmina d'água, houve um grande aumento da dificuldade desses poços, por exemplo, maiores profundidades, formações mais duras e abrasivas, controle direcional. Os poços de desenvolvimento são em sua grande maioria direcionais. Poços direcionais com grandes inclinações e horizontais constituem hoje um padrão utilizado na indústria para poços de desenvolvimento.

É bem intuitivo perceber que perfurar um poço vertical é muito mais simples e barato que perfurar um poço direcional. Porém, sem a utilização dos poços direcionais não seria possível produzir determinados campos e em determinadas regiões, seja por restrições ambientais (no caso de um reservatório localizado em área de proteção ambiental), seja por restrições de ordem econômica (um poço vertical possui uma seção área de contato com o reservatório muito menor que um direcional).

A perfuração direcional possibilitou o aumento das reservas pela possibilidade de recuperar hidrocarbonetos que somente com poços verticais não poderiam ser recuperados. Por outro lado existe uma maior dificuldade em perfurar esse tipo de poço. Isso resultou em cenários de custos elevados, pois existe a necessidade de investimentos maiores em ferramentas adicionais para realização do acompanhamento da perfuração (MWD), perfurar os trechos de ganho de ângulo (motor de fundo, *rotary steerable* etc), maior quantidade de revestimentos, dificuldades operacionais (limpeza de poço, riscos de prisão da coluna) e etc. Essas e outras dificuldades são potencializadas no ambiente *offshore* de perfuração. A análise de dados em tempo real é um elemento central na hora de reduzir os custos de perfuração e melhorar a eficiência da perfuração, possibilitando assim atuar de forma pró-ativa em relação a um problema, sem ter que esperar para melhorar a eficiência somente no próximo poço na região.

A energia mecânica específica, proposta inicialmente por Teale em 1965, tem sido utilizada com ferramenta de acompanhamento e tem permitido a obtenção de ganhos em performance do poço enquanto se perfura o mesmo. Esses ganhos em performance ocorrem pela melhor escolha dos parâmetros de perfuração, pela detecção de problemas e pela possibilidade de verificar precocemente a eficácia das ações mitigadoras implementadas.

Empresas como Chevron e Exxon Mobil implementaram metodologias de acompanhamento da perfuração baseada na energia mecânica e tem obtido resultados expressivos com incrementos da taxa de penetração dos poços perfurados e mitigação de problemas. De uma maneira geral tem se obtido uma operação de perfuração mais eficiente, atingindo os objetivos propostos com a menor utilização de recursos, mas sem comprometer a segurança das pessoas envolvidas e o meio ambiente.

## **1.1. Motivação**

Num cenário de recursos escassos é preciso sempre buscar soluções que minimizem o custo de um projeto. No caso do Brasil onde a maior parte dos poços produtores estão no mar, ambiente de custos elevadíssimos, é de suma importância a busca de soluções para minimizar os custos de produção desses campos.

A perfuração direcional do Brasil está diante de um novo desafio: como viabilizar o desenvolvimento dos campos do pré-sal. Sem dúvida a necessidade de utilização de poços direcionais irá ajudar a contornar esse problema. Porém, é necessário ser o mais eficiente possível ou sofrer a pena de elevar os custos da perfuração dos poços no pré-sal ou até mesmo inviabilizar a exploração dos campos.

Tomar decisões mitigadoras em uma etapa inicial do problema possibilita uma vantagem competitiva sem igual. E no caso do pré-sal existe uma combinação de fatores que dificultam e elevam os custos dos poços perfurados.

Existem diversas informações disponíveis para o acompanhamento em tempo real, mas talvez devido a grande quantidade, não se consiga ter sensibilidade de como a informação pode ser usada para mitigar problemas, ou até mesmo, preveni-los.

A utilização de conceitos físicos simples fornece uma ferramenta de análise da operação de perfuração em tempo real, possibilitando a equipe de sonda uma grande economia de tempo, pela antecipação de problemas e condução de uma operação mais segura e eficiente.

Conseguir agregar experiência difundindo uma nova técnica que já está sendo aplicada com sucesso em alguns países. Com grandes possibilidades de ajudar a contornar problemas e limitações de ordem técnica inerentes a atividade de exploração de petróleo são motivações que impeliram e motivaram na realização dessa pesquisa.

## 1.2. Objetivos

O Objetivo dessa monografia é estudar uma técnica que vem sendo utilizada por algumas empresas, principalmente no exterior, para a otimização e acompanhamento em tempo real da perfuração de poços de petróleo. Os resultados obtidos em outros países chamam muita atenção, onde recordes de taxa de penetração foram superados em muitos casos (Dupriest *et al.*, 2005).

E a aplicabilidade dessa tecnologia nas bacias brasileiras ainda não foi investigada. Esse trabalho permitirá uma visão geral do estado da arte da perfuração direcional e uma visão geral dos conceitos de energia mecânica específica, algumas de suas aplicações no campo. E em seguida, analisará, com dados de poços perfurados no Brasil, a aplicabilidade da metodologia da energia mecânica específica como ferramenta de acompanhamento e otimização da perfuração.

Para cumprir esse objetivo o trabalho foi dividido em cinco capítulos e seus respectivos objetivos.

Capítulo 1: Uma breve discussão sobre o problema, a motivação e os objetivos da pesquisa.

Capítulo 2: fornecer conceitos básicos necessários para o entendimento do que é uma perfuração direcional e ferramentas associadas.

Capítulo 3: pela realização de uma revisão bibliográfica explicar os conceitos envolvidos na energia específica e algumas de suas possibilidades de aplicação na perfuração de poços de petróleo.

Capítulo 4: serão abordadas algumas das aplicações da energia específica na indústria do petróleo. E alguns problemas de ordem prática identificáveis pelo método.

Capítulo 5: trata do estudo de caso com informações de poços perfurados nas bacias brasileiras e aplicação da técnica propriamente dita.

## 2. PERFURAÇÃO DIRECIONAL

### 2.1. Aplicações Poços Direcionais

A perfuração direcional é a técnica de perfuração de poços de petróleo que permite que poços inclinados atinjam objetivos localizados em coordenadas diferentes daquelas da cabeça do poço. Essa técnica é fundamental para Engenharia de Petróleo, pois desde a sua invenção tem possibilitado, entre outros:

- Atingir alvos de difícil acesso;
- *Sidetracks*;
- Poços direcionais para a exploração;
- Poços direcionados perfurados a partir de uma plataforma única;
- Poços direcionais para controle de *blowout*;
- Poços multilaterais e horizontais;
- Perfurar uma falha ou domo salino.

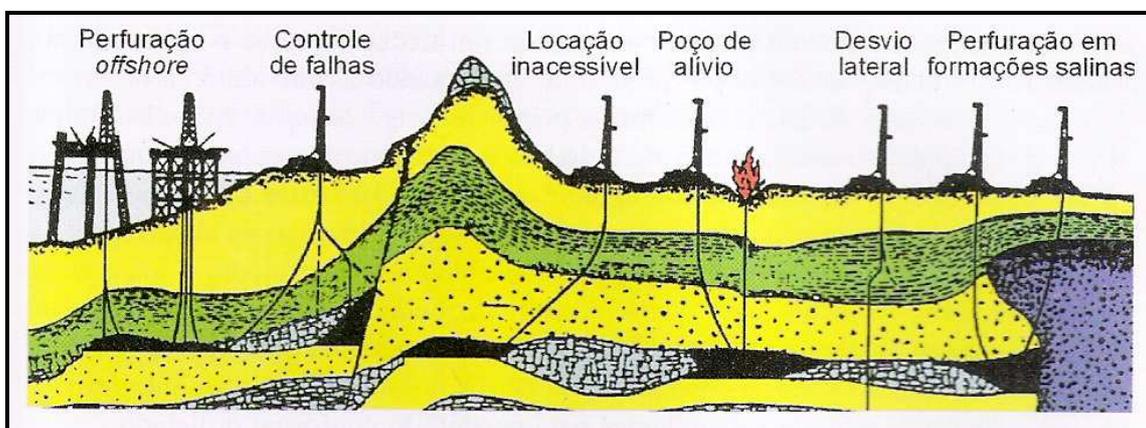


Figura 1: Aplicações de poços direcionais (Thomas *et al.*, 2001).

Perfurar múltiplos poços de uma plataforma fixa, talvez seja a aplicação mais comum de poços direcionais. Uma grande vantagem também é a construção dos poços via utilização de um *template*. O *template* atua como uma base guia para a perfuração dos poços, além de alojar a cabeça dos mesmos.

A vantagem de sua utilização reside no fato de enquanto a plataforma de produção está sendo construída, perfuram-se os poços com uma sonda de perfuração flutuante. Com isso economiza-se um tempo considerável caso fosse necessário esperar a construção da plataforma fixa para perfurar os poços, possibilitando o início da produção mais rápido. Além é claro, da otimização das linhas de produção, já que o *template* pode reunir vários poços em uma única linha de produção conectados a plataforma produtora. A Figura 2 é um exemplo de arranjo submarino obtido com a utilização de *templates*.

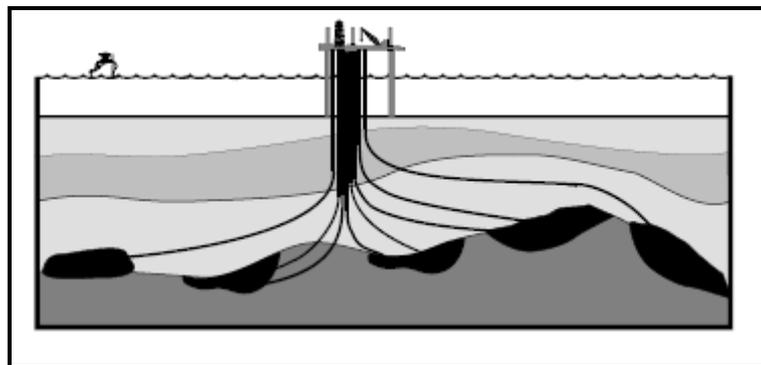


Figura 2: Vários poços direcionais perfurados a partir de um *template* (Inteq/Baker Hughes, 1995).

O controle de *blowout* é feito pela perfuração de poços direcionais de alívio. O poço de alívio é direcionado para passar o mais perto possível do reservatório do poço em *blowout*. Quando for verificado o contato hidráulico, injeta-se lama de perfuração pesada com objetivo de matar o poço em fluxo descontrolado. Essa aplicação é importantíssima, pois muitos *blowouts* tem consequências catastróficas, destruindo a plataforma ou não permitindo sequer o acesso a mesma. Nesses casos a única solução para o problema pode ser a perfuração do poço de alívio, essa técnica é ilustrada na Figura 3.

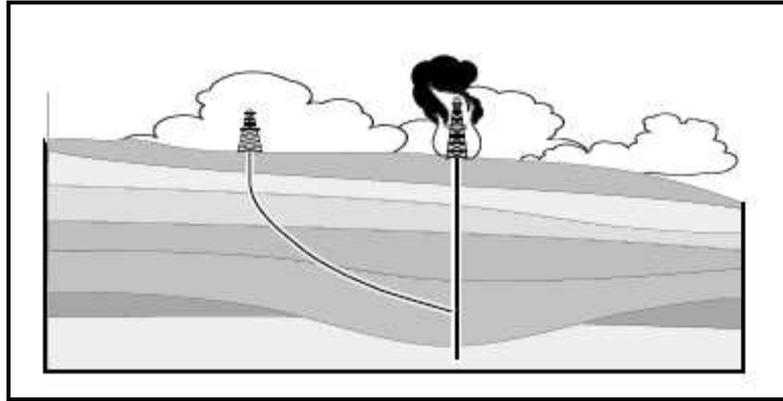


Figura 3: Perfuração de poços de alívio para controle de *blowout* (Inteq/Baker Hughes, 1995).

Quando um desvio ocorre em um poço projetado para ser vertical, é preciso aplicar técnicas de controle da trajetória para corrigir o desvio da trajetória e trazer o poço de volta para vertical. Esse problema ilustrado na Figura 4 foi umas das primeiras aplicações da perfuração direcional.

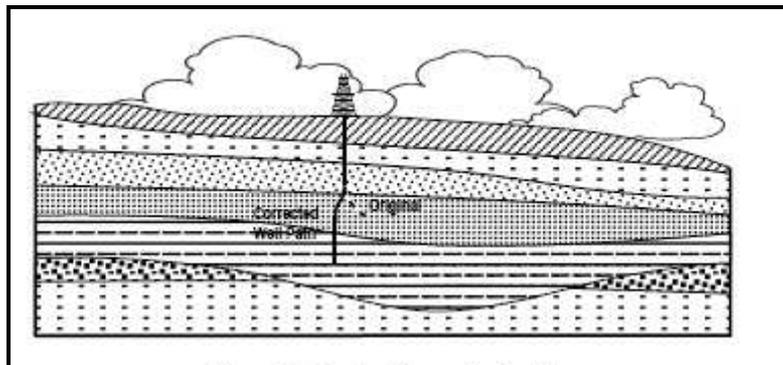


Figura 4: Correção de poços verticais que por tendência da formação saíram da trajetória (Inteq/Baker Hughes, 1995).

O *sidetrack* é a técnica de realizar um desvio em um poço já perfurado. Possui várias aplicações, como por exemplo: reperfuração de poços perdidos, o poço original ficou obstruído por peixe, entre outros. A técnica de *sidetrack* permite realizar um desvio no poço original evitando assim a perda total do poço.

Uma outra aplicação muito utilizada é a perfuração de poços piloto quando perfurando poços direcionais. O poço piloto permite: a identificação da

altura esperada da camada de interesse (reservatório), a identificação dos contatos água / óleo e gás / óleo, a estratigrafia do reservatório ou as profundidades das camadas do reservatório com melhores condições permeáveis. Em seguida, cimenta-se o trecho vertical, realiza-se o *sidetrack*, entrando no reservatório a 90°. O trecho a ser cimentado pode ser direcional.

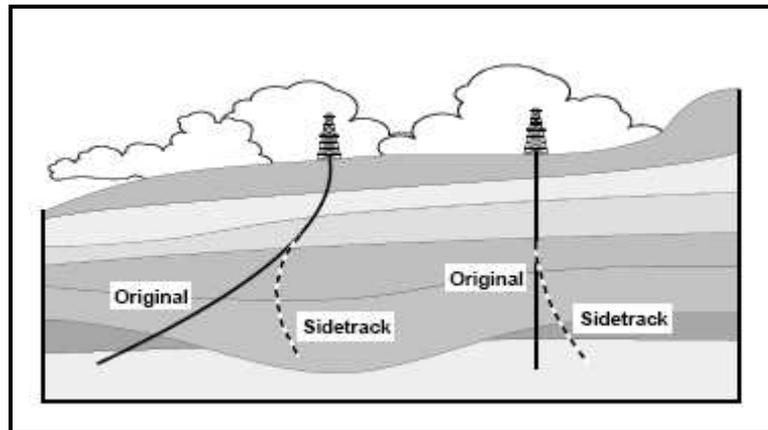


Figura 5: Exemplos de realização *sidetrack* (Inteq/Baker Hughes, 1995).

A perfuração de poços em locais de difícil acesso tem várias aplicações. Em geral, todas as situações poderiam ser resolvidas colocando a sonda diretamente sobre os objetivos e perfurando verticalmente. Porém, isso representaria projetos mais difíceis e caros de serem realizados. Exemplo: exploração de um reservatório em uma área de proteção ambiental via sonda offshore ou explorar um reservatório abaixo de uma montanha.

É importante ressaltar a importância dos poços direcionais minimizando os impactos ao meio ambiente. Uma vez que se consiga perfurar vários poços de uma mesma posição da sonda (utilizando template), atenua-se o impacto das linhas de amarração da embarcação sobre o fundo marinho, e também permite explorar reservatórios localizados sob áreas de proteção ambiental sem causar prejuízos ao ecossistema local.

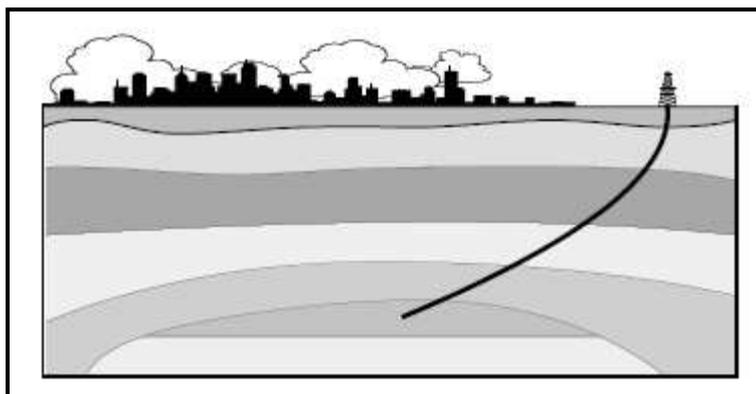


Figura 6: Reservatório inacessível por poço vertical explorado por intermédio de poço direcional (Inteq/Baker Hughes, 1995).

## 2.2. Definições Básicas

**Afastamento:** Um poço é considerado direcional quando a linha vertical passando pelo objetivo (*target*) está localizada a certa distância horizontal da cabeça do poço. Esta distância horizontal é denominada afastamento do objetivo e cada profundidade terá um afastamento em relação à sua cabeça.

**Profundidade vertical (TVD) e profundidade medida (MD):** A distância vertical da mesa rotativa a um ponto do poço é chamada profundidade vertical (TVD = *true vertical depth*), ao passo que a distância percorrida pela broca para atingir esta profundidade é chamada de profundidade medida (MD = *Measured depth*).

**Inclinação:** A inclinação de um poço é definida como sendo o ângulo (em graus) entre o eixo vertical e o eixo da trajetória do poço em um determinado ponto. A referência utilizada para o eixo vertical é o vetor gravitacional no local em questão. Por convenção adotou-se  $0^{\circ}$  para um poço vertical e  $90^{\circ}$  para um poço horizontal.

**Direção base do poço:** ângulo formado entre a projeção horizontal do poço e o Norte Geográfico verdadeiro da Terra. Essa direção pode ser representada pelo azimute varia de  $0$  a  $360^{\circ}$  medido no sentido horário em

relação ao Norte Geográfico. Já o rumo varia de 0 a 90° e usa como referência os quadrantes NE, SE, SW e NW.

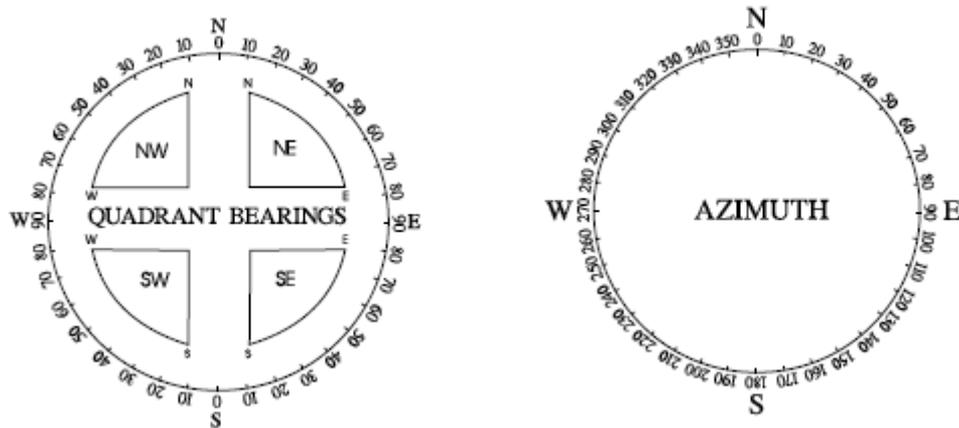


Figura 7: Direção principal expressa pelo rumo (esquerda) e pelo Azimute (direita) (modificado: Inteq/Baker Hughes,1995).

**Orientação da *Tool Face*:** é definido como o ângulo formado pela face da ferramenta direcional e o lado alto (*highside*) do poço em um plano perpendicular ao eixo do poço.

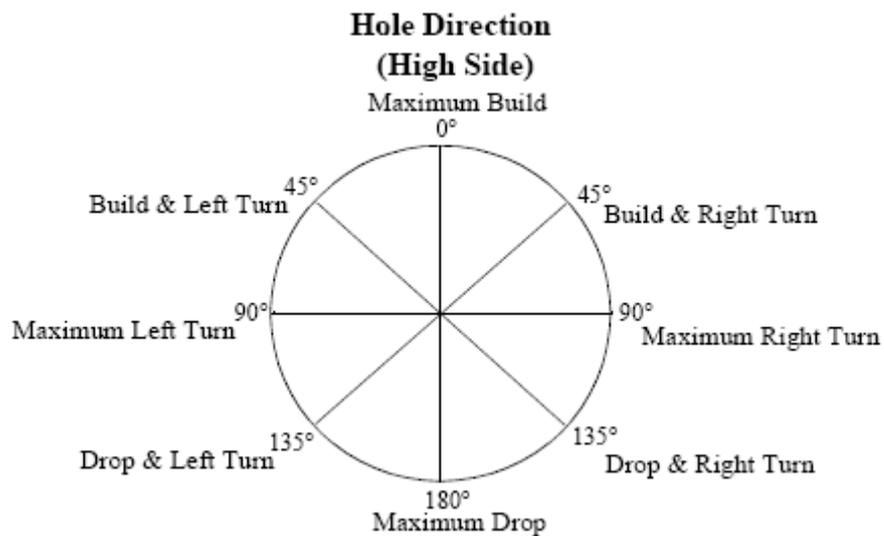


Figura 8: Esquema ilustrativo de possibilidades de orientação da *tool face* (Inteq/Baker Hughes,1995).

## 2.3. Sistemas de Referência

Coordenadas são elementos que servem para determinar a posição de um ponto em relação a um sistema de referência, o que em termos de perfuração direcional significa saber a posição do poço a cada metro planejado e perfurado.

As coordenadas geográficas são um exemplo de sistema de referência. Nesse tipo de representação todos os pontos da superfície terrestre são localizados pelo cruzamento de duas linhas imaginárias separadas em intervalos regulares e medidas em graus: latitudes (ou paralelos) ou longitudes (ou meridianos).

As latitudes são as linhas paralelas à linha do Equador, a medida é feita partindo do Equador em direção aos Pólos variando de  $0^{\circ}$  a  $90^{\circ}$  na direção Norte e Sul. Já a longitude são linhas imaginárias paralelas ao meridiano de Greenwich variando de  $0^{\circ}$  a  $180^{\circ}$  para Leste e Oeste.

O sistema de referência largamente utilizado na indústria do petróleo é o geodésico. Mais precisamente a Projeção Mercator Transverso (UTM – *Universal Transversal Mercator*). Neste método de projeção um cilindro envolve o globo, minimizando assim as distorções no Pólo. As seções do globo são projetadas sobre uma superfície plana, e cada uma destas seções é chamada zona cuja largura é de  $6^{\circ}$ . Existem 60 zonas para cobrir a terra inteira.

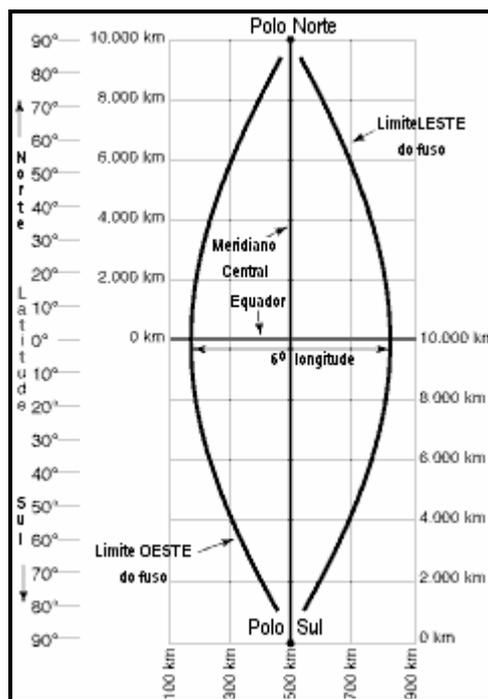


Figura 9: Representação zona UTM (fonte:

<http://www.esteio.com.br/empresa/index.htm>. Último acesso em: 05/05/2009)

Para definir a posição de um objeto em coordenadas UTM através de três elementos: (1) a zona que ele está; (2) o *Easting*; (3) *Northing*. *Easting* é a medida Leste / Oeste que “corresponde” a longitude. Já o *Northing* “corresponde” a latitude. As coordenadas são medidas em metros. Coordenadas *Northing* são medidos a partir do Equador. Para o Hemisfério Norte, o Equador é considerado 0, e aumenta na direção Norte até 10.000.000 m. No Hemisfério Sul, o Equador é considerado como 10.000.000 m e os valores diminuem na direção Sul.

Para coordenadas *Easting*, o meridiano central corresponde a 500.000 m, os valores crescem do Oeste para o Leste. Variando desde 0 no extremo Oeste para 1.000.000 m no extremo Leste. Ou seja, coordenadas UTM são sempre *Northings* e *Eastings* e são sempre positivas.

As ferramentas magnéticas utilizadas para localização do poço no espaço utilizam como referência o norte magnético da Terra. Porém, o Norte Magnético da Terra é mutável com o tempo. Diante disso é preciso referenciar o poço em

relação a uma referência absoluta. O Norte Verdadeiro (Norte Geográfico) é o ponto no qual o eixo de rotação da Terra intercepta o Pólo Norte.

Os sensores direcionais utilizados na perfuração de poços de petróleo medem a direção com base no Norte Magnético (*magnetic north* - MN). Porém, o mesmo não é fixo, é variável em função do tempo. Em função disso é preciso corrigir os registros direcionais para o Norte verdadeiro (*true north* – TN) que é uma referência absoluta.

Para executar essa conversão é preciso saber a declinação que nada mais é que o ângulo formado no sentido do Norte Magnético (MN) para o Norte verdadeiro. O cálculo da declinação é obtido através do modelo geomagnético vigente, já que o Norte Magnético varia com o passar do tempo, levando-se em consideração a intensidade do campo magnético, latitude e longitude da região.

## 2.4. Registro Direcional

As medidas direcionais comumente são conhecidas como *surveys* e são necessárias para que a trajetória do poço seja definida, e para que a mesma esteja localizada no espaço. Os *surveys* são obtidos por equipamentos especiais e sua obtenção é fundamental, por exemplo, para assegurar que:

- Os objetivos geológicos sejam atingidos;
- A colisão entre os poços seja evitada;
- Os poços em *blowout* sejam combatidos através da perfuração de poços de alívio;
- O posicionamento do *sidetrack* em poços multilaterais esteja correto;
- Os pontos críticos (trechos com elevado *dogleg*) para ocorrência de problemas operacionais sejam identificados e minimizados.

Existem vários tipos de equipamentos disponíveis para realização do registro direcional. Em função do tipo de medição, podem ser classificados em

magnéticos e giroscópios. Quanto à frequência de medição é possível classificar em registro simples, múltiplos ou contínuos. Estes possuem diferentes aplicações, preços e precisão onde geralmente, maior preço representa maior precisão.

#### **2.4.1. Equipamentos Magnéticos**

São aqueles que não podem ser utilizados próximos ou dentro de poços revestidos por serem sensíveis ao aço presente no revestimento. A sua utilização requer a utilização de comandos não magnéticos (*monel*) com o objetivo de alojar os sensores magnéticos responsáveis pela leitura diminuindo assim a interferência magnética provocada pela própria coluna de perfuração.

O *Magnetic Single Shot* (MSS) é um equipamento magnético de registro simples. É um equipamento composto de uma bússola magnética, um inclinômetro e uma câmera fotográfica alojados dentro de um monel. Essa ferramenta registra simultaneamente a direção magnética (Norte Magnético), a inclinação e a orientação da *tool face*. A direção dos registros obtidos deverá ser corrigida pela declinação de local de acordo com o mapa magnético local.

O *Magnetic Multi Shot* (MMS), ou equipamento magnético de registro múltiplo, em português, funciona análogo ao anterior. Porém, possui capacidade de realizar e registrar múltiplas medidas. Sua maior aplicação está em investigar todo o poço após a perfuração ou na orientação de testemunhos.

#### **2.4.2. Equipamentos Giroscópicos**

Possuem a grande vantagem de não sofrer influência magnética quando comparados com os primeiros possibilitando assim a investigação e registro direcional do poço após o mesmo estar revestido.

*Gyroscopic Single Shot* (GSS) - Este equipamento registra e grava a direção do poço em um filme em forma de disco. O registro direcional é feito por uma bússola giroscópica. Indicado em locais que possa existir interferência

magnética (formações com presença de ferro, interferência provocada pela presença da sonda) ou poços muito próximos.

*Gyroscopic Multi Shot (GMS)* - Giroscópico de registro múltiplo. Sua operação pode ser feita por intermédio de cabo, no qual a ferramenta é parada na posição de interesse e então o registro é armazenado.

### **2.4.3. Steering Tool**

É composto por um sensor magnético e um sensor gravitacional de inclinação que transmitem os dados para superfície em tempo real através de um cabo elétrico. Utilizado com motor de fundo fornece a cada instante a posição do poço (inclinação e direção). Não pode ser utilizado na perfuração rotativa, pois a transmissão é feita por um cabo e a rotação da coluna enrolaria o cabo. Possibilita o acompanhamento da perfuração em tempo real.

### **2.4.4. Measurement While Drilling (MWD)**

As ferramentas de MWD (*Measurement While Drilling*), são similares ao *steering tool*. A diferença é que os dados são transmitidos na forma de pulsos de pressão via fluido de perfuração. Atualmente, existe uma grande variedade de sensores e a transmissão dos dados para a superfície é feita em tempo real. Um atuador instalado no *Bottom Hole Assembly (BHA)*, conhecido como *pulser*, introduz perturbações na coluna de fluido. Essas perturbações se propagam até a superfície onde são detectadas por um transdutor de pressão e depois decodificadas. A grande vantagem desse sistema é que pode ser utilizado também na perfuração rotativa. O emprego do MWD possibilitou:

- A redução de tempo de sonda;
- Um sistema mais preciso nas operações com motor de fundo;
- O registro direcional praticamente contínuo do poço.

É importante salientar que os sensores magnéticos do MWD sofrem interferências magnéticas, sendo necessário um espaçamento mínimo de monéis para garantir a confiabilidade dos registros direcionais gerados.

#### 2.4.5. LWD

O *Logging While Drilling* (LWD) são ferramentas que fazem parte do BHA e permitem a perfilagem enquanto se perfura como o próprio nome diz. Existem diversos tipos de LWD, por exemplo:

- Raios Gama: permite identificar a argilosidade das formações;
- Resistividade: permite identificar o tipo de fluido existente nos poros da rocha;
- Sônicos e de densidade neutrão: indicam porosidade da rocha;
- Ressonância magnética: identifica os fluidos contidos na rocha e fornece estimativa de quanto desse fluido pode ser extraído;
- Testes de pressão: fazem tomadas de pressão em pontos de interesse.

Esta ferramenta possibilita um maior conhecimento do reservatório e uma descida de revestimento mais rápida, uma vez que não é necessário descer equipamento de perfilagem. Esse tipo de ferramenta, assim como o MWD, transmite informações para superfície via fluido de perfuração em tempo real. Em conjunto com o sistema *rotary steerable* possibilita o ajuste da trajetória do poço enquanto o mesmo está sendo perfurado.

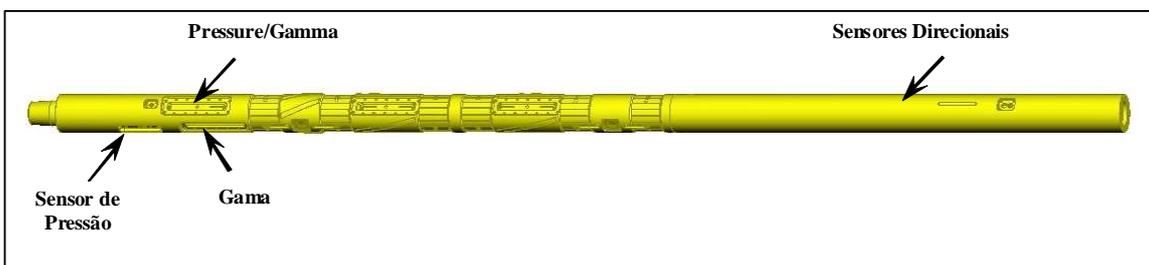


Figura 10: Ferramenta de MWD e LWD integrado (fonte: [www.bakerhughes.com](http://www.bakerhughes.com) Último acesso em 12/11/2009).

## 2.5. Ferramentas Defletoras

### 2.5.1. Componentes Básicos

Diferentes posicionamentos entre os componentes básicos de uma coluna direcional permitem ganhar, manter ou perder ângulo. Os componentes básicos são os *heavy weight drill pipe* (HWDP), *drill collar* e estabilizadores.

**Composição para ganhar ângulo (princípio da alavanca ou efeito *Fulcrum*):** o efeito do ganho de ângulo se baseia no efeito alavanca proporcionado pelo estabilizador próximo à broca (*near bit stabilizer*). À medida que o peso do BHA curva gradualmente o comando adjacente, existe uma tendência a empurrar a extremidade da coluna para o *high side* do poço.

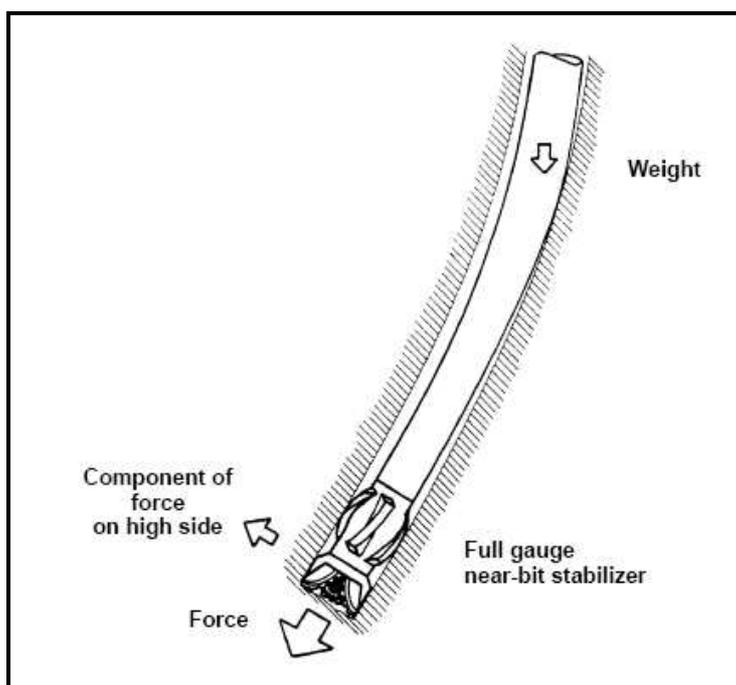


Figura 11: Composição coluna ilustrando efeito alavanca (Inteq/Baker Hughes, 1995).

**Composição para manter ângulo (coluna empacada):** baseado no princípio que três estabilizadores em sequência depois da broca, separados por pequenas seções de comandos rígidos farão que a coluna resista diante de

uma curva mantendo a tendência retilínea do poço, sendo que o primeiro estabilizador deve estar imediatamente após a broca e deve ser *full gauge* (estabilizador com mesmo diâmetro que a broca).

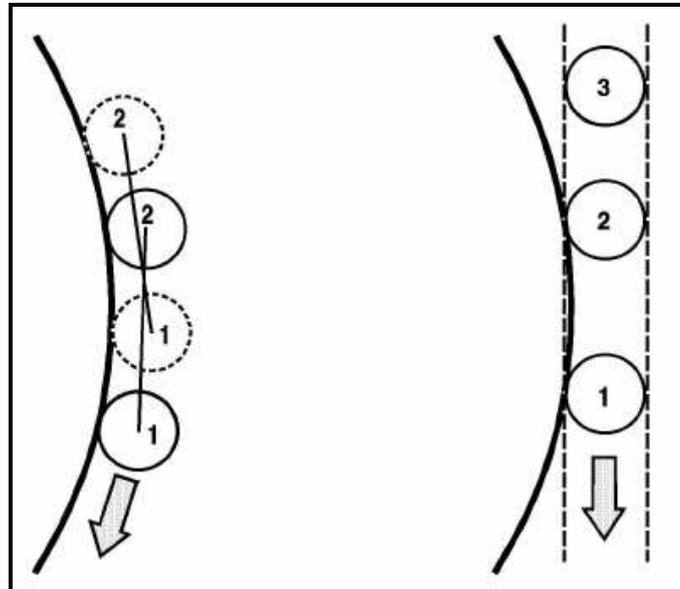


Figura 12: Exemplo de composição para manter ângulo (Rocha *et al.*, 2008).

**Composição para perder ângulo (princípio do pêndulo):** os comandos próximos à broca se inclinam como em um pêndulo e devido ao seu peso próprio pressionam a broca contra a parte baixa do poço. Não se utiliza estabilizador *near bit* ou o se utiliza com diâmetro menor que a broca (*under gauge*).

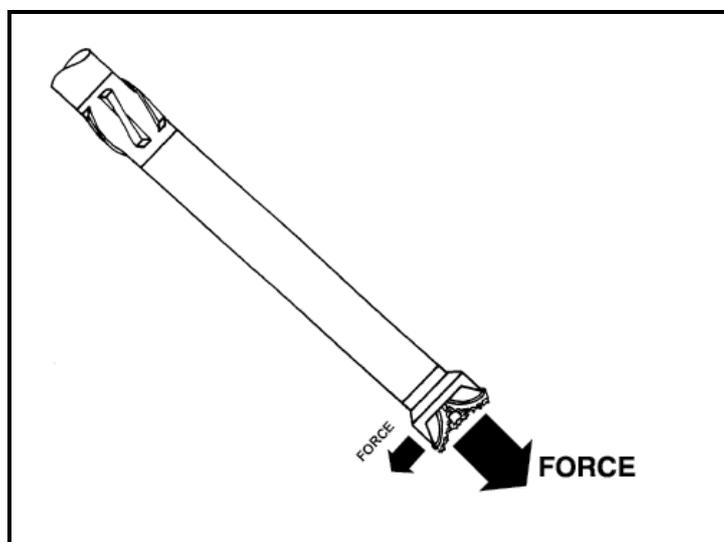


Figura 13: Composição coluna ilustrando efeito pêndulo (Inteq/Baker Hughes, 1995).

### **2.5.2. Motor de Fundo (*Mud Motor*)**

É um motor hidráulico conectado logo acima da broca e movimentado pelo fluxo de fluido de perfuração que circula em seu interior. Possibilita a transmissão de torque e rotação a broca independentemente da rotação da coluna. Inicialmente, eram utilizados para iniciar o trecho de ganho de ângulo a partir do KOP. Porém, hoje em dia, suas aplicações se estendem também para poços verticais com o intuito de minimizar o desgaste da coluna de perfuração em formações muito duras, garantindo assim o controle da verticalidade.

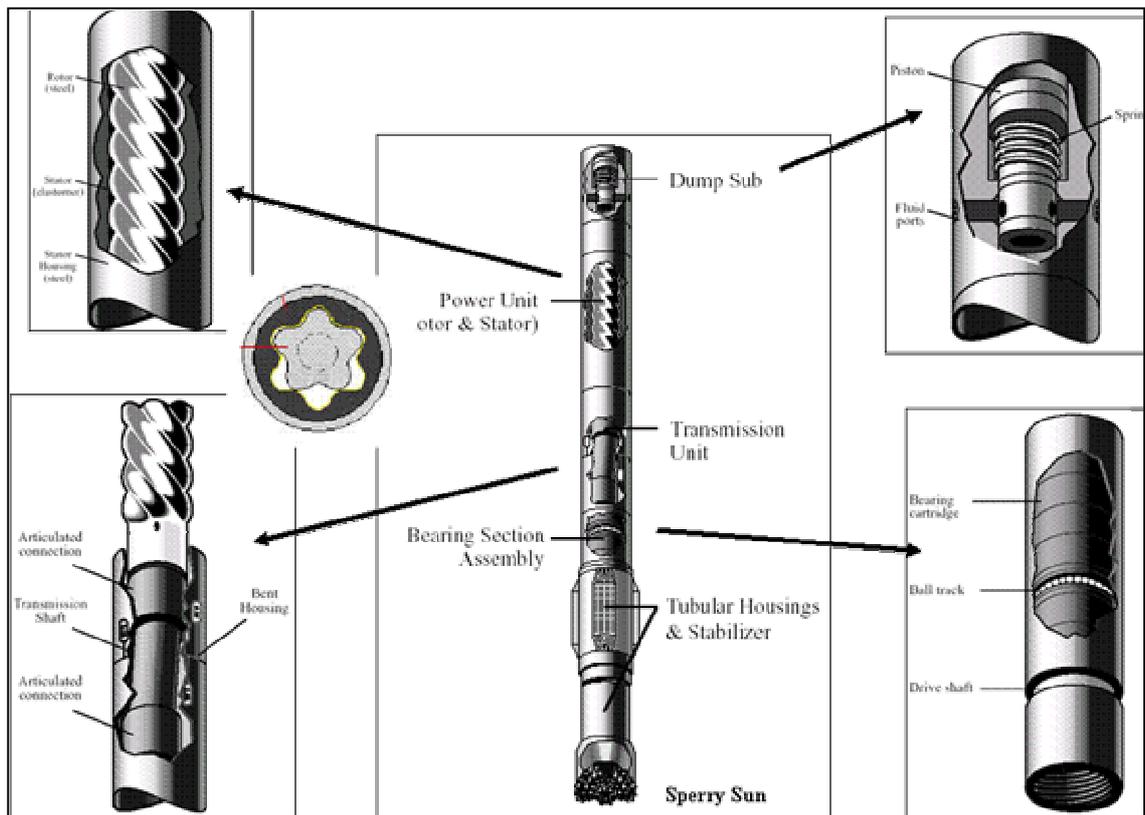


Figura 14: Componentes principais motor de fundo (Rocha *et al.*, 2008).

### 2.5.3. Sistema *Steerable*

É composto por um motor *steerable* é uma ferramenta de medição direcional contínua (MWD). A perfuração direcional realizada com esse sistema se divide em dois modos de operação.

- Modo orientado: a ferramenta é orientada na superfície (gira-se a mesa rotativa ou o *top drive*, orientando a *tool face* da ferramenta para a direção desejada). Feito isso, desliza-se a coluna para dentro do poço mantendo a direção escolhida.
- Modo rotativo: após atingir o ângulo e a inclinação desejada inicia-se o modo rotativo. A coluna inteira gira (mesma maneira que na perfuração comum).

Assim, o modo orientado é usado para correção planejada da trajetória. Já no modo rotativo, mantém-se a trajetória. Isso representou uma grande

economia de tempo em relação aos motores com *bent sub*, pois após o desvio não é preciso realizar uma manobra para substituir a coluna. Porém, o risco de prisão da coluna (na parte estacionária da mesma) quando se perfura no modo orientado constitui um grande problema para esse método de perfuração.

#### 2.5.4. Sistema *Rotary Steerable*

A grande vantagem desse sistema é que a coluna de perfuração gira o tempo todo, inclusive durante os trechos de ganho de ângulo e alteração da direção. Além disso, diminui a formação de leito de cascalho, pois a coluna gira o tempo todo facilitando, assim, a limpeza do poço. Isso também diminui as chances de prisão da coluna por diferencial de pressão.

A lógica de controle da ferramenta é ilustrada na Figura 15. Através da superfície é enviado (via fluido de perfuração) um comando (*downlink*). Pode ser, por exemplo, para ajustar a direção ou inclinação. A ferramenta recebe, interpreta e executa a alteração, enviando um sinal de confirmação para superfície.



Figura 15: Representação da lógica de controle do RSS (modificado fonte: [www.bakerhughes.com](http://www.bakerhughes.com), último acesso em 12/07/2009).

A indústria convencionou a classificação dos *rotary steerable* em dois grupos:

***Push the bit***: a ferramenta aplica uma força contra a formação para conduzir a broca na direção desejada. A Figura 16 ilustra o mecanismo de pressão: por um mecanismo hidráulico, os *pads* da ferramenta se abrem e fecham empurrando a ferramenta na direção contrária a abertura. Esse mecanismo e a atuação conjunta dos outros *pads* possibilitam a orientação da ferramenta.

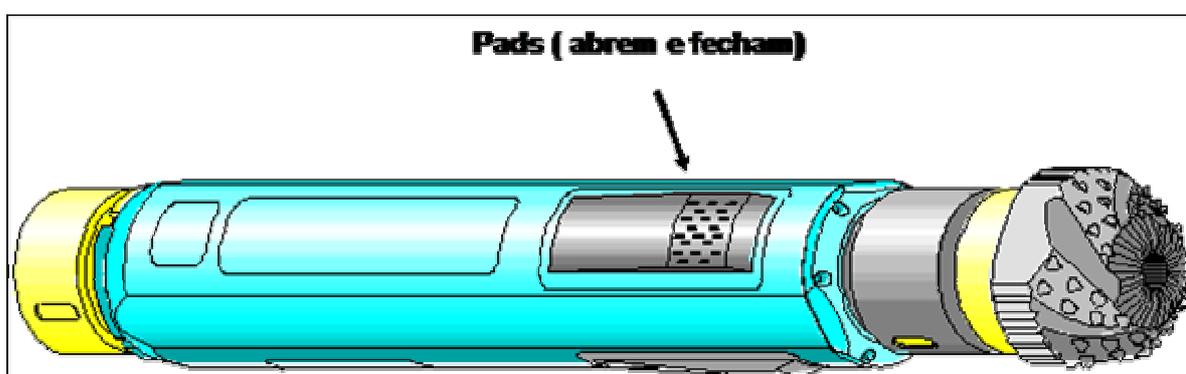


Figura: ilustrando ferramenta *push the bit*.

Figura 16: Sistema rotary steerable (push the bit) (modificado, fonte: [www.bakerhughes.com](http://www.bakerhughes.com) Último acesso em 12/05/2009)

O funcionamento dos *pads* pode ser observado na Figura 17, quando o *pad* está aberto (trecho em vermelho figura à esquerda indicado pelas setas P1 e P2), força gerada pela formação atua empurrando a ferramenta no sentido contrário da abertura do *pad*. Essa força gerada é proporcional ao quanto do *pad* está aberto. A combinação de abertura dos três *pads* possibilita o direcionamento da ferramenta na direção desejada. Na figura à direita, a combinação de abertura dos *pads* (figura à esquerda) fornece uma força resultante (atuando sobre a ferramenta) no sentido do vetor vermelho (figura direita).

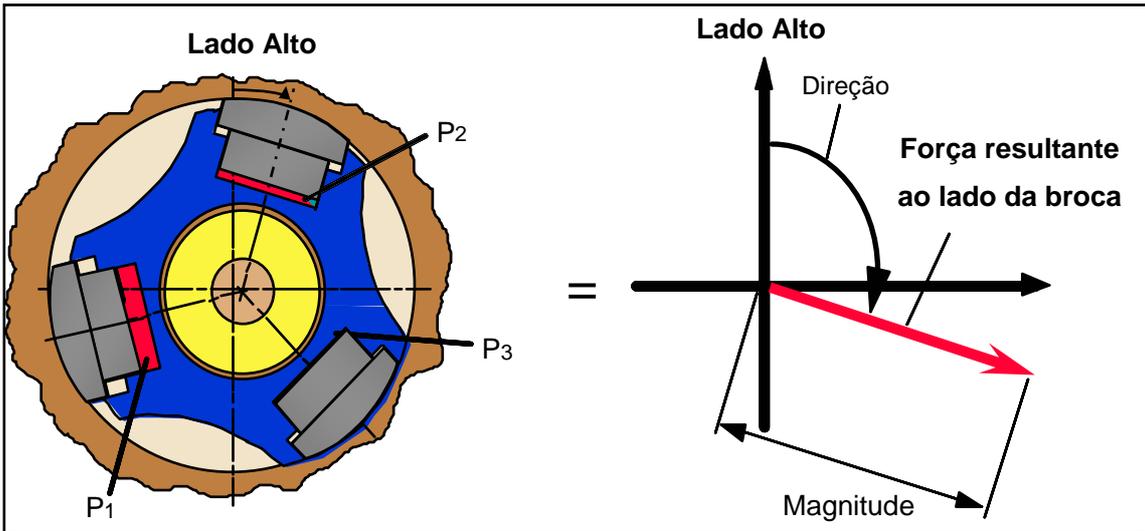


Figura 17: Atuação dos pads e a força que atua empurrando a broca (modificado, fonte: [www.bakerhughes.com](http://www.bakerhughes.com), último acesso em 12/10/2009).

**Point the bit.** A ferramenta aponta a broca na direção desejada, deslocando-a em relação ao BHA na direção desejada. A Figura 18 a seguir ilustra o funcionamento, a broca possui um ângulo diferente em relação aos elementos da coluna. Essa inclinação adicional permite a construção da trajetória desejada.

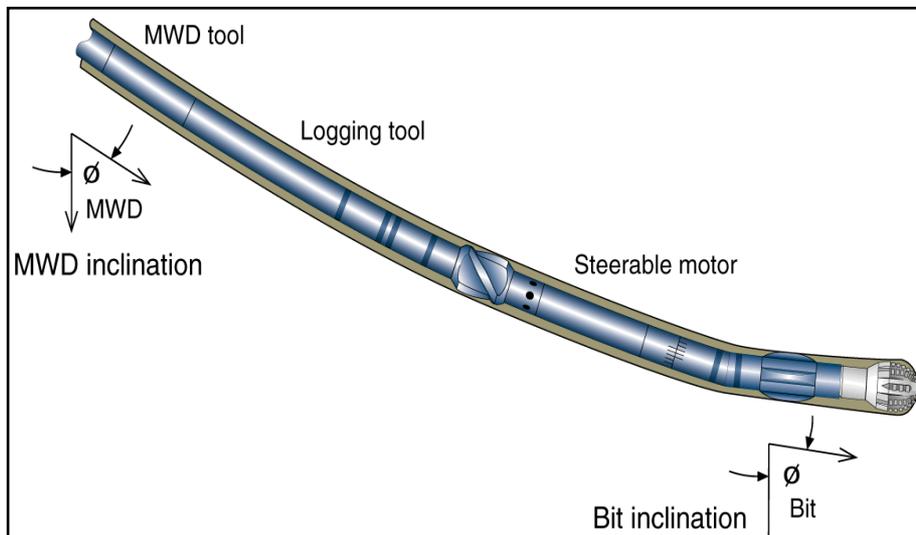


Figura 18: Mecanismo de funcionamento da ferramenta *point the bit* (Inteq/Baker Hughes, 1995)

## 2.6. Brocas

A broca é um dos componentes mais básicos de uma coluna de perfuração direcional. Sua seleção é função de vários fatores que incluem os tipos de formações atravessadas e a limpeza de poço desejada (seleção tamanho do jato e tipo de fluxo esperado entre broca e formação) entre outros.

Sua função é promover a ruptura e desagregação das formações. Embora existam vários tipos classificam-se em dois grandes tipos: brocas com partes móveis e brocas sem partes móveis.

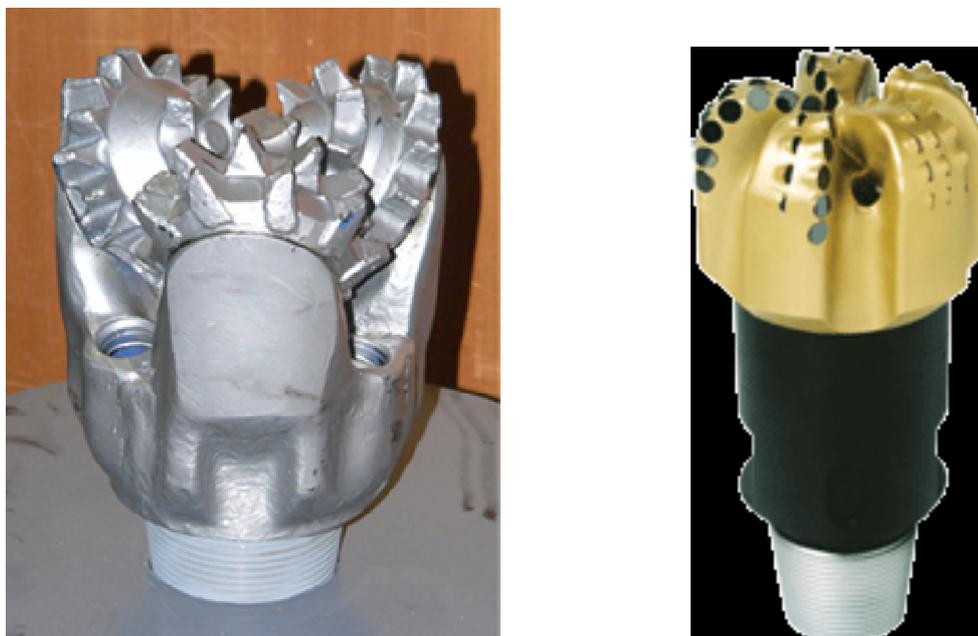


Figura 19: Brocas: (esquerda) com partes móveis; (direita) sem partes móveis (fonte: [www.bakerhughes.com](http://www.bakerhughes.com) Último acesso em 12/11/2009)

### 2.6.1. Brocas sem partes móveis (*drag bit*)

**Brocas lâminas de aço:** conhecidas como rabo de peixe foram as primeiras a serem utilizadas. Seu mecanismo de corte é o cisalhamento, sendo indicada para formações moles. O maior problema desse tipo de broca é a pequena vida útil da estrutura cortante, mesmo com aplicação de materiais

muito duros nas lâminas. Hoje em dia, praticamente, não se usa esse tipo de broca.

**Diamantes naturais:** perfuram pelo efeito do esmerilhamento. No início eram utilizados em formações mais duras nas quais as brocas rabo de peixe não conseguiam perfurar. As brocas de diamante natural são constituídas de um grande número de diamantes fixados numa matriz metálica especial. O tamanho e a quantidade dos diamantes determinam a aplicabilidade das mesmas.

**Diamantes artificiais:** *Polycrystalline Diamond Compact* (PDC) e *Thermally Stable Polycrystalline* (TSP), o seu mecanismo de corte é o cisalhamento. As brocas para rochas mais moles possuem poucos cortadores, porém de tamanhos maiores. Para rochas mais duras as brocas possuem cortadores menores e em maior quantidade. As brocas TSP são brocas constituídas por diamantes naturais e resistem mais ao calor garantindo assim maior vida útil em formações mais duras que geram muito calor durante a perfuração. Esse calor gerado destrói a ligação entre os diamantes e a liga de cobalto utilizados na PDC. Em geral, as brocas PDC possuem rendimento melhor em seções mais uniformes. Suas aplicações principais são formações macias, firmes, não muito duras, não abrasivas e que não sejam pegajosas (*gummy*) para evitar o enceramento da broca.

### **2.6.2. Brocas com partes móveis (*roller cone bit*)**

As brocas com partes móveis podem ter de um a quatro cones, sendo as mais utilizadas as brocas tricônicas pela sua eficiência e menor custo inicial em relação as demais. Elas possuem dois elementos principais: rolamentos e estrutura cortante.

Quanto à estrutura cortante é possível estabelecer a seguinte divisão brocas com dentes de aço e brocas de insertos. As primeiras possuem sua estrutura cortante fresada no próprio cone. Já as de insertos de carbureto de

tungstênio são instaladas pelo processo de interferência em orifícios abertos na própria estrutura do cone. Existem vários tipos de formatos de dentes e insertos cada qual para um tipo de formação.

As brocas tricônicas podem possuir três tipos de rolamentos:

**Não-selados:** não possuem lubrificação própria, sendo lubrificados pelo próprio fluido de perfuração. Assim possui menor custo, porém sua resistência ao desgaste é menor.

**Rolamentos selados:** existe um sistema interno de lubrificação que não permite o contato do fluido com os rolamentos, aumentando a vida útil da broca.

**Tipo *journal*:** os roletes são substituídos por mancais de fricção, os quais são revestidos com metais nobres, além de possuir também dispositivo interno de lubrificação. Possuem maior custo, porém são mais eficazes e possuem baixo índice de falha.

É importante ressaltar que as brocas tricônicas possibilitam uma gama maior de formações quando comparada com as brocas PDC.

## **2.7. Geosteering**

Esta técnica objetiva maximizar os intervalos produtores baseada na utilização de ferramentas defletoras que, trabalhando em conjunto com o LWD, possibilitam o controle da trajetória em tempo real, ao mesmo tempo em que identifica formação, porosidade e fluidos contidos nos poros da rocha. Possibilita, assim, a maximização do trecho perfurado no intervalo produtor. Não se deseja apenas cumprir uma determinada trajetória, mas sim dentro da melhor região do reservatório (melhores condições permoporosas).

Sem a utilização de ferramentas azimutais, ao se atravessar uma falha, seria necessário navegar para baixo e para cima na tentativa de encontrar a camada objetivo. A ferramenta azimutal permite que se saiba em que ponto e

direção ocorreu à aproximação da camada indesejada de forma a corrigir a trajetória de maneira muito mais precisa.

Os dados em tempo real são exibidos baseados na configuração do usuário. Os dados podem ser mostrados como curva ou imagem. A Figura 20 ilustra um exemplo baseado em duas curvas de gama representando o quadrante superior e o inferior. Ela permite confirmar a mudança de litologia.

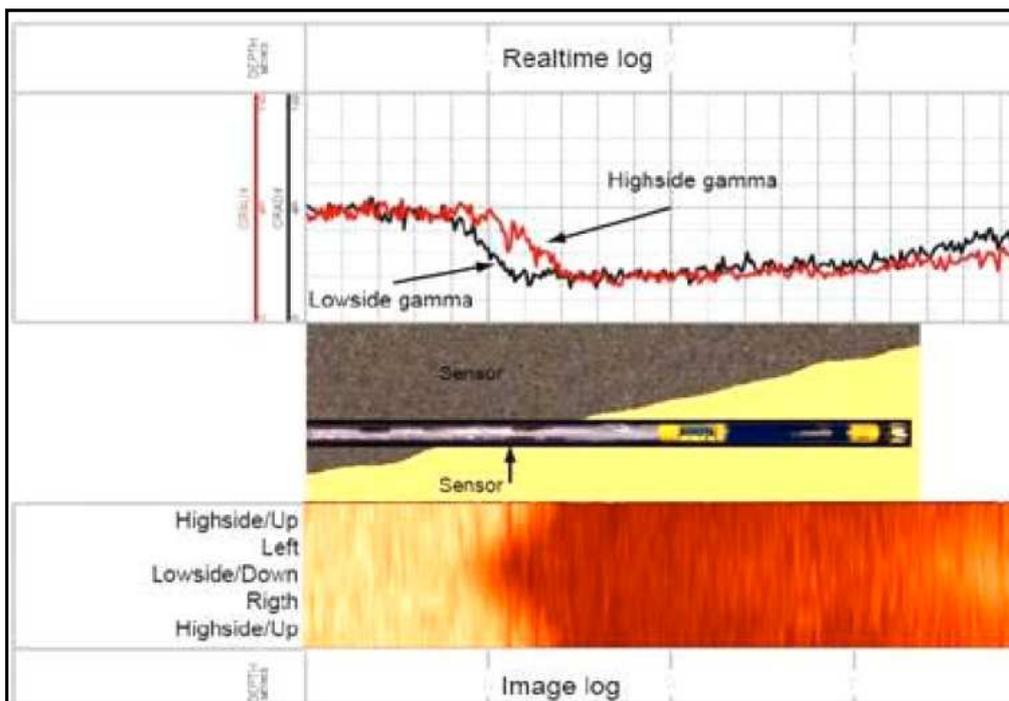


Figura 20: Exemplo técnica Geosteering.

## 2.8. Acompanhamento Perfuração

### 2.8.1. Histórico

Inicialmente, não existia interesse no registro de dados operacionais da perfuração de poços de petróleo. A história mostra que inicialmente não existia um processo formal de documentação, as informações eram transmitidas verbalmente. Com o passar do tempo esse processo evolui para a elaboração de um resumo diário das operações que era posteriormente transmitido por

telefone para o escritório local da operadora. Esse relatório contemplava um breve resumo da operação e os custos relacionados ao dia.

Na década de 30, tem se notícia dos primeiros registros de parâmetros de perfuração como peso sobre broca, rotação da coluna, taxa de penetração e pressão de bombeio. O primeiro dispositivo desenvolvido para realizar a aquisição desses dados de forma mais automatizada ficou conhecido como *Geolograph*. Esse aparelho era constituído de um conjunto de canetas que acionadas mecanicamente registravam esses dados em papel em função do tempo.

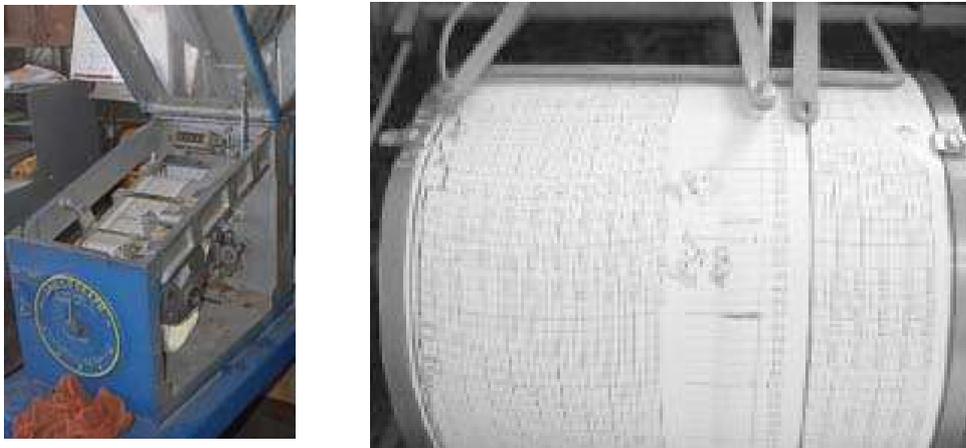


Figura 21: *Geolograph* (fonte: <http://www.clearcreekassociates.com> Último acesso em 3/5/2009).

A utilização dos registros do *Geolograph* como forma de escolha dos parâmetros ótimos de perfuração foi a primeira notícia que se tem de tentativas de otimizar a perfuração. Essa análise possibilitou ganhos em taxa de penetração e também era acompanhado com muito interesse pela geologia, pois as mudanças na taxa de penetração constituem um excelente indicativo de mudança de litologia.

Na década de 50, houve um investimento expressivo no segmento de acompanhamento das operações de perfuração. A análise também passou a englobar no monitoramento das amostras de cascalho que retornavam do poço e nas alterações do fluido de perfuração depois de circular no poço.

Na década de 70, ocorreu a incorporação de recursos computacionais o que facilitou a compilação da informação gerada.

Na década de 80, surgiram novas ferramentas como o MWD e o LWD. Essas ferramentas foram integradas a coluna de perfuração e possibilitaram a obtenção de várias informações (trajetória do poço e perfis) em tempo real. A utilização dessas ferramentas trouxe inúmeras vantagens à indústria do petróleo e um incremento no volume de informação jamais outrora pensado.

### **2.8.2. Mud Logging**

*Mud Logging* é o nome dado ao registro e monitoramento dos parâmetros utilizados na perfuração dos poços de petróleo. O serviço de *mud logging* na forma como é apresentado hoje possui duas dimensões. A primeira cuida do monitoramento e cálculo de parâmetros da perfuração enquanto a segunda cuida da análise litológica de amostras de formação.

Para realizar o monitoramento dos parâmetros o sistema utilizam-se vários sensores. Esses sensores estão localizados na sonda. Não existe sensor no poço e por essa razão as informações obtidas por esse serviço são conhecidas como dados de superfície. A análise litológica é feita por intermédio de amostras da formação que são coletadas na peneira. Essas amostras são conhecidas como amostras de calha.

A quantidade de variáveis monitoradas varia em função da característica da operação e do interesse da operadora em monitorar determinado parâmetro. O sistema de *mud logging* se encontra totalmente operacional nas operações em que está ocorrendo retorno da lama de perfuração a superfície. Existe o período de instalação e calibração dos equipamentos que antecede a operação. O local de instalação dos sensores é variável em função da sonda a

ser monitorada, cada sonda apresenta condições diferentes para instalação dos sensores (dificuldade de tempo, espaço e acessibilidade).

O trabalho de monitoramento dos parâmetros de perfuração é feito por um outro operador de *mud-logging*. Os sistemas de *software* permitem a programação de alarmes para as variáveis de interesse. Assim sendo, o operador pode fixar um valor limite para determinada variável e assim que aquele valor for atingido o alarme soa acusando o fato.

Atualmente, o principal monitoramento que é feito a partir da observação dos parâmetros de perfuração (aquele que recebe maior atenção) é o monitoramento do volume dos tanques de lama. Um ganho nesse volume é um indicativo claro de *kick* no poço. Ao perceber uma variação da ordem de 5 BBL no volume de lama nos tanques ativos, o operador de *mud-logging* deve alertar imediatamente o sondador e o fiscal.

### **2.8.3. Centros Técnicos de Suporte**

Os serviços de tecnologia da informação e transmissão de dados possibilitaram que esses dados, anteriormente só disponíveis no campo, fossem transmitidos para centros de monitoramento e suporte de decisões. Esses centros têm operado com grande sucesso possibilitando não somente na resolução de problemas, mas atuando de forma pró-ativa, antecipando problemas e auxiliando na tomada de decisões e redução de custos.

As empresas instituem centros de monitoramento e auxílio à tomada de decisões, onde ficam concentrados expertises das companhias. Essa estratégia de atuação tem obtido resultados expressivos e vem cada vez mais sendo adotada por empresas ao redor do mundo.



Figura 22: Monitoramento centros de suporte técnico (fonte: <http://www.canrig.com/default.asp>. Último acesso em 30/06/2009).

## **3. ENERGIA MECÂNICA**

### **3.1. Introdução**

A forma convencional de analisar a performance da perfuração é comparar a performance atual com os padrões estatísticos obtidos de poços de correlação. Essa metodologia é subjetiva e variável. Existe uma lacuna de modelos físicos para estabelecer padrões técnicos de performance de maneira absoluta.

Diante dessa lacuna, em 1964, Teale propõe um modelo baseado em três elementos chave: energia mecânica específica (MSE) da perfuração, eficiência da perfuração e mínima energia específica.

O modelo proposto por Teale, foi testado e sua validade foi comprovada num primeiro momento em ensaios de laboratório, em pressão atmosférica, em condições poço, ambos experimentos em escala real (Tibbits *et al.*, 1979).

Análises entre os dados de campo revelaram boa correlação com o simulador. Em 2004, a Exxon Mobil desenvolveu um projeto piloto na tentativa de utilizar o MSE como ferramenta de acompanhamento em tempo real, com objetivo de otimizar a perfuração. Os resultados superaram as expectativas, com recordes de perfuração sendo obtidos e incrementos na taxa de penetração muito expressivos. Os recordes foram obtidos em 10 poços de um total de 11, perfurados com o acompanhamento dessa tecnologia. (Dupriest, 2005).

### **3.2. Revisão Bibliográfica**

A energia mecânica específica é uma taxa que está relacionada com a energia de entrada e a ROP obtida. Essa taxa seria constante para uma determinada rocha, isso quer dizer que um determinado volume de rocha

necessária de uma dada energia para ser destruído, e essa relação energia/volume de rocha seria constante. Teale (1965) propôs a seguinte equação para energia mecânica específica:

$$E_s = \frac{WOB}{A_B} + \left( \frac{120\pi \times NT}{A_B \times ROP} \right) \quad (1)$$

Ele também introduziu o conceito de energia específica mínima e/ou máxima eficiência. A energia específica mínima da coluna de perfuração se aproxima ou tende para a resistência compressiva da rocha (UCS) que está sendo perfurada:

$$MSE = MSE_{MIN} \approx (UCS) \quad (2)$$

Sendo assim foi definida a eficiência da perfuração como:

$$EFF_M = \frac{MSE_{MIN}}{MSE} \times 100 \quad (3)$$

Ou seja, obtem-se a eficiência máxima quando a energia na broca é igual a energia necessária para destruir a rocha abaixo da mesma. A equação proposta é proveniente do cálculo do trabalho (axial e radial) realizado pela broca e dividindo-se essa energia pelo volume de rocha perfurado, embora não exista uma correlação clara entre a energia para perfurar determinada rocha e a sua resistência. Teale ficou surpreso quando verificou que existia uma aproximação numérica entre os valores de MSE e a resistência da rocha que está sendo perfurada na região de eficiência.

$$\frac{MSE_{MIN}}{MSE} \approx 1 \quad (4)$$

$$EF(\%) = \frac{S}{MSE} \times 100 \quad (5)$$

Isso seria muito interessante para operações de campo, pois forneceria um ponto de referência de otimização. Se o valor observado de MSE estivesse próximo da resistência da rocha, a broca estaria eficiente. Caso contrário está ocorrendo dissipação de energia. O valor de energia também seria útil como indicativo de mudança de litologia: um aumento na energia específica representaria a perfuração de uma formação mais dura. Mas então, como diferenciar mudanças na MSE devido a mudanças na litologia das perdas provocadas por ineficiências na perfuração? A experiência de campo mostrou que as perdas provocadas pelas ineficiências são geralmente muito maiores que as mudanças na resistência da rocha.

É essencial salientar que a energia específica não pode ser representada por um simples número, uma vez que o processo de perfuração é caracterizado por flutuações nas variáveis envolvidas devido a sua dinâmica complexa, além da própria heterogeneidade das rochas. Mesmo com as aproximações e incertezas das medidas dos parâmetros os valores mostraram ser suficientemente precisos na utilização desse modelo para prever e avaliar a performance da perfuração.

Mesmo quando se utiliza a equação ajustada do MSE, os valores de energia obtidos são maiores que o UCS da formação, mesmo que aparentemente a broca esteja perfurando dentro da zona de eficiência. O que sugere um erro na proposição de Teale. Porém, o que na verdade ocorre é que a rocha está sujeita a uma pressão de confinamento, o que altera a sua resistência. Logo, não se deve comparar os valores de MSE com o UCS e sim com a resistência da rocha sobre confinamento (CCS).

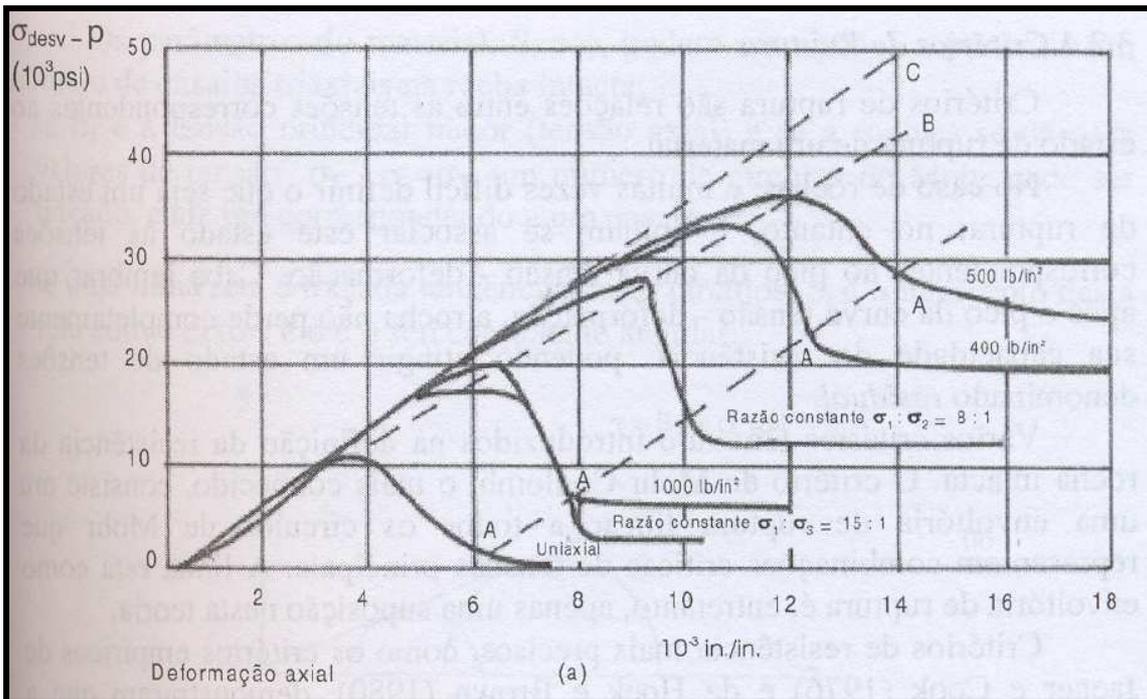


Figura 23: Ensaio triaxial em uma amostra cilíndrica exemplificando o que ocorre com o aumento da pressão de confinamento (Azevedo e Marques, 2002).

Experimentalmente, observa-se que aumentando a tensão de confinamento, existe uma restrição à expansão radial da amostra e também o impedimento à formação de fissuras. Em consequência disso, ocorre o aumento da resistência da rocha, a curva que representa o ensaio é deslocada para cima. Esse comportamento de uma amostra de formato cilíndrico em um ensaio de compressão ilustra as diferenças entre o experimento de Teale e o que realmente acontece em campo.

No campo, a rocha está sujeita a pressão de confinamento: nos experimentos iniciais não existia pressão de confinamento atuando sobre a rocha, pois os mesmos foram conduzidos à pressão atmosférica. Porém, como a rocha está sujeita à pressão de confinamento, sua resistência à perfuração não pode ser expressa pelo valor do UCS, seria necessário comparar os valores de energia mecânica com os valores de CCS.

É difícil obter esse dado em campo, pois não existem correlações confiáveis, elas geralmente requerem algum tipo de ajuste de coeficientes para

ser aplicada a diferentes localidades. Já o UCS é facilmente obtido de poços de correlação a partir informações de perfis sônicos. A seguir, uma correlação muito utilizada em mecânica das rochas com o intuito de correlacionar UCS e CCS.

$$CCS = UCS + DP + 2 \times DP \times \frac{\text{sen}\phi}{(1 - \text{sen}\phi)} \quad (6)$$

Para adaptar a equação anterior às condições de campo é preciso substituir o diferencial de pressão (DP) pela expressão:

$$DP = ECD - P_{\text{POROS}} \quad (7)$$

Dupriest (2005) observou que os dados obtidos em campo da energia mecânica específica eram superiores a resistência esperada da rocha. Perfurando com eficiência, o MSE seria igual à resistência da rocha, porém como se observa na Figura 24, as brocas tipicamente possuem 30-40% de eficiência no seu pico de performance (Pessier, 1992). Em consequência disso, mesmo operando dentro da zona de eficiência (região linear da curva de *drilloff*) os valores obtidos utilizando a equação de Teale eram cerca de 3 a 4 vezes o valor da resistência da rocha.

Diante disso, foi introduzido o conceito de energia mecânica específica ajustada ( $MSE_{ADJ}$ ) que nada mais é do o valor do MSE calculado pela fórmula já mostrada anteriormente, multiplicado por um fator de correção dependente do tipo de broca que está sendo utilizado. Esse fator de correção foi introduzido, pois nem toda energia presente na broca é transferida para a formação, parte dela se dissipa na forma de calor e deformação, por exemplo.

$$MSE_{ADJ} = MSE \times \text{Fator de Correção} \quad (8)$$

A eficiência é calculada em comparação com a energia teórica necessária para destruir um dado volume de rocha. Como pode ser visto na Figura 24, inicialmente, os dois tipos de broca possuem uma eficiência muito pequena devido a insuficiente profundidade de corte, porém, quando a

profundidade de corte se torna satisfatória, os dois tipos de broca tendem a ter eficiências semelhantes. Nas operações de campo é comum considerar esse coeficiente de transferência médio em torno de 35%.

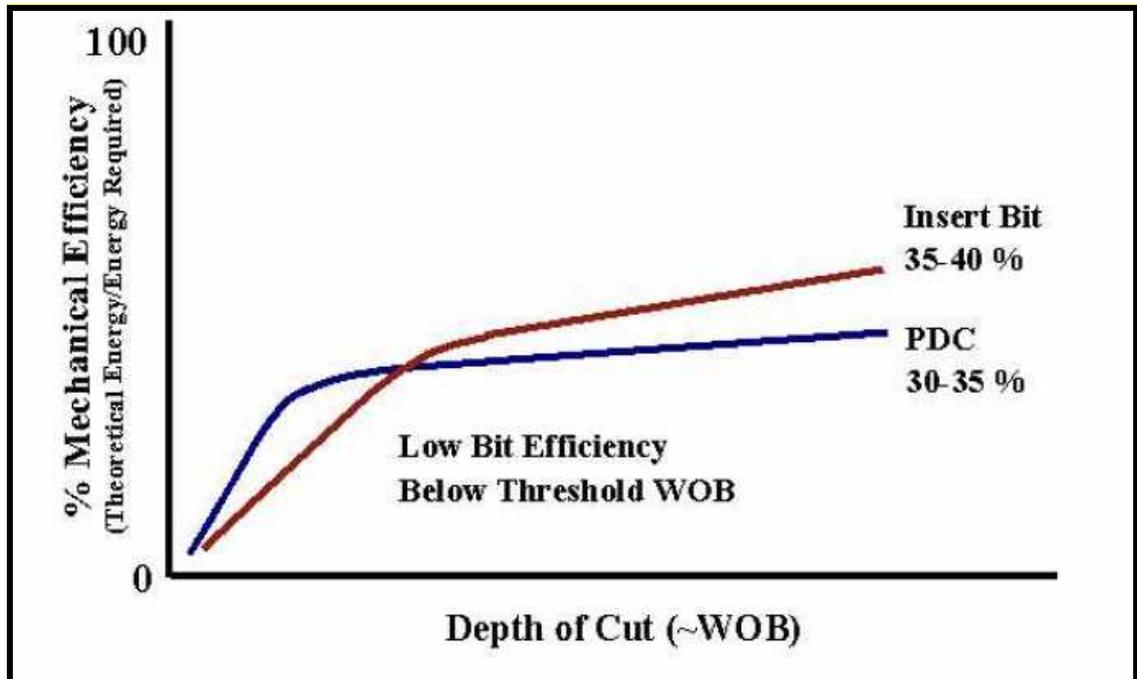


Figura 24: Comportamento da eficiência da transferência de energia das brocas (Dupriest *et al.*, 2005).

### 3.3. Drill rate test

O teste que é feito para escolha dos parâmetros de perfuração é chamado *drilloff test*. Busca-se os parâmetros para otimizar a perfuração, ou seja, perfurar uma fase no menor tempo possível economizando assim tempo de sonda. É importante essa distinção, pois é recorrente a ideia de otimizar a perfuração, como maior taxa de penetração possível. Entretanto essa ideia é errônea. De que adianta “forçar a broca” e desgastá-la prematuramente, criando a necessidade de uma manobra adicional para atingir o objetivo quando é possível alcançar o reservatório sem a necessidade de troca com a utilização de parâmetros adequados.

Por isso, deve-se ter sempre como objetivo otimizar a fase e não apenas maximizar a taxa de penetração. De maneira geral, busca-se obter o *founder point*, ponto a partir do qual a broca deixa de responder de maneira linear com incrementos da energia na coluna.

O teste consiste em experimentar várias combinações WOB e RPM e observar os resultados. Os parâmetros que serão usados são os que resultarem em maior taxa de penetração. De forma geral, os processos de otimização de parâmetros mecânicos utilizam um processo semelhante ou utilizam dados de poços de correlação. Ou seja, analisam outras corridas do mesmo campo buscando as que obtiveram melhor desempenho e utilizam parâmetros de perfuração semelhantes.

Coloca-se a carga sobre a broca e trava-se o freio do guincho. À medida que a broca avança os comandos se alongam e o peso sobre a broca decai. O ROP é calculado com base no alongamento do *drill string*, à medida que o peso diminui.

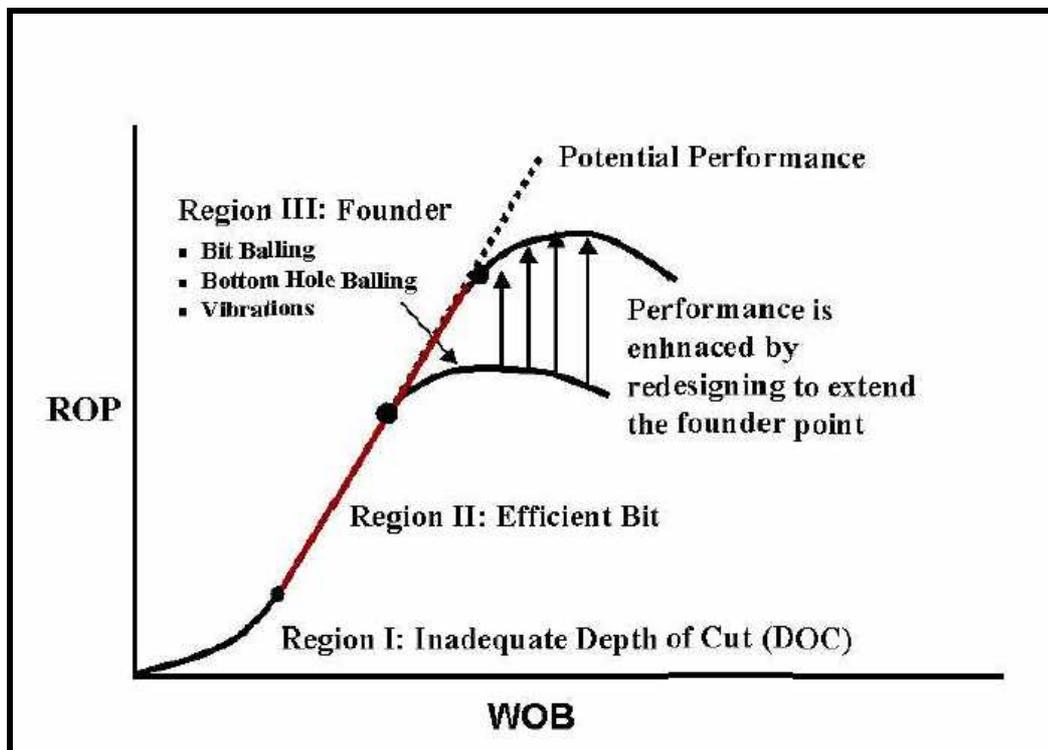


Figura 25: Exemplo de curva de *drill rate test* (Dupriest *et al.*, 2005).

Na região I, ocorre uma restrição da performance devido à inadequada profundidade de corte causada pelo baixo WOB. À medida que o peso sobre a broca aumenta, a mesma se aproxima de seu pico de eficiência.

Quando a broca está na zona de eficiência, perfura-se na região linear da curva de *drilloff*, ou seja, transfere-se a quantidade máxima de energia permitida pelo projeto atual das brocas. O significado disso é que não é uma mudança de vazão ou fluido que irá permitir perfurar mais rápido. A broca não está ineficiente, ela apenas precisa de mais energia para perfurar. A taxa de penetração responde de maneira linear com o incremento do WOB.

Porém, na região III, a transferência de energia é restringida, a perfuração está saindo da região linear da curva, perfura-se próximo da máxima taxa de penetração que pode ser obtida com os parâmetros atuais (vazão, tipo de fluido etc). Caso se deseje aumentar a taxa de penetração é necessário alterar o sistema. O ponto em que o ROP deixa de responder linearmente com o aumento do WOB é denominado *founder point*. Os fatores que geram essas restrições podem ser agrupados em duas categorias:

- Fatores criadores de ineficiência
- Fatores que limitam a entrada de energia

A mitigação desses fatores que limitam a entrada de energia não elimina a existência do *founder point*, ela apenas desloca esse ponto para um valor maior de peso sobre broca. Por exemplo, reduzir a quantidade de cortadores para aumentar o volume de face de uma PDC, não elimina o *balling* da broca, apenas eleva o WOB e a ROP na qual isso irá ocorrer.

A utilização da curva de *drilloff* em conjunto com os valores de MSE, permite concluir que, na região linear da curva, obtem-se um valor de MSE constante. Em sua definição o MSE expressa a relação entre a energia de entrada pela ROP obtida. Enquanto se perfura obtendo valores constantes de MSE, o sistema está na região linear da curva. Quando o sistema está na

região I ou III uma quantidade desproporcional de energia está sendo utilizada para uma dada ROP.

Existe uma grande variedade de testes que buscam otimizar a ROP, grande parte suportada por análise computacional, mas o princípio é o mesmo: observar tendência na performance, tentando identificar o *founder point*, ponto no qual se obtém a máxima taxa de penetração.

É importante ressaltar que nem sempre se deseja perfurar com a máxima taxa de penetração. No fim de uma fase, por exemplo, pode ser desejável manter a taxa de penetração mais modesta com intuito de preservar a broca de um desgaste excessivo, evitando a realização de uma eventual manobra. O tempo para realizar essa manobra adicional seria muito maior que o tempo perdido por não se perfurar com a máxima taxa de penetração possível.

Existe uma grande variedade de fatores que limitam a entrada de energia. Exemplo desses fatores: *make up* torque (torque máximo nas conexões); ineficiência na limpeza de poço; diferencial de pressão no motor de fundo; tamanho do alvo direcional; peso disponível no BHA; capacidade de tratamento de sólidos e capacidade do *top drive* e da mesa rotativa.

Esses são alguns dos fatores que podem limitar a entrada de energia. Nesse ponto uma decisão deve ser tomada: se é prático e economicamente viável alterar o sistema para estender o limite do mesmo.

Como fora observado por Teale a energia específica não pode ser representada por um simples número, uma vez que o processo de perfuração envolve uma outra série de parâmetros e flutuações nas variáveis de perfuração de dinâmica complexa e também a própria natureza heterogênea da rocha.

Uma nova correlação de parâmetros foi proposta. Enquanto o MSE corresponde à energia necessária para perfurar e quebrar um determinado

volume de rocha, a energia específica de perfuração corresponde à energia necessária para destruir e remover um determinado volume rochoso. Em outras palavras, inclui a energia hidráulica (terceiro termo da equação abaixo) na equação do MSE (Armenta, 2008).

$$DSE = \frac{WOB}{A_B} + \frac{120 \times \pi \times RPM \times T}{A_B \times ROP} - \frac{1.980.000 \times \lambda \times HP_B}{ROP \times A_B} \quad (9)$$

$$\text{Bit Hydraulic Contribution} = \left( \frac{MSE - DSE}{MSE} \right) \times 100 \quad (10)$$

O DSE é diferente do MSE por incluir o termo hidráulico, ou seja, leva em consideração os componentes axiais, torsional e hidráulico de energia presentes na coluna de perfuração.

Mesmo que exista uma fonte de erro na estimativa do EFFM, essa fonte de erro não irá prejudicar a análise, uma vez que não é importante o valor e sim, a tendência / estabilidade que o MSE assume quando se opera dentro da zona de eficiência, possibilitando assim a sua utilização como ferramenta de otimização (Dupriest, 2005).

### 3.4. Pós - Análise da perfuração

A utilização do MSE com dados de MWD e LWD fornece subsídios para uma pós-análise da perfuração, objetivando a melhora dos próximos poços perfurados na região.

Depois de concluída a perfuração, dispõe-se de dados como perfil Sônico, *gamma ray*, resistividades e outros, pode-se utilizar essa informação para por intermédio de correlações estimar a resistência da rocha sem confinamento (UCS) e a resistência com confinamento (CCS). Essas correlações com esses índices físicos geralmente requerem calibração para a região, a indústria possui diversos softwares que com base nesses perfis estima essas propriedades da rocha. Por exemplo, a Baker Hughes utiliza o

software *Rocky* para cálculo dessas propriedades. Na literatura, existem diversas correlações para estimativa dessas propriedades.

Baseados na eficiência da perfuração, Equação (3). Esse método permite a identificação de trechos de ineficiências possibilitando assim identificação de trechos de perfuração ineficientes. A distância entre a curva do MSE (plotado com base nos parâmetros de perfuração) e a curva de resistência da rocha, permite o cálculo da eficiência da perfuração. Essas ineficiências podem ser melhoradas pelo melhor ajuste dos parâmetros mecânicos de perfuração ou pela utilização de outro tipo de broca.

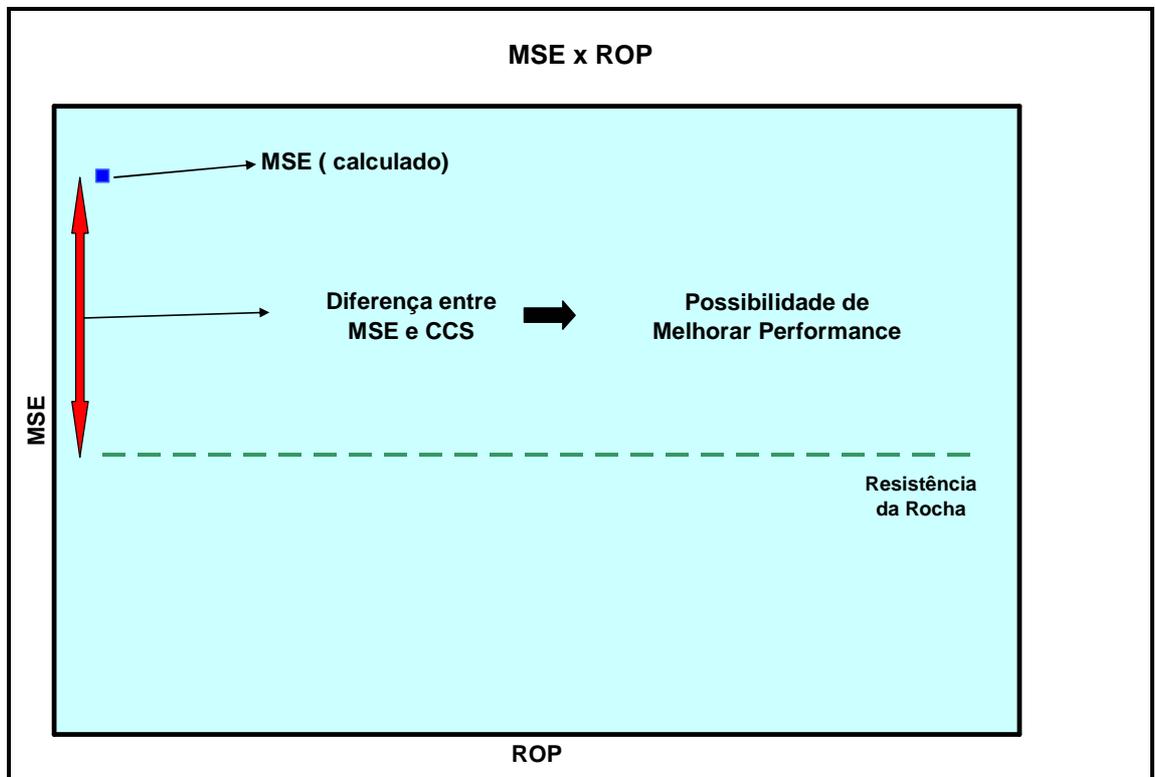


Figura 26: Distância entre o MSE calculado (ponto azul) e a curva de resistência da rocha representa possibilidade de melhorias na performance da perfuração.

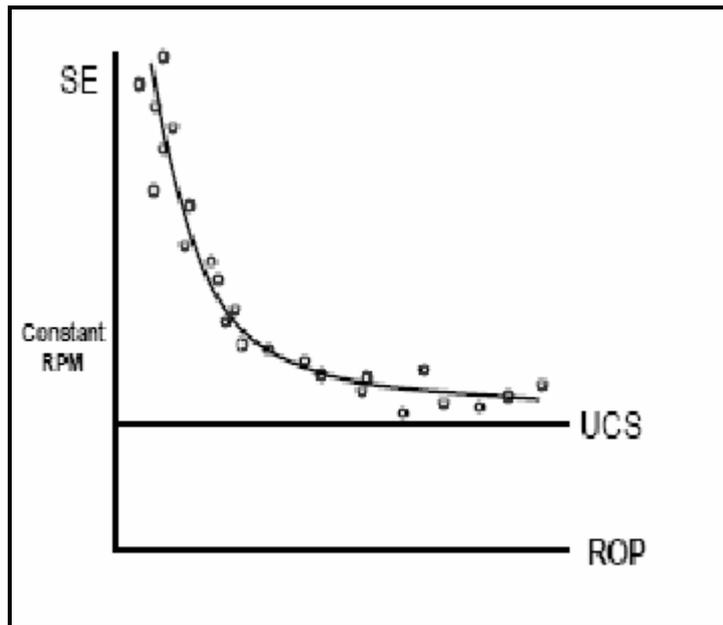


Figura 27: Tendência do MSE a resistência da rocha (HCC/Baker Hughes, 2002).

Pela figura anterior, observa-se claramente o que foi dito anteriormente, à medida que os dados de energia específica são plotados eles tendem a um mínimo. Esse mínimo é a resistência da rocha (quando a rocha não está submetida a tensão de confinamento sua resistência pode ser expressa pelo UCS). Quando isso ocorre a perfuração está próxima da máxima eficiência que pode ser obtida pelo sistema.

Por outro lado, a diferença entre a curva de resistência da rocha e a curva do MSE representam oportunidades de melhora da performance da perfuração.

### 3.5. Predição da Performance da broca

A Equação (1) utiliza o Torque (T) como uma de suas variáveis principais. O Torque pode ser facilmente medido em laboratório ou em campo pela ferramenta de MWD. Entretanto, como a maioria dos dados de campo está expressa em função de: *Weight on bit* (WOB), rpm (N) e Rate of Penetration (ROP), introduz-se o conceito de coeficiente escorregamento por fricção ( $\mu$ ), com a finalidade de exprimir o torque em função do WOB. Esta expressão pode ser utilizada para calcular a energia específica de entrada.

$$T = \mu \frac{D_B \times WOB}{36} \quad \text{ou} \quad \mu = 36 \frac{T}{D_B \times WOB} \quad (11)$$

Substituindo a Equação (11) na Equação (1) e colocando WOB em evidência obtém-se a seguinte expressão:

$$MSE = WOB \left( \frac{1}{A_B} + \frac{13.33 \times \mu \times N}{D_B \times ROP} \right) \quad (12)$$

Isolando o ROP na equação anterior:

$$ROP = \frac{13.33 \times \mu \times N}{D_B \left( \frac{MSE}{WOB} - \frac{1}{A_B} \right)} \quad (13)$$

Expressando o valor de MSE em termos da eficiência mecânica e da energia específica mínima, obtém-se:

$$ROP = \frac{13.33 \times \mu \times N}{D_B \left( \frac{MSE_{MIN}}{EFF_M \times WOB} - \frac{1}{A_B} \right)} \quad (14)$$

Essa equação fornece uma predição da ROP quando se tem alguma estimativa da resistência da rocha na região e os parâmetros mecânicos de perfuração.

## 4. APLICAÇÕES DE CAMPO MSE

### 4.1.1. Introdução

A avaliação da tendência do MSE possibilita a identificação de ineficiências da perfuração. Plotando a curva de MSE continuamente no campo enquanto se altera os parâmetros. Se os valores do MSE se mantêm aproximadamente constantes, conclui-se que o sistema ainda está na zona de eficiência da broca, abaixo do *founder point*. Caso ocorra um crescimento abrupto nos valores; isto é, um forte indício de que o sistema está perfurando fora da região linear da curva de *drilloff*, ou seja, saindo da zona eficiente do ponto de vista mecânico da perfuração.

Utilizando os dados dos poços de correlação perfurados na região e analisando as curvas de MSE obtidas, uma análise pós-perfuração pode ser conduzida para guiar um aperfeiçoamento do projeto do sistema de perfuração usado com o objetivo de resolver problemas que nas operações estão além do controle do engenheiro de campo. Por exemplo: aperfeiçoamento do projeto de brocas. No mar do Norte, as análises das vibrações em conjunto com os dados de MSE possibilitaram uma melhoria na interpretação das causas de ineficiências (*foundering*) e no gerenciamento dos parâmetros de perfuração (Dupriest, 2005).

A Figura 28 ilustra os resultados que podem ser obtidos com a utilização do MSE. Um poço, em um campo conhecido, foi perfurado com broca de dente de aço classificação IADC 1-1-7-*tooth bit* utilizando 20 klbs de WOB e lama base água. A formação perfurada era mole com intercalações de folhelhos e arenitos com resistência próxima de 2 ksi. Era esperado, portanto, se a broca estivesse dentro da zona de eficiência, os valores do MSE estivessem próximos de 2 ksi. Porém, observou-se que os valores excediam 25 ksi nos folhelhos e caíam para 2 ksi nos arenitos. Assumindo-se que a broca estava ineficiente devido a esses elevados valores de MSE, as causas mais prováveis seriam *bit balling* ou vibrações dissipando energia. Neste caso, estava

ocorrendo o primeiro problema, quando a broca atravessa o arenito, a argila aderida à superfície do cortador é limpa e a estrutura cortante se torna eficiente novamente, como resultado a taxa de penetração cresce e o MSE cai para valores próximos de 2 ksi.

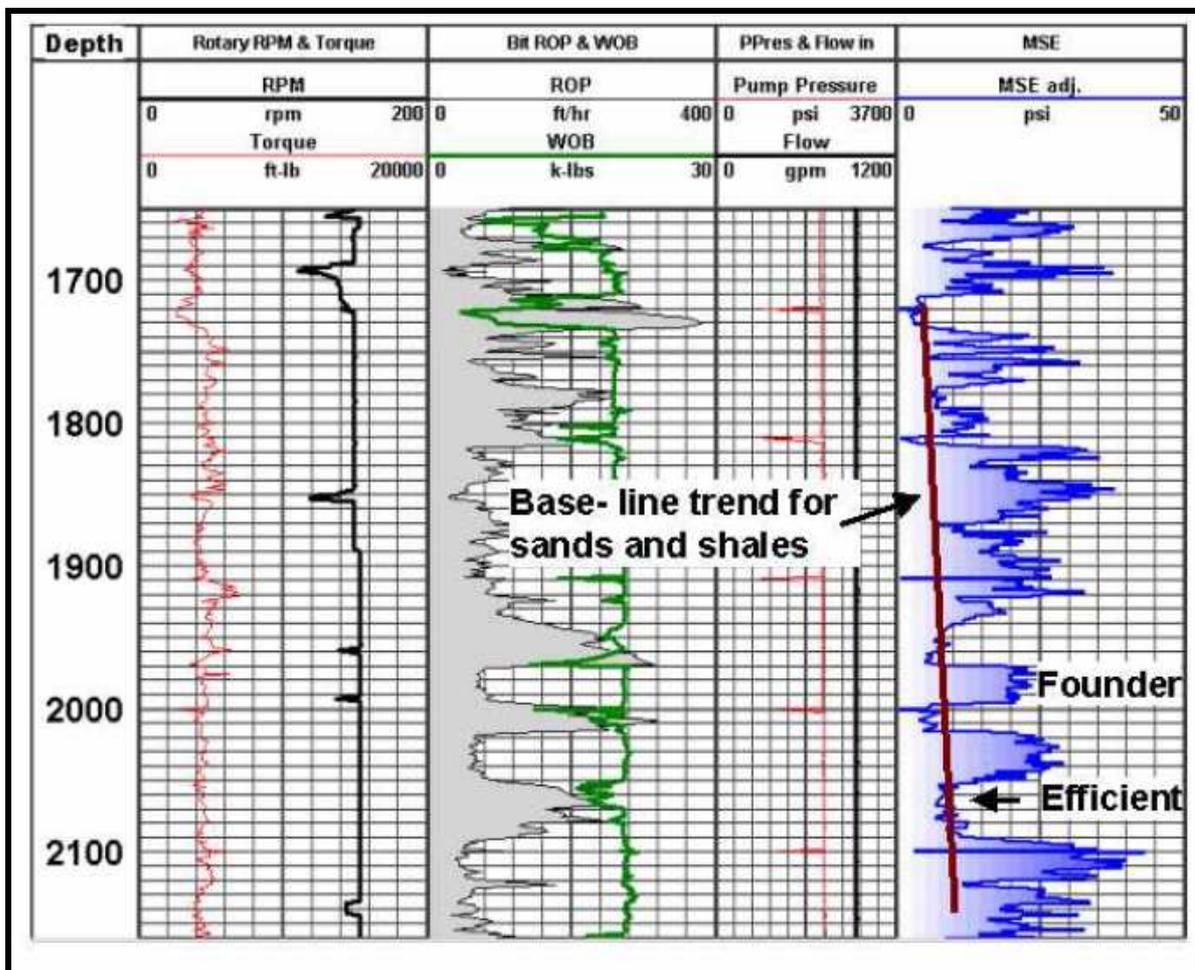


Figura 28: Tendência de crescimento da curva do MSE quando o sistema esta acima do *founder point* (Dupriest *et al.*, 2005).

Nesse caso, a broca estava tendo uma ROP próxima ao poço recorde de ROP dessa área madura. A equipe percebeu essa ineficiência: lento no folhelho e rápido no arenito. A princípio isso representava mais energia para perfurar uma formação mais dura. Porém, com o auxílio do MSE surgiu a possibilidade de melhorar a performance na perfuração do folhelho. Isso foi feito subsequentemente utilizando brocas PDC e outros parâmetros hidráulicos.

Esse é um exemplo que ilustra a utilização do MSE em tempo real e também como ferramenta passiva de aprendizagem. Porém, o uso mais comum é como ferramenta de acompanhamento em tempo real, realizando testes de variação dos parâmetros para identificar os limites do sistema. A Figura 29 ilustra um exemplo dessa utilização.

Nesse exemplo, após a perfuração da sapata do revestimento da fase anterior, foi conduzido um teste de peso, o WOB foi variado de 5 – 11 Klbs em incrementos de 2 klbs. A cada incremento do WOB foi observado o comportamento do MSE. Caso o MSE estivesse aumentando seria um indicativo de que o sistema estaria ineficiente. Nesse caso, como não houve alteração, pode-se constatar que o sistema estava eficiente a 200 fph como em 100 fph. Em seguida foi conduzido um teste de RPM, aumentando a rotação de 60 para 120 rpm, constatou-se que a broca continuava eficiente mesmo com um ROP de 400 fph. Os dois testes indicaram que a broca estava operando na região linear da curva de *drilloff*.

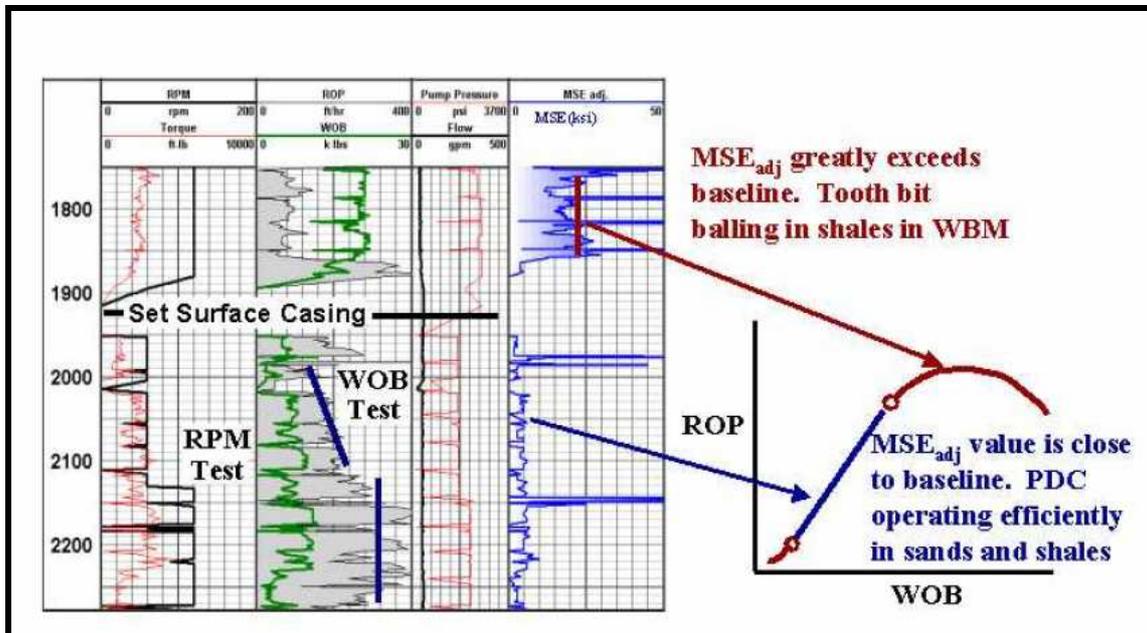


Figura 29: Exemplo de teste de *drilloff* (Dupriest *et al.*, 2005).

É importante salientar que os picos observados na figura devem ser desconsiderados a menos que persistam por muitos metros. Eles, geralmente,

ocorrem nas conexões e estão associados a DOC inadequadas, devido ao WOB leve e ao restabelecimento das condições de fluxo no poço.

#### **4.1.2. Enceramento da broca (*bit balling*)**

Essa forma de dissipação da energia é a mais fácil de diagnosticar e mais familiar para o pessoal de campo. O enceramento de brocas ocorre com muita frequência em formações de folhelhos. Os efeitos indesejáveis deste fenômeno compreendem a obstrução dos espaços entre os dentes das brocas, reduzindo a taxa de penetração do equipamento de perfuração e o bloqueio das saídas de fluido das brocas, diminuindo o seu resfriamento. As principais causas desse fenômeno são: a deformação plástica do folhelho devido a um elevado nível de tensão nos dentes das brocas; a limpeza insuficiente do fundo do poço; e a hidratação de argilominerais quando se utiliza fluidos de perfuração base água com conseqüente expansão da rocha.

Ou seja, esse problema reduz drasticamente a performance da perfuração, uma vez que dificulta a transferência de energia e também aumenta as perdas de energia por dissipação de calor, já que limita o resfriamento da broca e o contato cortador-rocha.

A Figura 30 ilustra um exemplo de utilização do método da energia mecânica específica para detecção de enceramento da broca. A broca inicialmente possuía HSI de 5.2 hp/in<sup>2</sup> e perfurou o poço anterior no mesmo campo com ROP instantâneo próximo de 150 fph. Entretanto, como a equipe possuía baixa tolerância à ineficiência, notou um excessivo consumo de energia (elevados valores na curva do MSE). Na perfuração do folhelho os valores estavam próximos de 30 ksi. Concluíram que a broca estava encerada e puxaram a coluna. Substituíram a broca por uma idêntica, porém com HSI de 11.5 hp/in<sup>2</sup>. Essa mudança na hidráulica possibilitou a obtenção de taxas de penetração maiores.

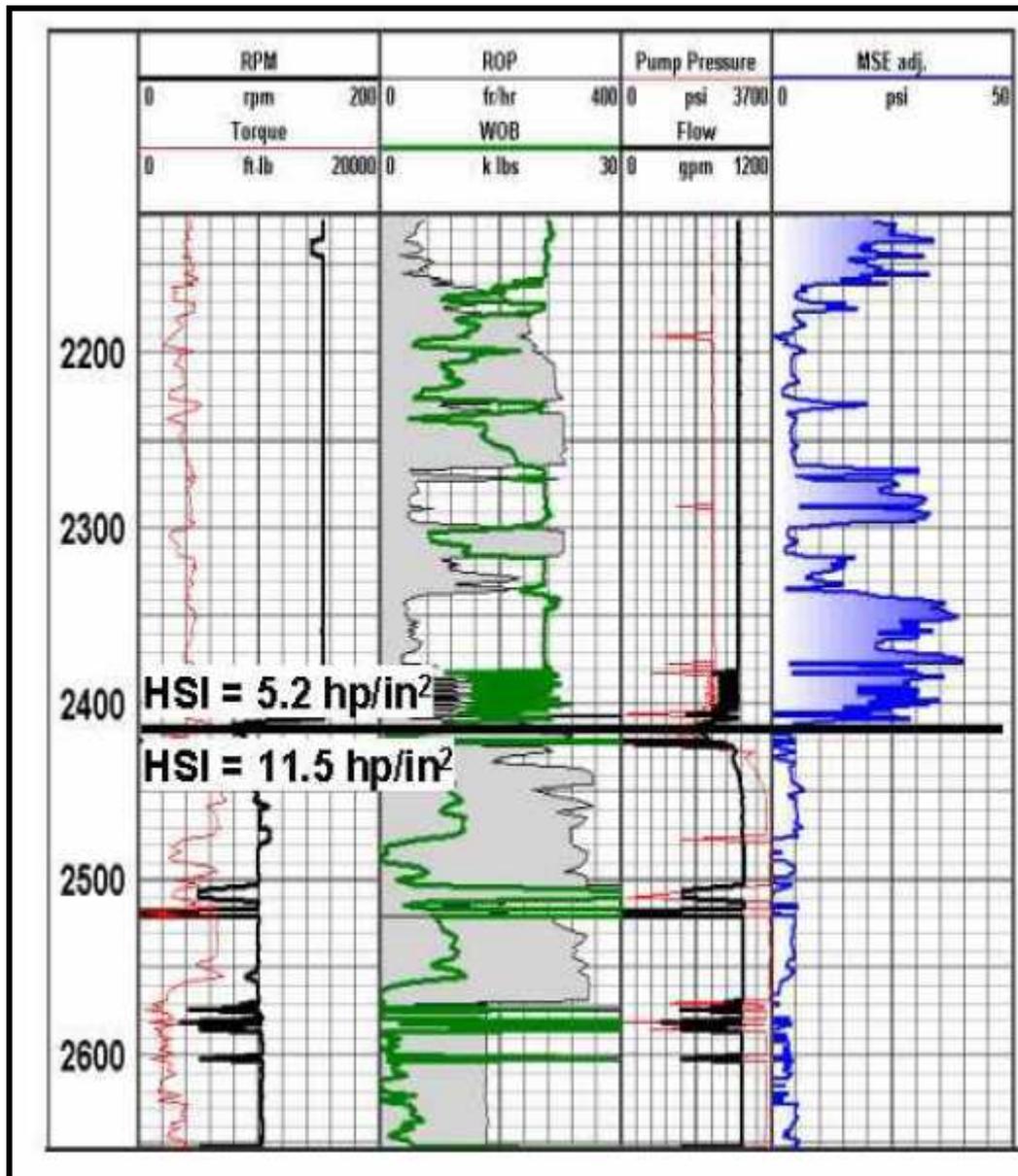


Figura 30: Founder point foi deslocado, com o aumento do HSI (Dupriest *et al.*, 2005)..

O MSE se manteve constante com os incrementos do WOB e da RPM e nos 3000 ft seguintes perfurados obteve-se impressionantes 350 fph de taxa de penetração. A análise do MSE possibilitou a detecção da ineficiência. Ajustou-se o parâmetro hidráulico (alterou-se o HSI) e se conseguiu obter ganhos expressivos de taxa de penetração. É possível estabelecer um paralelo de duas decisões possíveis:

Situação 1 – continuar a perfurar os 3000 ft seguintes sem realizar manobra para trocar a broca.

Situação 2 – continuar a perfurar os 3000 ft seguintes com a nova taxa de penetração possibilitada pela troca da broca e ajuste dos parâmetros hidráulicos.

$$\text{Tempo gasto situação 1} = \frac{3000}{150} = 20 \text{ horas}$$

$$\text{Tempo gasto situação 2} = \frac{3000}{350} = 8,6 \text{ horas}$$

Ou seja, na situação 2, seria gasto um tempo muito menor para perfurar os 3000 ft. Além disso, na situação 1, o enceramento tenderia a se agravar, diminuindo cada vez mais o ROP. As duas situações podem resultar na necessidade de uma manobra da coluna para trocar a broca encerada. A diferença é que a análise do MSE possibilita identificar a restrição de energia e antecipar a troca da broca, alterando os parâmetros hidráulicos para obter uma performance superior. Caso não se utilizasse o MSE, a taxa poderia ser considerada boa e a perfuração continuado próximo de 150 fph, gastando 11,4 horas a mais.

Convém ressaltar que o enceramento não foi eliminado, como explicado anteriormente, o *founder point* foi deslocado para um WOB e RPM maior.

Um outro exemplo perfurava-se uma formação mole o MSE apresentava valores elevados em torno de 25 KSI indicando a perfuração de uma formação com resistência próxima desse valor, a equipe de sonda diagnosticou que estava ocorrendo um moderado *balling* e reduziu o peso sobre broca para 8 Klbs em 5100 ft. Observa-se uma diminuição no valor do MSE e a taxa de penetração passou de 80 fph para 100 fph.

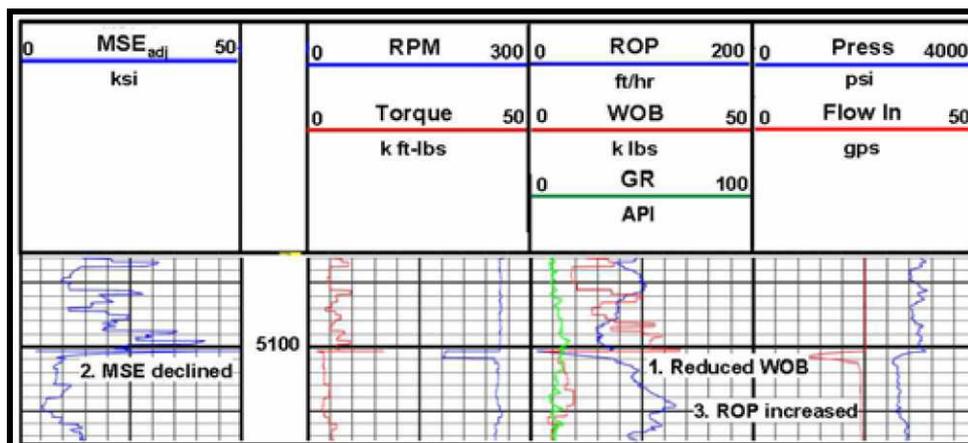


Figura 31: Detecção de *balling* pelo MSE (Dupriest *et al.*, 2005).

Novamente, a ROP anterior era aceitável, porém sem a utilização do MSE, o engenheiro direcional não saberia que um aumento da ROP poderia ser obtido pela redução do WOB.

#### 4.1.3. Vibrações

As vibrações são as principais causas de falha nas colunas de perfuração. Elas também prejudicam a estabilidade do poço. Toleram-se as vibrações na região superior da coluna (onde estão os *drill pipes*). Porém na região do BHA, principalmente onde estão as ferramentas de MWD e LWD elas devem ser evitadas para não comprometer a integridade dos sensores e a leitura dos mesmos. Esses já seriam motivos para um monitoramento cuidadoso das mesmas, porém elas também são grandes responsáveis por reduções da taxa de penetração. Além de comprometerem a estabilidade das paredes do poço devido aos choques laterais da ferramenta com a parede do poço.

São três tipos de esforços que aparecem na coluna por causa das vibrações: axial, torsional e lateral. A Figura 32 ilustra esses esforços.

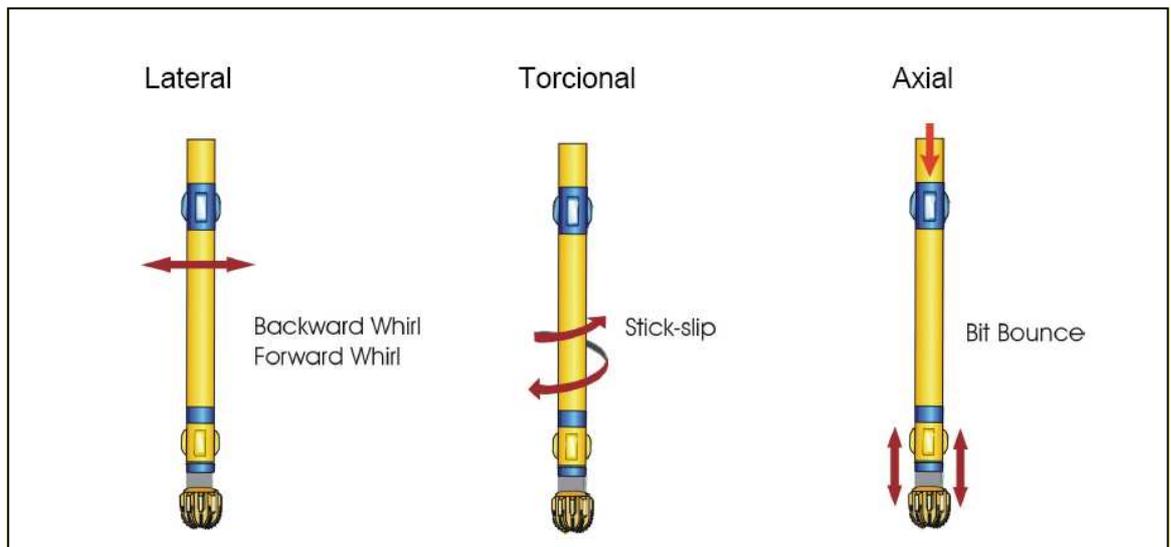


Figura 32: Tipos de vibração da coluna de perfuração (Rocha *et al.*, 2008).

**Torsional (slip stick):** é uma torção que faz a broca parar de rodar por alguns segundos. A energia então armazenada e gerada pela pausa é depois liberada acelerando o BHA.

**Lateral (*whirl*):** é o movimento de giro descompassado da coluna e da broca. Ocorre quando a broca gira fora do seu eixo vertical.

**Axial (*bit bounce*):** são vibrações verticais que induzem a broca num movimento intermitente que a faz perder contato com a formação. A broca “quica” no fundo do poço.

As vibrações são muito danosas aos equipamentos eletrônicos do MWD e LWD e a própria broca. Por isso é importante a realização de um acompanhamento das vibrações em tempo real para preservar as ferramentas e as brocas do elevados níveis que podem comprometer drasticamente a vida dos mesmos. Caso os elevados níveis de vibração continuem por longos intervalos de tempo, a ferramenta quebra ou broca se desgasta prematuramente, como consequência tem-se a necessidade da realização de uma manobra para substituir o equipamento danificado.

A Figura 33 é um exemplo de campo bastante ilustrativo sobre a utilização do MSE para detectar e mitigar problemas de dissipação de energia

por vibração da coluna de perfuração. Uma rocha com resistência em entre 5 e 10 ksi. O MSE inicialmente estava entre 30-40 ksi. Quando na profundidade de 8270 ft, reduziu-se o WOB e como resposta do sistema o MSE caiu abruptamente e a ROP aumentou. Descarta-se outros possíveis problemas: *bit balling* e *bottom hole balling*, pois utilizou-se uma lama não-aquosa. Assumindo-se que o MSE reduziu devido ao fato da redução do peso sobre broca ter diminuído as vibrações. Quando em 8500 ft, aumenta-se novamente o peso. Em resposta, o MSE aumentou e a taxa de penetração diminuiu. Em 8580 ft, reduziu-se novamente o WOB e verifica-se um crescimento do MSE, provavelmente devido ao retorno das vibrações laterais ou DOC inadequada.

É importante ressaltar que as mudanças na curva do MSE indicam que a mudança na curva de MSE está sendo provocada por vibrações e não por mudanças na litologia. A magnitude dessas alterações caso fossem provocadas pela alteração da resistência da rocha, seriam muito menores que as observadas nesse exemplo em função das vibrações.

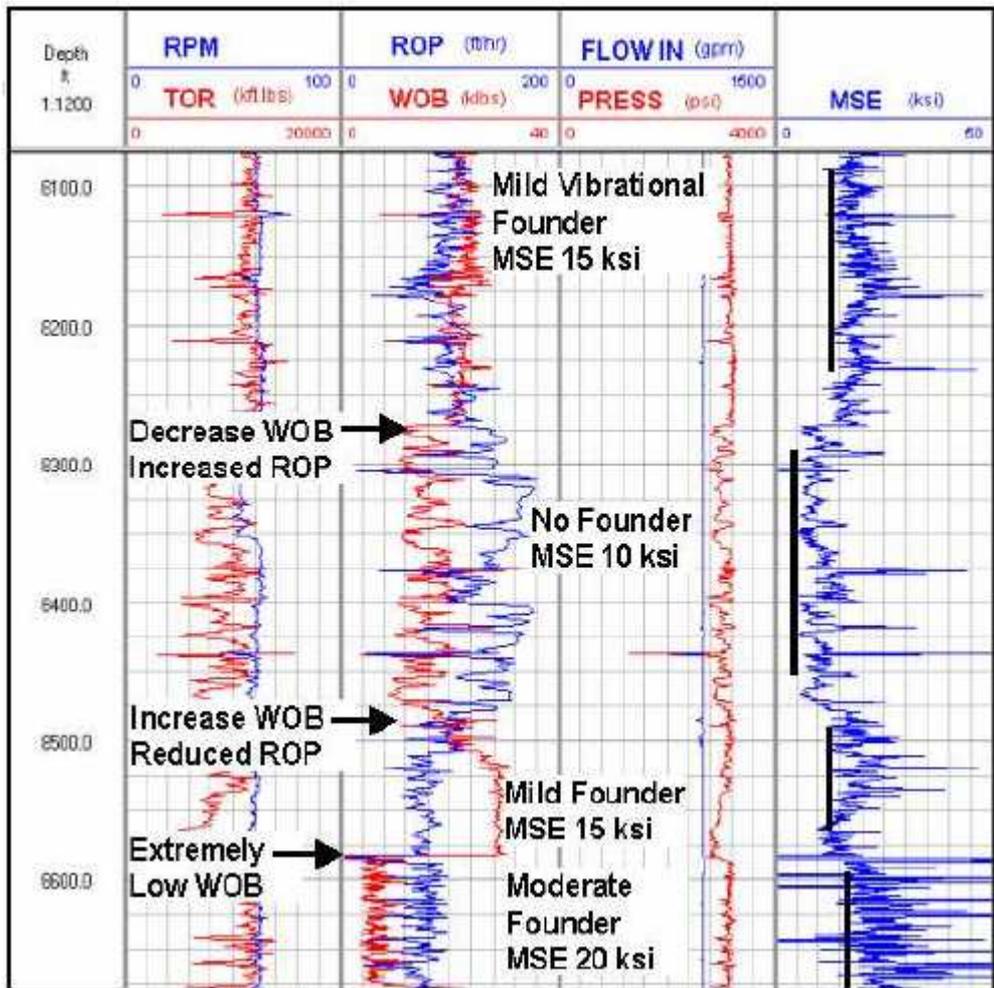


Figura 33: Utilização MSE para mitigar vibrações (Dupriest *et al.*, 2005).

Uma broca PDC encontra um intervalo curto, no qual a resistência da rocha aumenta aproximadamente de 3 ksi para 8 ksi. O MSE aumenta mais de 50 ksi indicando que o sistema está sendo restringido por vibrações. Para tentar manter a ROP a equipe de sonda aumentou o WOB e danificou severamente a broca em 100 ft perfurados. Os *logs* do *cáliper* também indicaram que o trecho perfurado sobre vibração lateral o poço ficou com diâmetro maior que o esperado. Quando semelhante mudança na resistência da rocha foi encontrada mais à frente, reduziram o WOB e a RPM para proteger a broca. Após passar esse intervalo mais resistente, os parâmetros retornaram ao normal e mais à frente a broca foi puxada sem nenhuma evidência de dano.

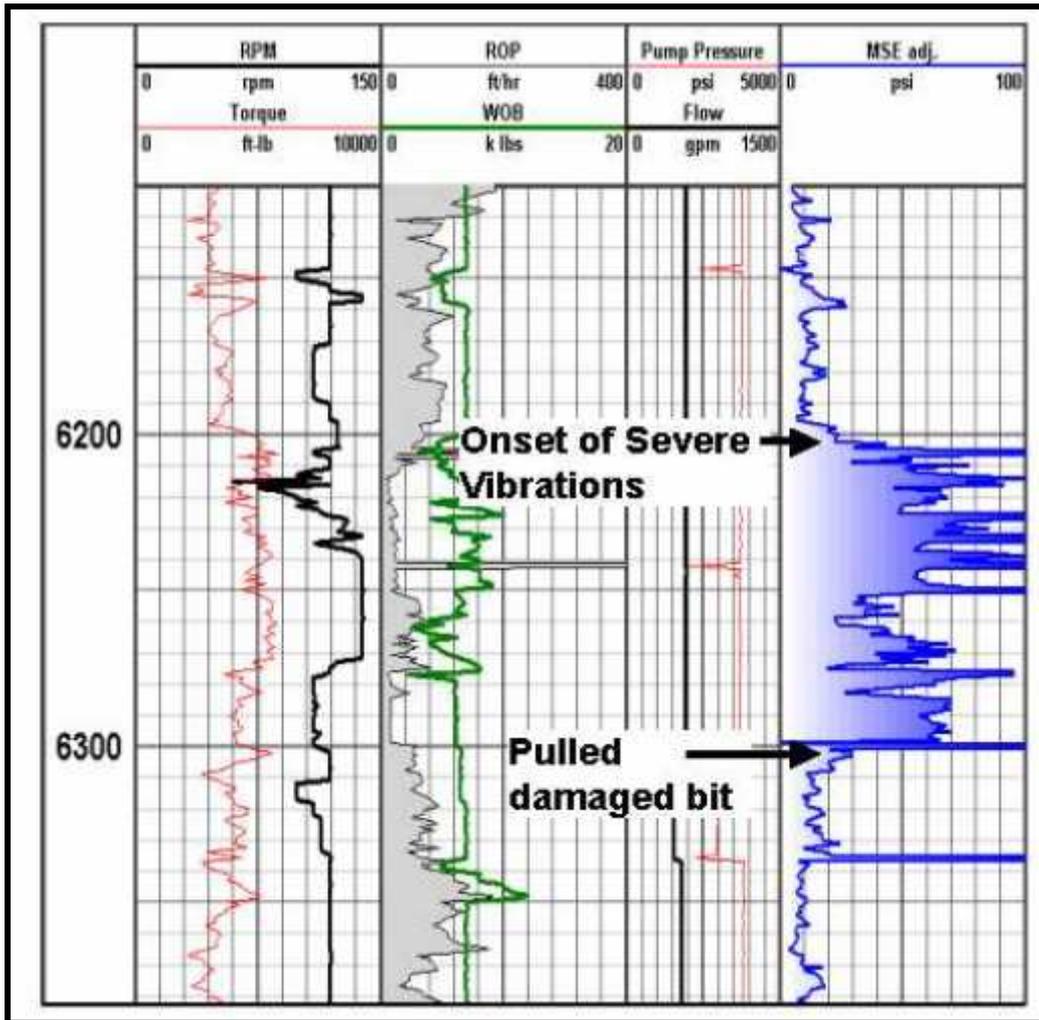


Figura 34: Vibrações e elevação do MSE (Dupriest *et al.*, 2005).

Um outro exemplo muito interessante é dado a seguir. A coluna estava sujeita a vibrações stick slip muito severas, comprometendo assim a performance. Na Figura 35, observa-se elevados níveis de vibração, e conseqüentemente elevado valor de MSE. Com a redução do WOB ocorre uma significativa redução das vibrações e o valor de MSE assume níveis muito menores. O mais impressionante é o efeito na ROP saltando de 25 fph para mais de 200 fph.

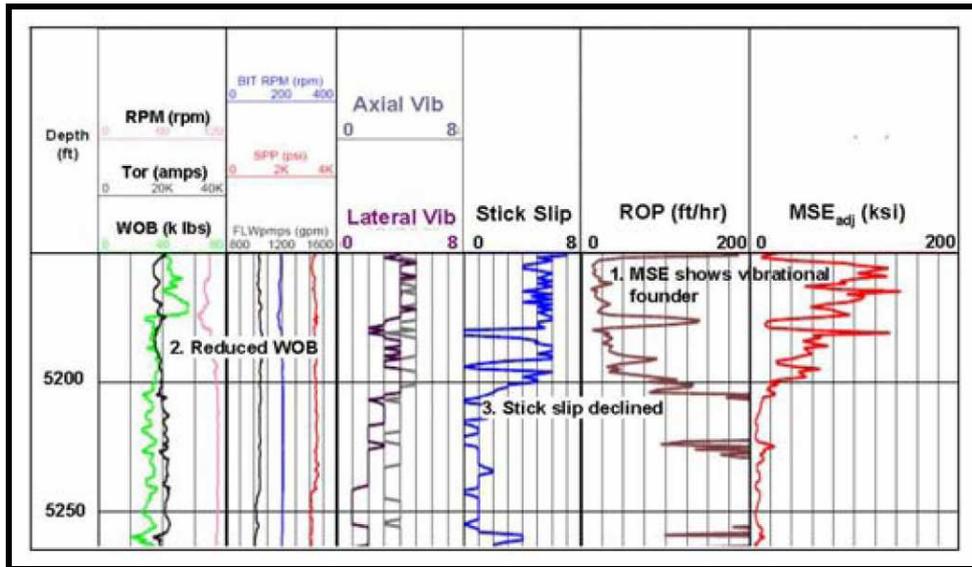


Figura 35: MSE utilizado solução de elevados níveis de vibrações (Dupriest *et al.*, 2005).

As amplitudes das vibrações que podem induzir restrições na taxa de penetração podem ser bem pequenas. Existe uma correlação clara entre os dois, porém os operadores estão preocupados em monitorar vibração com objetivo de não danificar a ferramenta e garantir a precisão de suas leituras. Porém, reduções na ROP são muito sensíveis e podem ser induzidas por vibrações da ordem de 3 G's, enquanto o dano às ferramentas ocorre com forças da magnitude de 25-50 G's, ou seja, existe uma grande possibilidade de otimização da perfuração, minimizando a energia que está sendo perdida por vibrações da coluna.

É importante ressaltar que como mostrado nos exemplos anteriores, alguma melhora pode ser feita para vibrações. Nem sempre é possível distinguir vibrações de mudanças na litologia. E em muitos casos, testes e análises dessas complexas relações é impraticável e a vibração somente poderia ser resolvida pela alteração do sistema de perfuração, por exemplo, uma mudança de broca ou BHA.

#### **4.1.4. Bottom Hole Balling**

É a condição na qual o acúmulo de material interfere na transferência de energia da broca para a formação abaixo dela. Enquanto no *bit balling* esse acúmulo acontece com a aderência do material na própria broca, no *bottom hole balling* esse material adere nos outros componentes do BHA e prejudica a transferência de energia broca-formação. É de difícil detecção, geralmente, é diagnosticado por eliminação de hipóteses.

#### **4.1.5. Fontes de erro nas leituras**

Existem algumas fontes de erro que devem ser consideradas quando se utiliza o MSE. Por exemplo, a fricção em poços direcionais pode aumentar os resultados. A energia na superfície pode estar sendo dissipada ao longo da coluna de perfuração pelo torque reativo entre a coluna e o poço. Essa perda pode distorcer a análise induzindo ao pensamento que a broca está consumindo muito mais energia do que realmente está.

Esse problema pode ser corrigido utilizando parâmetros medidos no fundo do poço, porém a disponibilidade dessa informação está associada a custos uma vez que é necessária a utilização de ferramentas de MWD especiais como sensores capazes de registrar esses parâmetros no fundo do poço.

Existe a possibilidade de ajustar a curva do MSE partindo do princípio que parte da energia está sendo consumida pela fricção, nesse caso se realiza alguns testes durante a perfuração para medir o coeficiente de fricção e estimar os parâmetros efetivos sobre a broca.

#### 4.1.6. Considerações finais MSE

Inicialmente proposto em por Teale (1964) os conceitos de Energia Mecânica Específica tem sido de grande utilidade na Engenharia do Petróleo. O modelo foi confirmado por ensaios de perfuração com simuladores e tem se mostrado uma ferramenta de otimização excelente. Possibilitando avanços em diversos segmentos. Por exemplo: seleção de broca mais eficiente, diagnóstico de falhas e práticas comuns de perfuração mais precisos e menos ambíguos, análise e otimização das práticas da perfuração, avaliação de novas ferramentas e tecnologias; monitoramento em tempo real e controle do processo de perfuração, análise de dados de MWD.

Outro aspecto relevante é o fato que nem sempre se dispõe de parâmetros de fundo do poço, a utilização dados de superfície pode induzir ao erro. Uma vez podem ocorrer perdas, durante a transferência de rotação e peso à coluna. Nem todo peso sobre a broca chega efetivamente a mesma. O torque na superfície também é dissipado ao longo da coluna.

Uma prática comumente adotada é quando se trabalha em projetos de elevado custo de perfuração e condições mais desafiadoras, o investimento em ferramentas de MWD que possibilitem um acompanhamento mais preciso da perfuração com leitura de parâmetros mecânicos no fundo do poço.

Em trechos com formações mais difíceis de perfurar seria muito significativo o uso de ferramentas para o monitoramento dos parâmetros no fundo do poço, para possibilitar uma efetiva utilização da broca. Em trechos de elevado *dogleg*, as perdas por fricção podem resultar em um peso efetivo muito menor do que na superfície. Por exemplo, utilizando-se uma broca PDC aplicando na superfície determinado peso (que poderia ser, por exemplo, o limite máximo recomendado pelo fabricante), só que no fundo do poço está chegando somente 50% desse peso aplicado.

Nesse tipo de ambiente não existe margem para erro e as restrições impostas pelo sistema de perfuração requerem atenção especial. Sejam

restrições do BHA (peso efetivo sobre a broca, rotação efetiva na broca, vibrações etc), da formação que está sendo perfurada (muito dura, reativa ao fluido de perfuração etc) ou da sonda de perfuração (capacidade de bombeio ou o *top drive*, por exemplo, pode estar no limite de sua capacidade). A não atenção a esses fatores pode resultar em diversos problemas como a operação da broca fora da especificação, quebra das ferramentas de MWD / LWD resultando em uma manobra adicional para trocá-los. De uma maneira geral numa perfuração menos eficiente.

## 5. ESTUDO DE CASO

### 5.1. Introdução

O Estudo de caso proposto será a análise da energia mecânica específica plotada em função da profundidade e comparação com os valores de UCS e CCS da rocha obtidos pela ferramenta de MWD/ LWD.

Considerando que a máxima performance que pode ser obtida na perfuração ocorre quando os valores do MSE se aproximam da resistência da rocha. Quando se tem o valor de resistência da rocha (menor energia específica possível) pode-se comparar com o valor atual de energia específica presente no BHA. O MSE é calculado pela fórmula abaixo:

$$MSE = \frac{1.27 \times WOB(lbs) + \frac{480 \times RPM \times Torque(ft - lbs)}{ROP(ft / hr)}}{D(in)^2} \quad (15)$$

$$Eficiência = \frac{CCS}{MSE} \text{ ou } \frac{UCS}{MSE} \quad (16)$$

Diante disso, identificar trechos em que alterações dos parâmetros mecânicos poderiam melhorar a transferência de energia para formação. Possibilitando assim ganhos em incrementos da taxa de penetração, resultando em uma perfuração com menor custo.

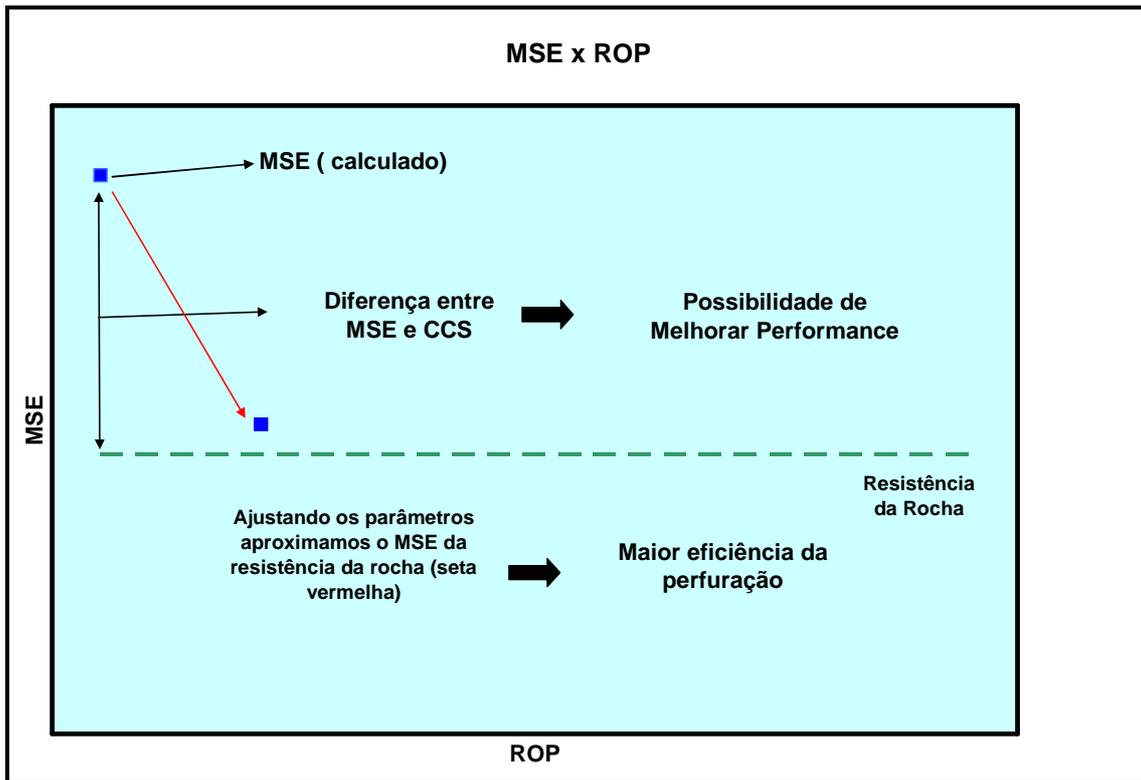


Figura 36: MSE como ferramenta de otimização.

## 5.2. Informações Gerais

Os dados serão plotados em função da profundidade medida e não em função do tempo, pois como as ferramentas de MWD-LWD estão a profundidades diferentes no BHA, seria necessário fazer um ajuste em razão desses sensores estarem em posições diferentes para um mesmo intervalo de tempo.

O *software* utilizado para gerar os perfis CCS e UCS será o Rock, utilizado pela Baker Hughes. O programa pela utilização dos perfis *gamma ray* e sônico permite o cálculo da UCS da rocha. O cálculo da CCS é baseado na condição mais extrema para resistência da rocha considerando-a totalmente impermeável.

Um elevado valor de *gamma ray* permite inferir a uma elevada quantidade de folhelho. Por outro lado, valores baixos permitem inferir baixo teor de

folhelho na rocha. Nos poços que se possui o Perfil Sônico Cisalhante, pode-se obter o UCS diretamente com essa informação pela equação a seguir:

$$UCS = 1.2 \times \left( \frac{1000}{DT_s} \right)^4 + 60.5 \times \left( \frac{1000}{DT_s} \right)^2 \quad (17)$$

Porém, quando não se dispõe dessa informação, tendo-se, por exemplo, somente o perfil sônico compressional e o *gamma ray*, necessita-se inferir a litologia e então baseado na premissa de que a relação entre a onda cisalhante e compressional em uma determinada litologia é constante.

Relação Perfil Sônico e Compressional para determinada Litologia	
Anidrita	2.4
<i>Limestone</i>	1.9
Dolomita	1.8
Folhelho	1.7
Arenito	1.6

Tabela 1: relação DTS e DTC para algumas litologias (HCC/Baker Hughes, 2002).

Estimar as litologias e propriedades mecânicas com base em perfilagem não é uma ciência exata, essas estimativas e conceitos são baseados em padrões aceitos pela indústria. Necessita-se de mais dados e conhecimento do local para melhorar a precisão dessas avaliações. Porém, para os fins desse trabalho essa estimativa é suficiente.

Conforme discutido anteriormente, o UCS é a menor resistência possível da rocha. Nas condições de poço a mesma está sujeita a tensões laterais e pressão de poros que deslocam a curva de resistência para cima, aumentando a resistência da rocha (ver Figura 23).

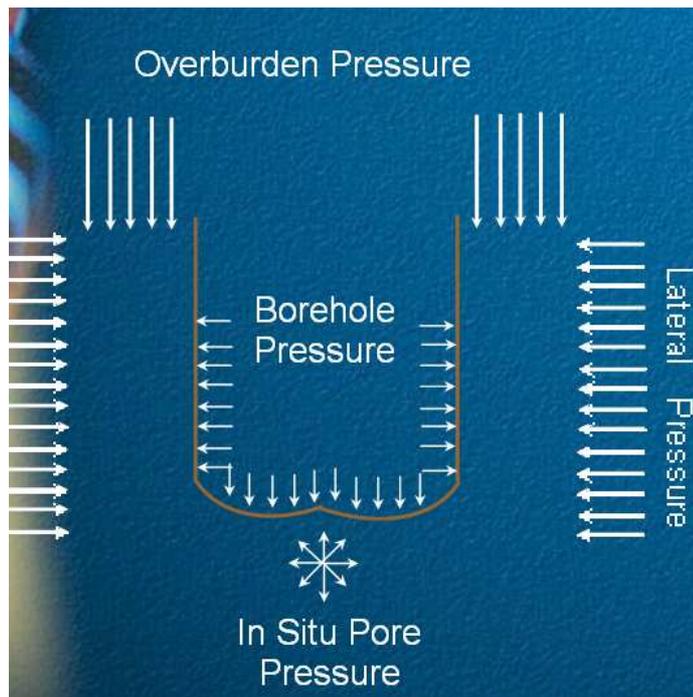


Figura 37: Tensões atuando na rocha na perfuração do poço (modificado: HCC/Baker Hughes, 2002).

Existem diversos fatores que devem ser levados em consideração na hora de calcular a resistência da rocha nas condições de poço, como:

- Ponto onde se calcula essa tensão (no centro, na parede do poço);
- Gradiente de poros;
- Existência de zonas pressurizadas;
- Permeabilidade da rocha;
- Taxa de filtrado e outros fatores.
- Profundidade vertical (cálculo pressão hidrostática)

Diante de tantos fatores é fácil notar o porque da dificuldade em estabelecer correlações para obtenção do CCS. O programa utilizado faz a simplificação de que a pressão de poros é zero (formação completamente depletada) e calcula a resistência num ponto afastado do poço. Essas considerações fornecem a maior resistência que a rocha pode assumir, ou seja, tem-se um envelope entre a menor e a máxima resistência da rocha.

Com essas informações e mais os parâmetros utilizados na perfuração dos poços, será aplicada a metodologia do MSE, visando com a utilização de dados reais de dois poços perfurados no Brasil validar essa ferramenta e sua viabilidade nas aplicações de campo, como ferramenta de auxílio à tomada de decisões e acompanhamento da perfuração.

Nos poços em que a metodologia será aplicada a broca foi avaliada como reutilizável após as corridas, sendo assim o efeito do desgaste da broca no MSE não será abordado nesse trabalho.

### Dados Gerais da Perfuração Poço 1

Foram perfurados em torno de 400 metros com broca PDC, ao final da corrida a broca foi avaliada e considerada pouco desgastada, tendo atingido a profundidade final. Formação perfurada: arenito homogêneo, com presença de argilas (risco de enceramento) informação obtida de poço de correlação. A seguir, seguem os gráficos gerados com os dados obtidos da perfuração do poço 1:

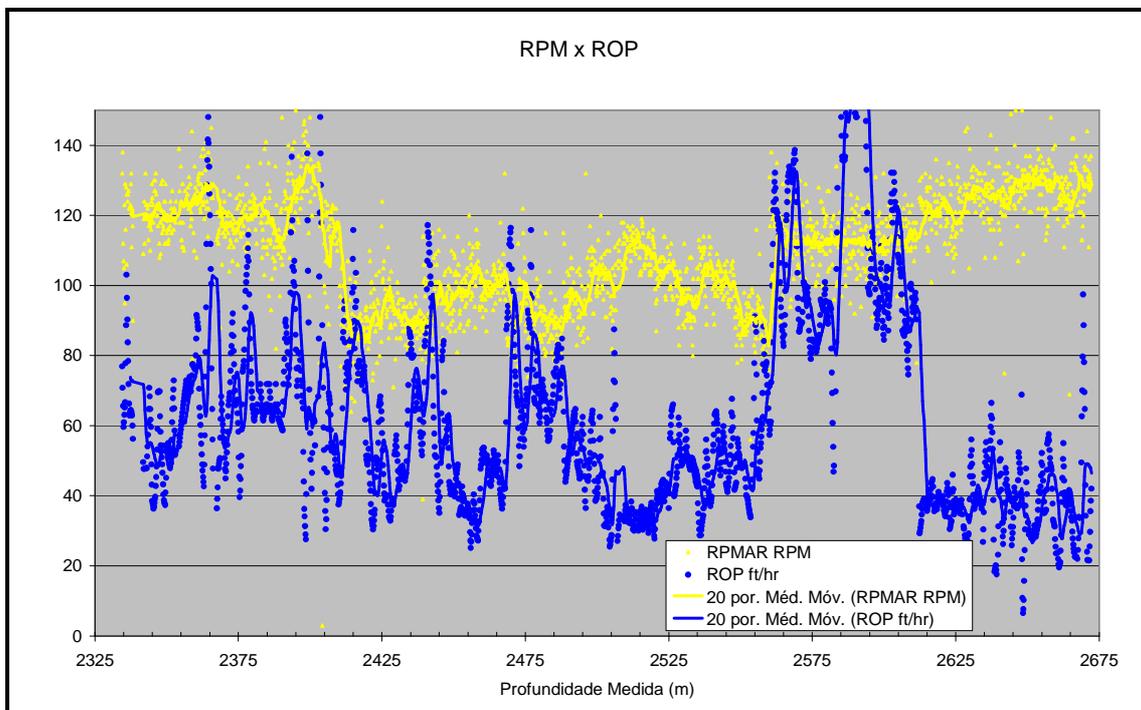


Figura 38: Parâmetros ROP e RPM utilizados na perfuração Poço 1.

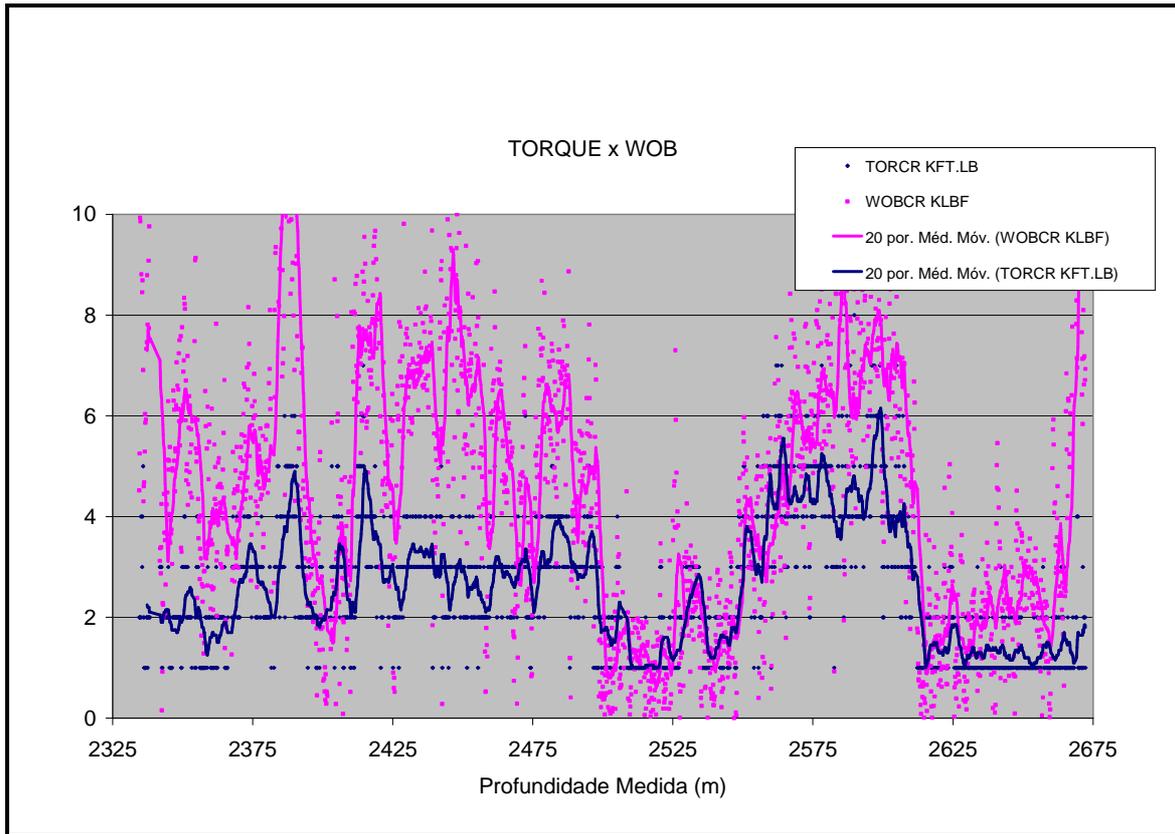


Figura 39: Parâmetros torque e WOB utilizados na perfuração Poço 1.

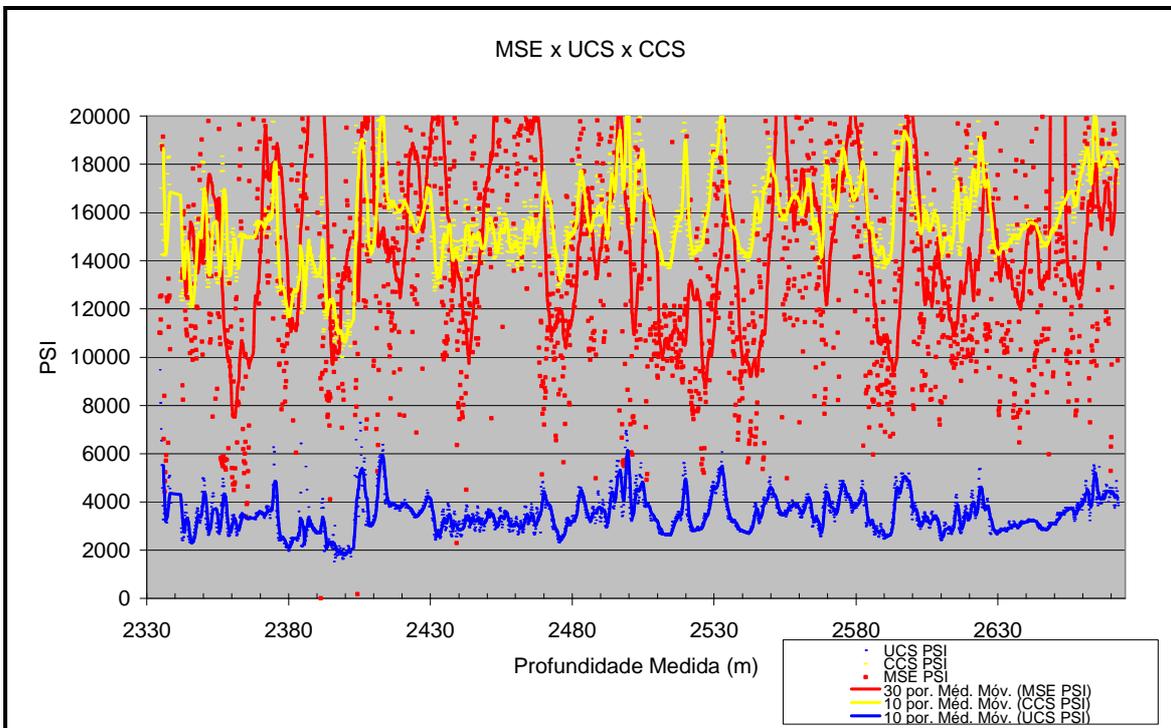


Figura 40: Curvas de MSE, UCS e CCS (poço 1).

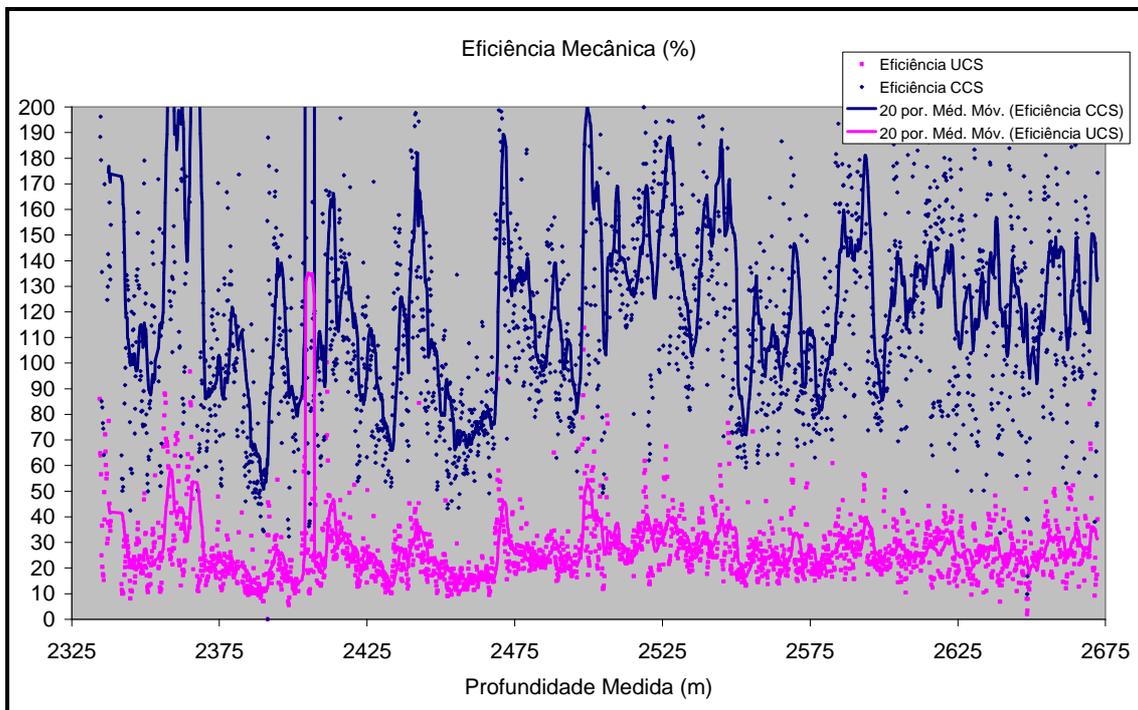


Figura 41: Eficiência Mecânica (poço 1).

### Dados Gerais da Perfuração Poço 2

Foi perfurado o intervalo 2500 – 3400 m, com presença de intercalações duras em alguns trechos. Utilizou-se broca tricônica ao final da perfuração a mesma sofreu pouco desgaste, sendo avaliada como reutilizável (sendo até mesmo utilizada numa outra corrida com alargador no mesmo poço). Foram detectados altíssimos níveis de vibração slip stick inclusive isso gerou dano ao top drive, o que limitou a rotação aplicada à coluna.

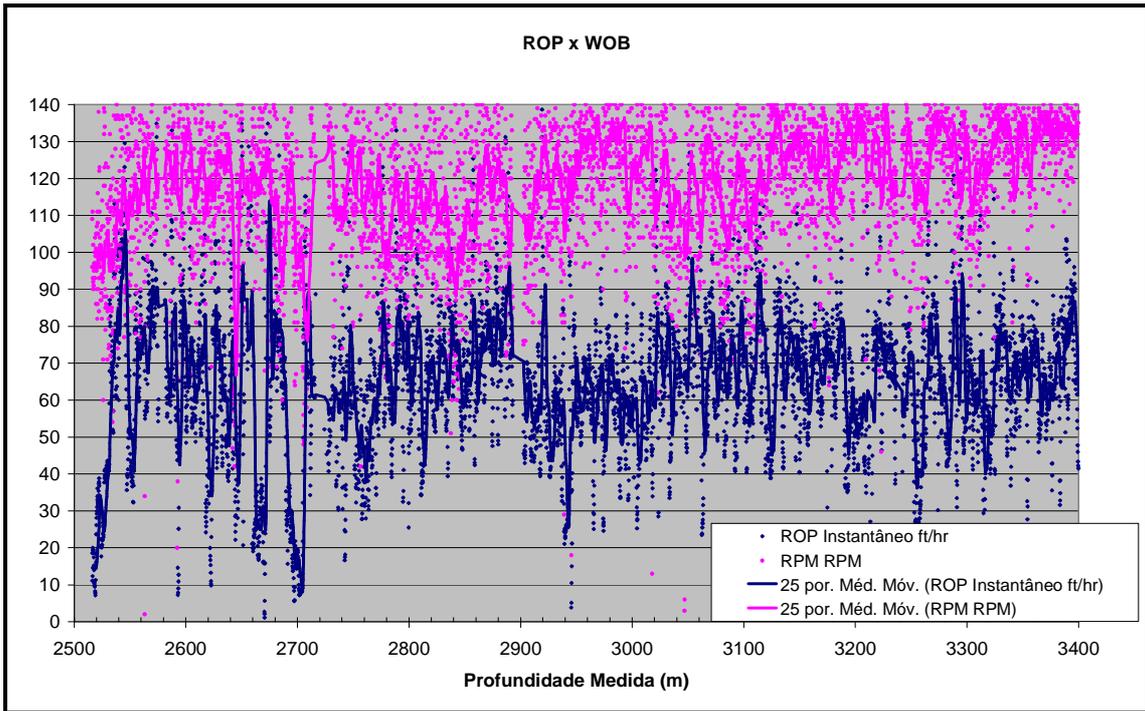


Figura 42: Parâmetros ROP e RPM utilizados na perfuração do poço 2.

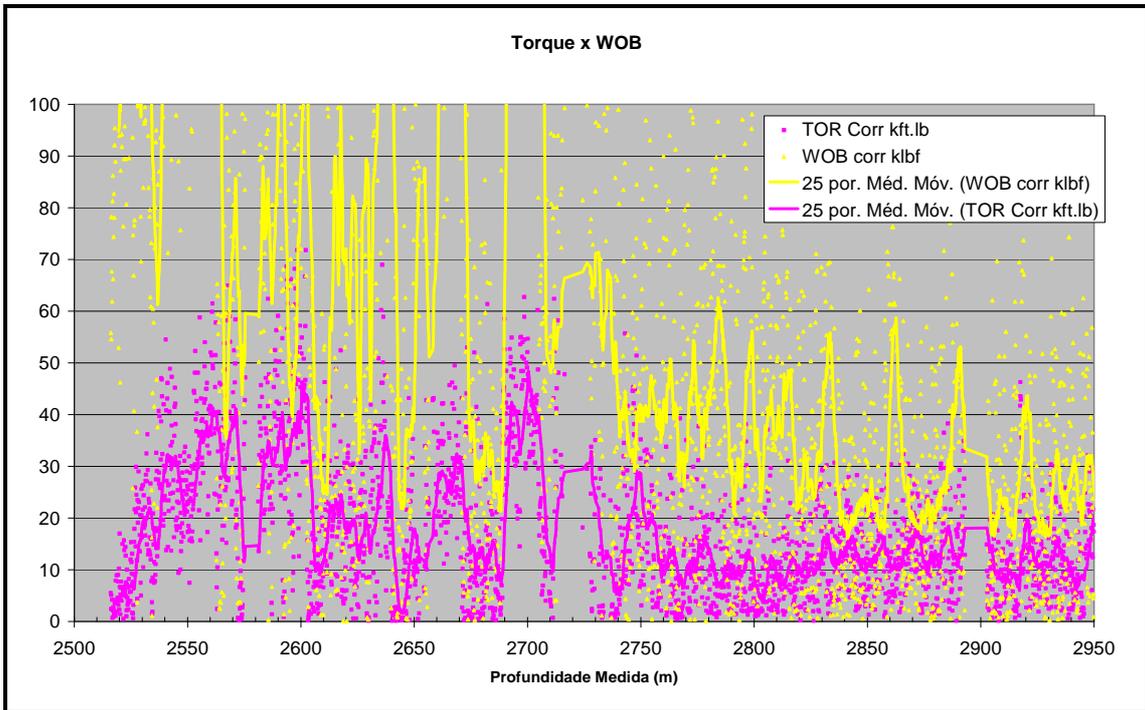


Figura 43: Parâmetros Torque e WOB utilizados na perfuração do poço 2.

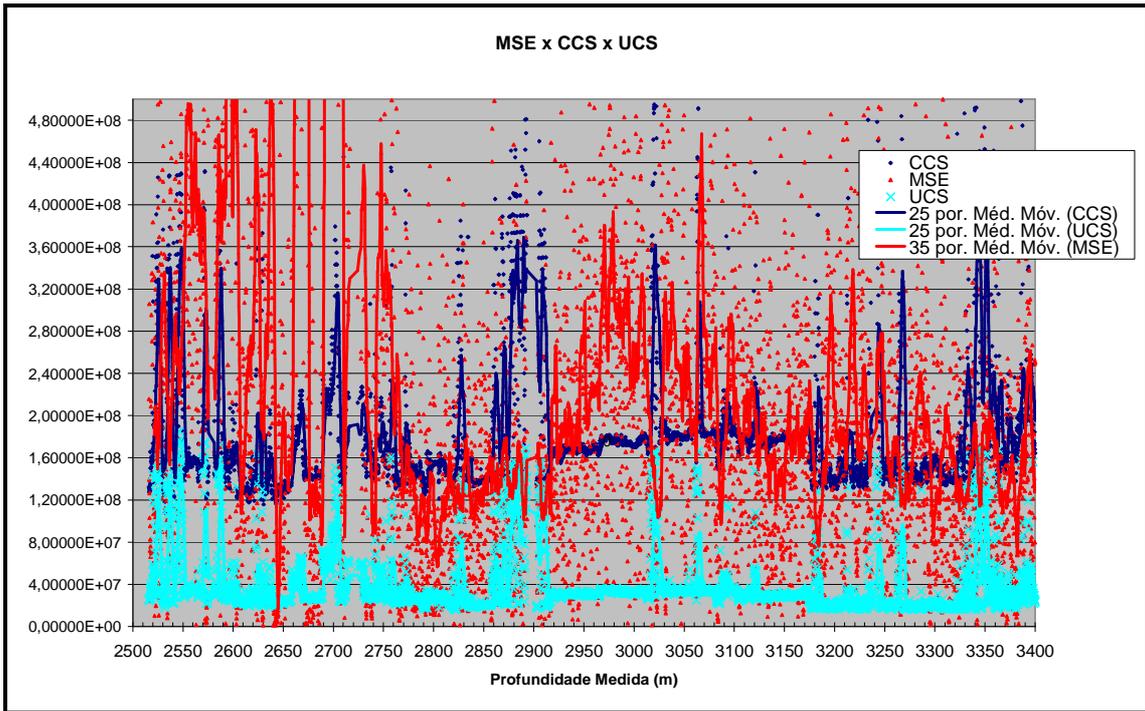


Figura 44: Curvas de MSE, UCS e CCS (poço 2).

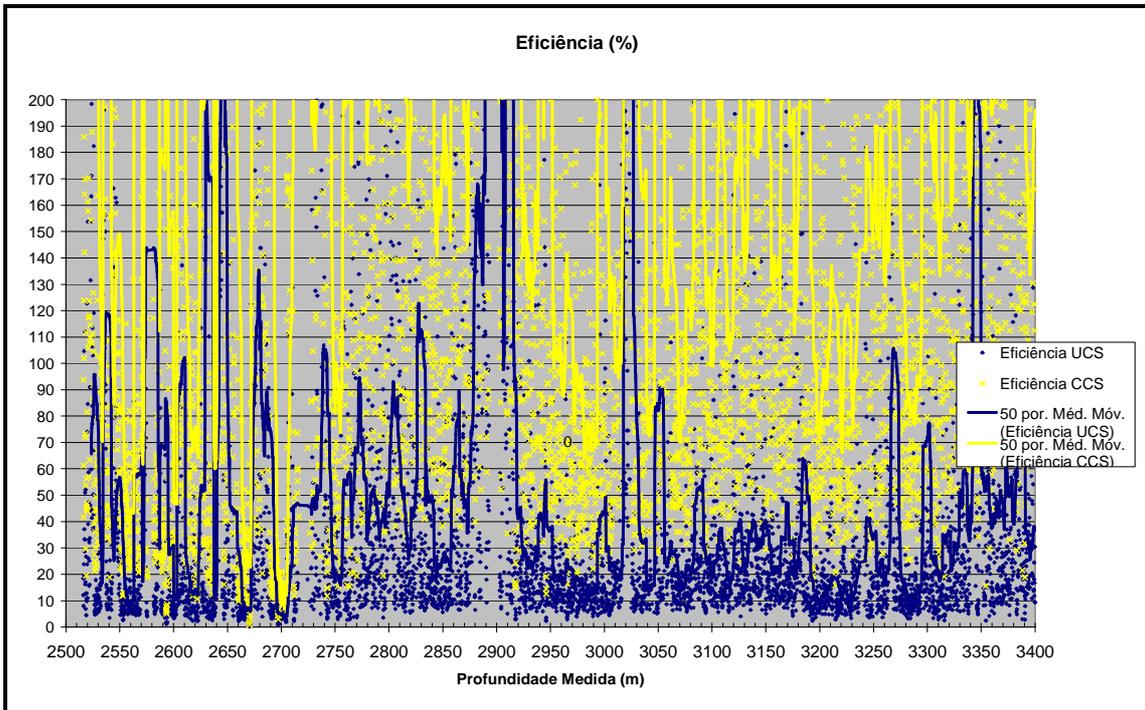


Figura 45: Eficiência Mecânica (poço 2).

### 5.3. Análise dos Resultados

As planilhas geradas com os dados provenientes da perfuração, num primeiro momento não permitem nenhuma avaliação, não se percebe nenhuma correlação aparente entre as variáveis ou tendência das mesmas.

Porém, está sendo exibido de uma só vez todo intervalo perfurado, uma escala muito grande. Para aplicar a metodologia aqui apresentada é necessário investigar em intervalos menores o comportamento das variáveis.

O cálculo da resistência da rocha para comparação com o MSE fica muito comprometido, uma vez que, não se consegue obter uma resistência nas condições *in situ*. Sendo assim, a análise da envoltória resistêcia máxima (CCS) e resistêcia mínima (UCS), permite detectar variações das propriedades mecânicas das rochas.

#### Poço 1

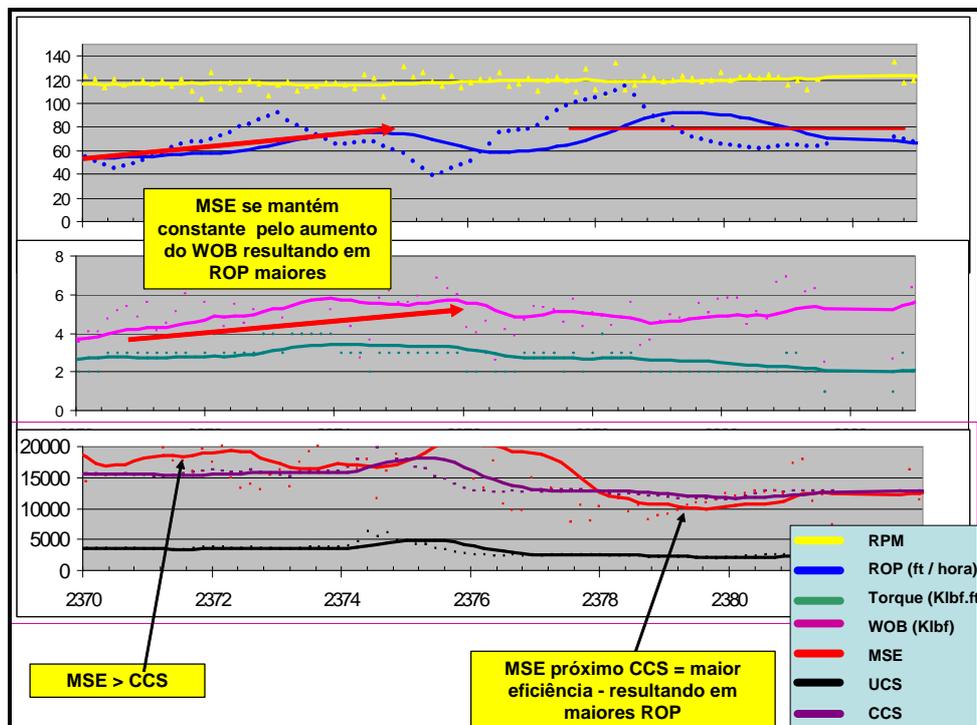


Figura 46: Análise perfuração (poço 1) 2370-2382m.

No intervalo exibido, observa-se um incremento da ROP como resposta ao incremento do WOB. O MSE permanece constante indicando que o sistema está dentro da zona de eficiência. Por volta de 2378, observou-se uma queda no MSE e aumento da eficiência. Ocorreu uma variação na litologia visível pela variação do UCS e CCS, nessa nova formação o MSE se aproximou da curva de CCS indicando que se está perfurando com maior eficiência a partir de 2376 m, o aumento da ROP é observado desde então.

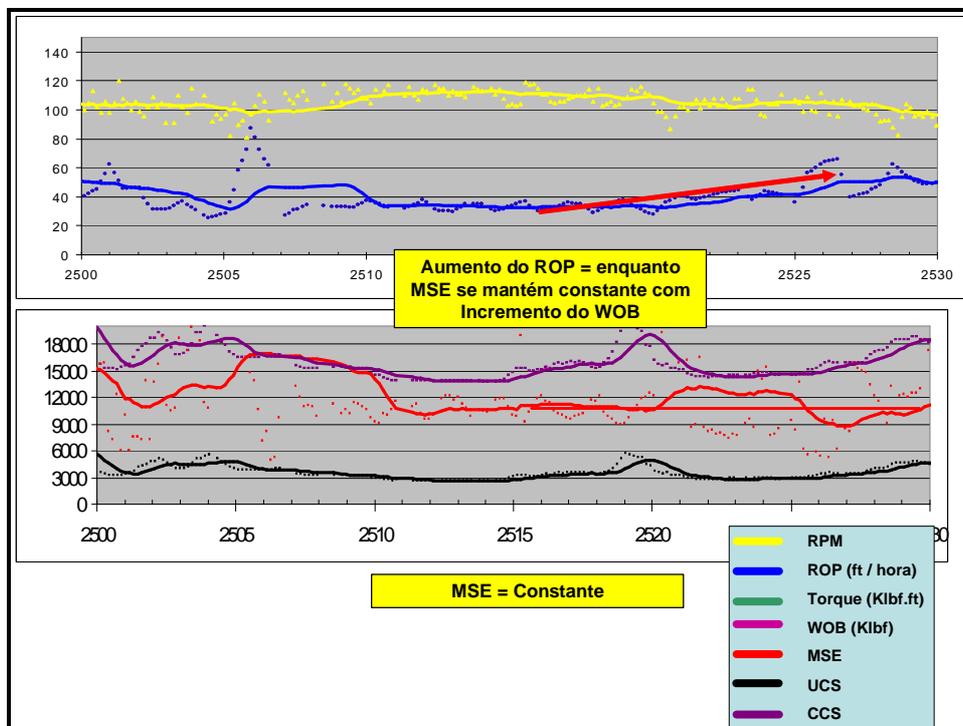


Figura 47: Análise perfuração (poço 1) 2500-2530m

Na Figura 47 semelhantemente ao exemplo ilustrado na Figura 46, ocorre um aumento da ROP em resposta a um incremento do WOB. O MSE mantém a mesma tendência indicando que o sistema permanece dentro da região de eficiência, ou seja, ainda seria possível aumentar a ROP por incremento nos parâmetros mecânicos.

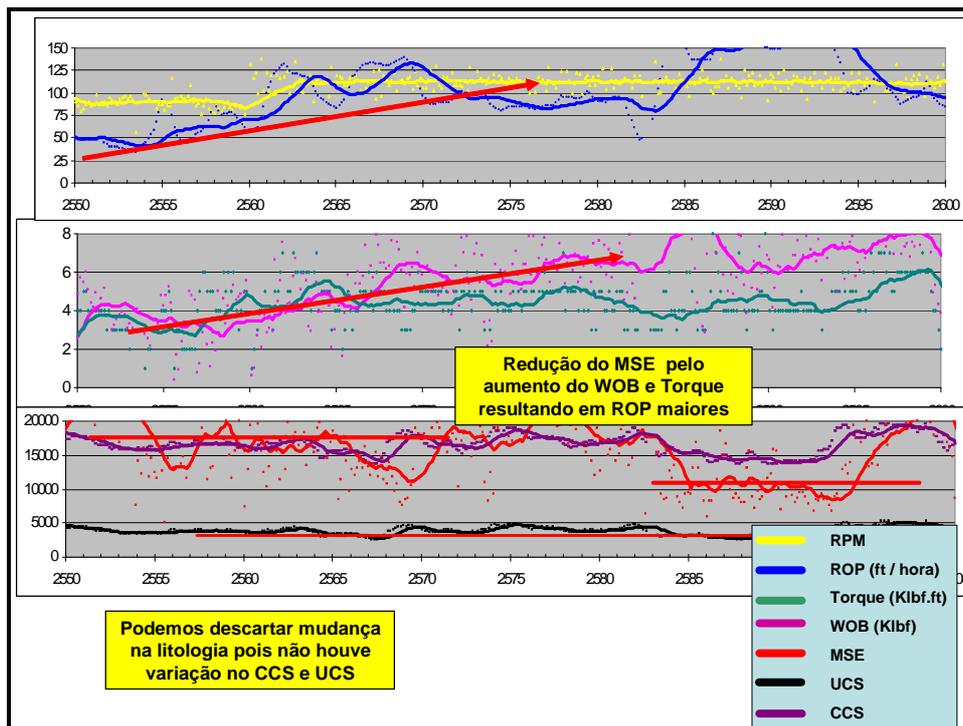


Figura 48: Análise perfuração (poço 1) 2550-2600m

Na Figura 48: Análise perfuração (poço 1) 2550-2600m, verifica-se que o MSE se mantém constante enquanto se varia os parâmetros mecânicos, ganhos em ROP são obtidos, ou seja, o sistema ainda está na região de eficiência (porção linear da curva de *drilloff*), caso se deseje obter ganhos em ROP, precisa-se adicionar mais energia ao sistema variando-se os parâmetros.

## Poço 2

Em torno de 2700 detectou-se a presença de vibrações severas e fortes variações na taxa de penetração, o MSE apresentava fortes oscilações. Com o intuito de corrigir o problema reduziu-se o WOB e a RPM da coluna, a resposta do MSE, foi voltar a níveis normais. Confirmando que parte significativa da energia estava sendo dissipada pelas vibrações. A resposta do sistema foi aumento da ROP a partir do momento que ocorreu uma estabilização do MSE. Isso pode ser observado na Figura 49.

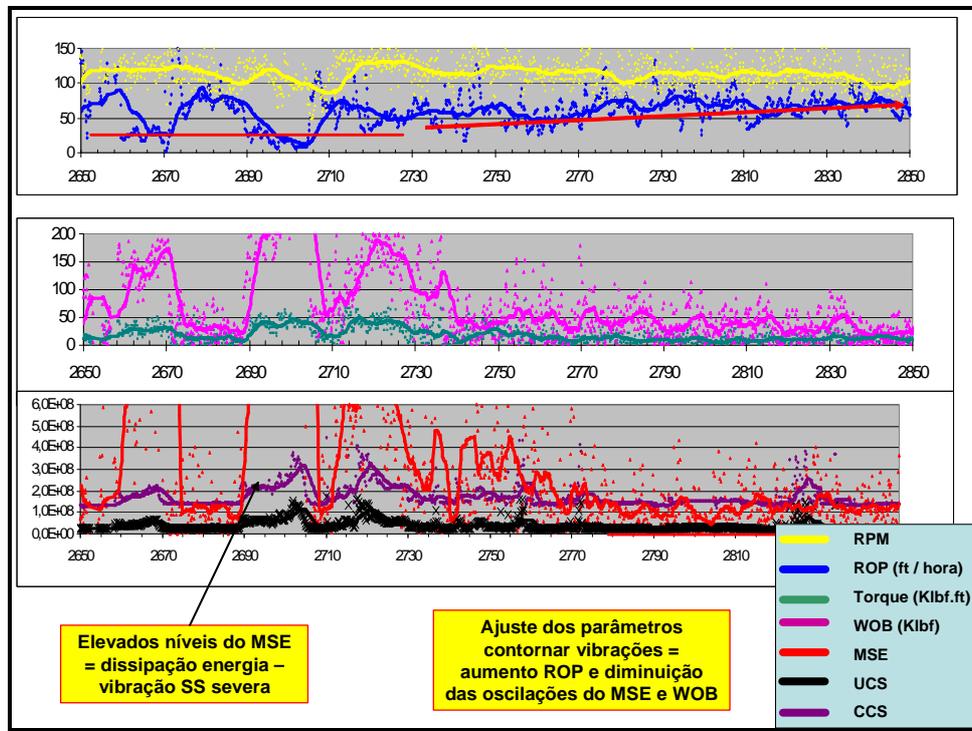


Figura 49: Análise perfuração (poço 2) 2650-2850m.

Na Figura 50, ajusta-se os parâmetros de perfuração, observa-se que enquanto os incrementos do WOB resultam em ganhos na taxa de penetração, a curva do MSE mantém uma tendência constante. Essa é sem dúvida uma das principais aplicações dessa metodologia, realização do *drill rate test* para escolher os parâmetros para perfuração. Variam-se os parâmetros WOB e RPM enquanto o MSE mantém a tendência linear o sistema está na região de eficiência, ganhos em ROP podem ser obtidos por incremento dos parâmetros.

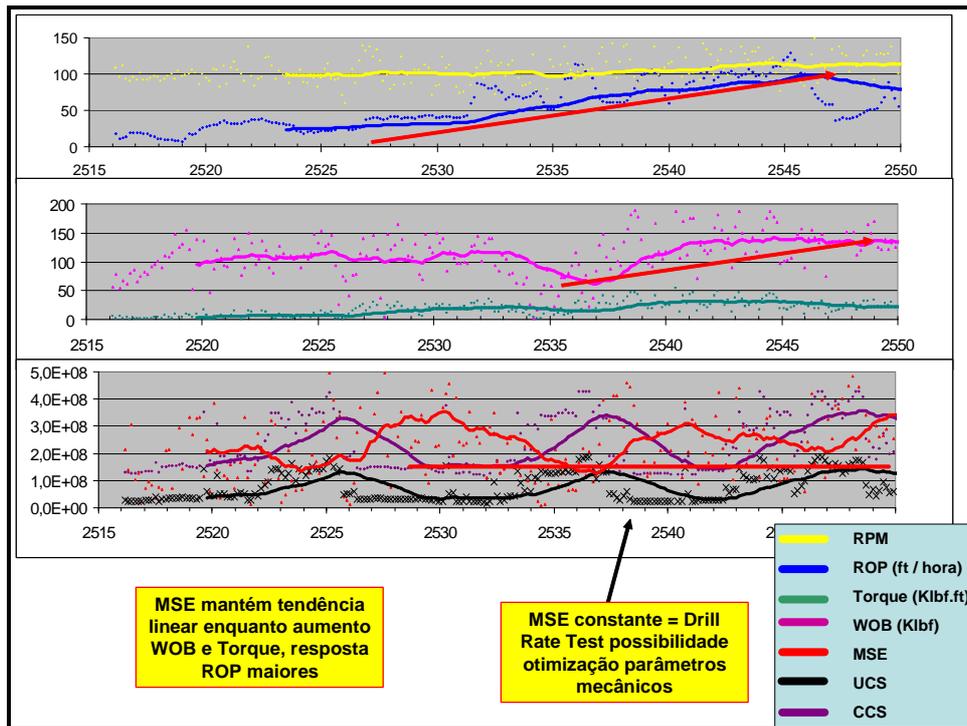


Figura 50: Análise perfuração (poço 2) 2515-2550m.

A Figura 51 representa a presença de intercalações duras, detectável pelo pico ocorrido na resistência da rocha. A resposta do MSE é sofrer um aumento de magnitude muito superior à variação da resistência da rocha, ou seja, na perfuração dessas intercalações a broca possui parâmetros inadequados (energia excessiva na mesma), existe uma redução da ROP. Esses parâmetros inadequados além de diminuir a eficiência podem danificar a broca e induzir vibrações.

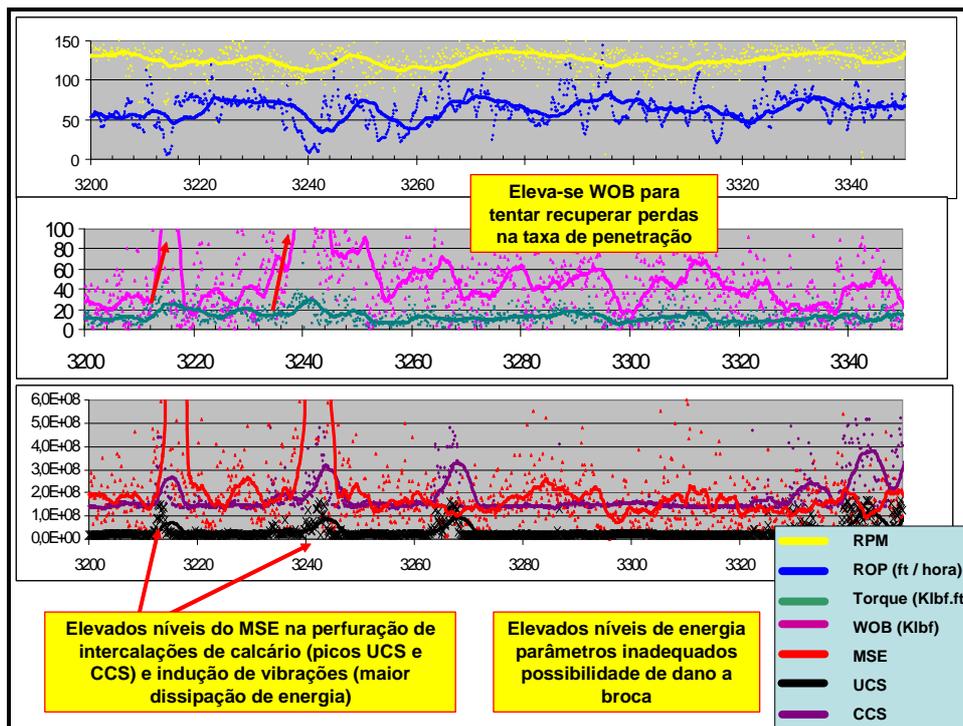


Figura 51: Análise perfuração (poço 2) 3200-3340m.

Monitorar parâmetros no fundo permite uma maior efetividade no controle da dinâmica de perfuração, por exemplo, a diminuição do torque devido ao enceramento da broca. Aumenta-se o torque na superfície, seria normal o torque aumentar no fundo do poço, mas não é observado esse incremento no sensor de torque no MWD. Para confirmar, aumenta-se o WOB e não há resposta em ganho de taxa de penetração. Esse tipo de situação pode ser diagnosticado como enceramento, a argila está aderida à broca, formando uma camada fina que limita ou até mesmo impede o contato com a formação, reduzindo assim a ROP. A broca pode literalmente patinar sobre a formação.

Esse monitoramento das condições próximas à broca possibilita também verificar a efetividade dos parâmetros aplicados na superfície, o quanto efetivamente do peso ou rotação está sendo aplicado sobre a broca. Isso permite a obtenção de maiores taxas de penetração sem no entanto, comprometer a estrutura cortante da broca ou utilizá-la além dos limites recomendados pelo fabricante. Por exemplo, deseja-se perfurar determinada formação muito dura com o máximo WOB, medindo se somente esse

parâmetro na superfície, a broca provavelmente será subutilizada, pois apenas uma fração desse peso está chegando efetivamente na broca.

Essa diferença fica evidente na Figura 52, obteve-se uma curva MSE utilizando os parâmetros torque, peso sobre broca e rotação na coluna medidos na superfície e os mesmos parâmetros no fundo do poço, com auxílio de uma ferramenta de MWD. Fica muito mais difícil com os parâmetros de superfície utilizar o MSE como ferramenta de auxílio à tomada de decisões.

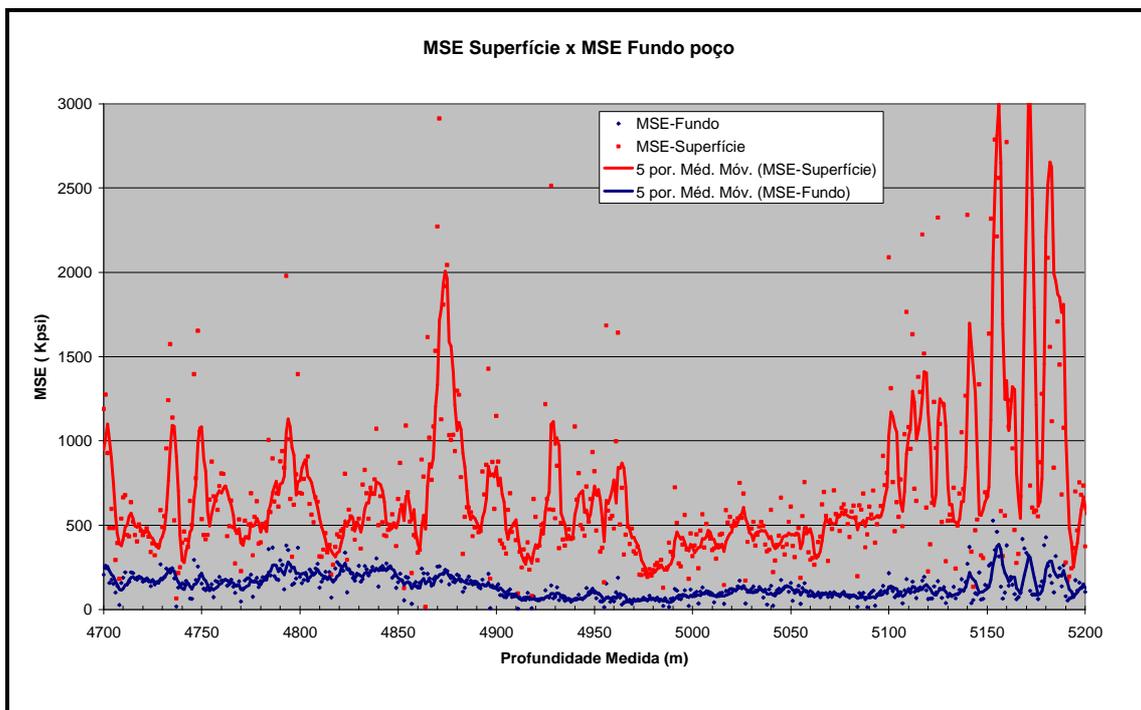


Figura 52: Comparação MSE na superfície e no fundo.

Mesmo utilizando o MSE como ferramenta de análise de tendência esse exemplo mostra que a curva construída com os parâmetros medidos na superfície, nem sempre segue a mesma tendência da curva gerada com os parâmetros medidos próximo a broca. Por exemplo, no trecho entre 5000 e 5100 m ocorre uma tendência de crescimento do MSE (fundo do poço) e no MSE (superfície) não existe praticamente variação na curva. E no trecho depois de 5100 metros existe uma tendência de crescimento do MSE (fundo), o MSE (superfície) também possui tendência de crescimento, porém de magnitude muito menor. Fica evidente a dificuldade em aplicar a ferramenta quando se utiliza somente parâmetros medidos na superfície.

## 6. CONCLUSÃO

A utilização de informações simples, normalmente disponíveis no campo, pode ser utilizada para fornecer valiosos *insights* sobre a dinâmica da perfuração. Permitindo detecção de indícios de problemas e até mesmo uma resposta sobre a efetividade das ações corretivas tomadas. Isso pode ser feito no acompanhamento em tempo real, e na comparação com poços perfurados na mesma região.

Uma forma de utilização no acompanhamento em tempo real seria como ferramenta de análise de tendência, como dito anteriormente, o valor absoluto não é o foco principal e sim a tendência exibida pela curva. Esse fato é utilizado largamente pela indústria como forma de buscar a porção linear da curva de *drilloff*.

Se o MSE se mantém próximo da aparente linha de tendência, o engenheiro sabe que está perfurando dentro da zona de eficiência e caso seja interessante aumentar a taxa de penetração, basta adicionar mais energia a coluna, seja aumentando o peso ou a rotação. Porém, caso o MSE ultrapasse a linha de tendência, o sistema está saindo da zona de eficiência e a causa (fator que está limitando a entrada de energia) deve ser diagnosticada pela equipe, para então, caso o custo justifique, modificar o sistema para obter incremento na ROP.

Porém, não se pode utilizar literalmente nas operações de campo o fato de que na zona de eficiência, valores de MSE se aproximam da resistência da rocha, uma vez que o UCS estimado a partir de poços de correlação (perfis sônicos) não é um valor que representa a resistência da rocha nas condições *in situ*. Levá-lo em consideração pode conduzir a considerações errôneas, por exemplo, que se está dentro da zona de eficiência quando na verdade perfura-se bem longe dela, uma vez que, a tensão de confinamento altera significativamente a resistência da rocha.

A utilização de ferramentas que possibilitem o monitoramento dos parâmetros próximo à broca (como peso sobre broca, torque e vibrações) possibilita um maior controle sobre os parâmetros de perfuração. A utilização do MSE também fica menos precisa, uma vez que, os dados de superfície podem não ser os dados que efetivamente atuam sobre a broca. Fica muito mais difícil interpretar a tendência e magnitudes de alteração nos parâmetros com a utilização dos dados de superfície.

Essas ferramentas atuam agregando grande valor ao fornecer informações para otimizar os parâmetros e maximizar o desempenho da perfuração. Porém, por acarretar aumento de custos, sua utilização se justifica em ambientes de perfuração *offshore* ou com formações muito difíceis de serem perfuradas.

As corridas aqui analisadas a broca ao final foi classificada como reutilizável, porém os efeitos do desgaste no MSE não foram abordados e merecem atenção especial, pois afetam diretamente a iteração rocha – cortador e conseqüentemente a resposta da broca à variação dos parâmetros.

## **6.1. Recomendações**

O eventual aprofundamento desse estudo deveria incluir a aplicação da metodologia apresentada junto a um universo maior poços perfurados. Além da comparação em outras corridas das diferenças entre os parâmetros mecânicos medidos na superfície e no fundo, e as tendências exibidas pelas suas respectivas curvas de MSE.

Nesse trabalho, ao final das corridas analisadas a broca foi considerada reutilizável, tendo sofrido pouco desgaste. Ao se desgastar é esperado que a mesma se torne menos eficiente, como a energia mecânica depende diretamente da razão energia mecânica fornecida pelo volume rochoso perfurado. É natural que essa relação aumente com aumento do desgaste da

broca. O estudo de como o efeito do desgaste da broca influencia a curva do MSE é extremamente importante para sua utilização no campo.

Utilização de outras correlações mais precisas para tentar determinar a resistência da rocha confinada. E obtenção de uma curva mais confiável para comparação com o MSE.

Uma análise econômica de quando (em que cenários) e quanto vale a pena investir em ferramentas especiais de MWD para acompanhamento dos parâmetros mecânicos de perfuração. E quais variáveis são relevantes para essa decisão.

## 7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ARMENTA, M.; "Identifying Inefficient Drilling Conditions Using Drilling-Specific Energy". Paper SPE 116667. Presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition Held in Denver, Colorado, USA, September 2008.

AZEVEDO, I. C. D.; MARQUES, E. A. G.; "Introdução à Mecânica das Rochas". Universidade Federal de Viçosa, Viçosa, MG. 2002

BOURGONE JR. A.T., *et al.*, " Applied Drilling Engineering". SPE Textbook Series, Vol 2. Society of Petroleum Engineers Richardson, Texas USA.

CAMPOS, H.M. "Qualidade dos dados transmitidos durante a perfuração de poços de petróleo". 2007. 127 p. Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia da Energia, Universidade Federal de Itajubá, Itajubá - MG. 2007.

CURRY, D.; *et al.* "Technical Limit Specific Energy – an Index to Facilitate Drilling Performance Evaluation". Paper SPE/IADC 92318. Paper presented at SPE/IADC Drilling Conference held in Amsterdam, Netherlands, February 2005.

DUPRIEST, F. E.; *et al.* "Maximizing Drill Rates with Real-Time Surveillance of Mechanical Specific Energy". Paper SPE/IADC 92194 presented SPE/IADC Amsterdam, February, 2005.

DUPRIEST, F. E.; *et al.* "Maximizing ROP With Real-Time Analysis of Digital Data and MSE". Paper IPTC 10607. Paper presented at the International Petroleum Technology (IPTC) Qatar, November, 2005.

GUERRERO, L.A.M. "Uso de Parâmetros de Perfuração para Estimar a Resistência Não Confinada das Rochas". 2008. 80 f. Dissertação

(Mestrado) - Departamento de Engenharia Civil, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro - RJ. 2009.

HCC/BAKER HUGHES. "Hughes Christesen – Understanding Basics of Rocky03". EUA, 2002.

INTEQ/BAKER HUGHES. "Drilling Engineering Workbook". EUA, 1995.

PESSIER, R. C. (Hughes Tool Co.); FEAR, M.J. (BP Exploration), 1992. "Quantifying common drilling problems with mechanical specific energy and a bit-specific of sliding friction", paper SPE 24584.

RASHIDI, B.; *et al.* "Real-Time Drill Bit Wear Prediction by Combining Rock Energy and Drilling Strength Concepts". Paper SPE 117109. Presented at the 2008 Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, November, 2008.

ROCHA, L. A. S.; Perfuração direcional – 2 ed. Rio de Janeiro, Interciência, 2008.

TAVARES, R.M. "Interpretação e Análise de Dados de Perfuração em Poços de Petróleo". 2006. 129 p. Dissertação (Mestrado) – Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas - SP. 2006

TEALE, R.; "The Concept of Specific Energy in Rock Drilling". Int. J. Rock Mech Mining Sci. Vol. 2, pp. 57-73. Pergamon Press, July 1965. Printed in Great Britain.

THOMAS, J. E., *et al.*, Fundamentos de Engenharia de Petróleo, 2ª ed. Rio de Janeiro, Interciência, 2001.

TIBBITTIS, G. A.; *et al.* "Effects of bit hydraulics on full-scale laboratory drilled shale". Paper JPT 8439. Presented at the SPE 54th Annual Technical Conference and Exhibition Held Las Vegas, USA, September 1979.

#### SITES ACESSADOS

ESTEIO ENGENHARIA E AEROLEVANTAMENTOS S.A. Disponível em:  
<http://www.esteio.com.br/empresa/index.htm>. Acessado em: 05/05/2009.

BAKER HUGHES. Disponível em: <http://www.bakerhughesdirect.com>.  
Acessado em: 30/06/2009.

CLEAR CREEK ASSOCIATES. Disponível em:  
<http://www.clearcreekassociates.com>. Acessado em 03/05/2009.

CANRIG DRILLING TECHNOLOGY LTD. Disponível em:  
<http://www.canrig.com/default.asp>. Acessado em 30/06/2009.