



Rachel de Freitas Mascarenhas Ferraz

**Estimativa da Resistência Não Confinada das
Rochas em Tempo Real**

Dissertação de Mestrado

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Civil pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil do Departamento de Engenharia Civil e Ambiental da PUC-Rio.

Orientador: Prof. Sérgio Augusto Barreto da Fontoura

**Rio de Janeiro
Agosto de 2021**



Rachel de Freitas Mascarenhas Ferraz

**Estimativa da Resistência Não Confinada das
Rochas em Tempo Real**

Dissertação apresentada como requisito parcial para
obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-
Graduação em Engenharia Civil da PUC-Rio.
Aprovada pela Comissão Examinadora abaixo:

Prof. DSc. Sérgio Augusto Barreto da Fontoura
Orientador
Departamento de Engenharia Civil – PUC Rio

Profª. DSc. Raquel Quadros Velloso
Departamento de Engenharia Civil – PUC Rio

Prof. DSc. João Carlos Ribeiro Plácido
Departamento de Engenharia Mecânica – PUC Rio

DSc. Vivian Rodrigues Marchesi
Baker Hughes

Todos os direitos reservados. A reprodução, total ou parcial, do trabalho é proibida sem autorização da universidade, da autora e do orientador.

Rachel de Freitas Mascarenhas Ferraz

Graduou-se em Engenharia Civil pelo Centro Universitário La Salle do Rio de Janeiro em 2018. Atuou como aluna bolsista no Grupo de Tecnologia e Engenharia de Petróleo da PUC-Rio, integrando a equipe de desenvolvimento do software de análise de estabilidade SEST TR[®] 2.0.

Ficha Catalográfica

Ferraz, Rachel de Freitas Mascarenhas

Estimativa da resistência não confinada das rochas em tempo real / Rachel de Freitas Mascarenhas Ferraz ; orientador: Sérgio Augusto Barreto da Fontoura. – 2021.

98 f. : il. color. ; 30 cm

Dissertação (mestrado)–Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Civil e Ambiental, 2021.

Inclui bibliografia

1. Engenharia Civil e Ambiental - Teses. 2. Resistência à compressão não confinada. 3. Tempo real. 4. Parâmetros de perfuração. 5. Medição durante a perfuração. I. Fontoura, Sérgio Augusto Barreto da. II. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Civil e Ambiental. III. Título

CDD: 624

Para o meu marido, Luciano, pelo amor
e dedicação incondicional sem o qual
essa jornada não seria possível.

Agradecimentos

A Deus, o dono da minha narrativa. Devo a Ele toda honra e toda a glória pelas oportunidades que me foram oferecidas, pela trajetória que pude percorrer, pela minha capacidade física, psíquica e intelectual e pelas muitas conquistas que ainda realizarei.

À minha mãe, meu finado pai, e aos meus irmãos – minha origem. Sou grata pelos ensinamentos desde os primeiros dias de vida e ao longo desses 26 anos, que me tornaram quem sou. Devo a vocês toda força e resiliência, muito necessárias nos últimos dois anos. Obrigada mãe, por todo esforço que você fez para nos sustentar e educar.

Ao meu padrasto por todo carinho e por sempre acreditar no meu potencial.

Ao meu marido pelo companheirismo, apoio e incentivo incondicionais, que me trouxeram até aqui. Obrigada pela paciência, compreensão e por percorrer essa caminhada junto comigo.

À minha sogra, ao meu sogro e cunhado, por me adotarem como família e pela contribuição para que o home office fosse possível.

Ao meu orientador, Professor Sérgio A. B. da Fontoura, pelos conhecimentos transmitidos, pela orientação, dedicação e parceria, essenciais para a realização deste trabalho. Dedico profundo respeito e admiração profissional ao senhor.

À Petrobrás, pelo fornecimento de parte dos dados utilizados para este estudo, em especial ao Rafael Dias do CENPES. Agradeço também à Carla Carrapatoso, por compartilhar comigo parte dos dados utilizados em sua pesquisa, complementares ao meu estudo.

À Capes, à PUC-Rio e ao GTEP, pelos auxílios concedidos, sem os quais este trabalho não poderia ter sido realizado.

Aos meus colegas do GTEP, por todo o conhecimento transmitido e também pelos momentos de descontração. Agradeço especialmente à Vivian, ao Araken, à Allícia e ao Cristhian, que sempre estiveram disponíveis para sanar minhas dúvidas e dar sugestões importantes a este trabalho.

Aos meus colegas da PUC-Rio, que desde a primeira semana de aula estiveram comigo, compartilhando as emoções de ser um mestrando em tempos de pandemia. Obrigada pelas risadas que aliviaram a tensão, pelos cafés com pão de queijo e por todos os estudos em grupo que me ajudaram a chegar até aqui. Sou muito grata a Deus por ter iniciado essa jornada com vocês: Bia, Camila, Luan, Luís Paulo, Luiz Carlos, Marcela, Marianna, Vanessa, Yeni e até mesmo o Manoel.

Aos professores e funcionários do Departamento de Engenharia Civil da PUC-Rio, pelos ensinamentos, esclarecimentos e auxílios concedidos ao longo de todo o curso de mestrado. Agradeço à PUC-Rio pela oportunidade de ser aluna da instituição e desenvolver este estudo.

Aos professores que participaram da Comissão Examinadora.

Agradeço também aos meus queridos professores da graduação, que me incentivaram a realizar esse mestrado e me deram toda base intelectual para que eu pudesse cumpri-lo com êxito. Em especial aos professores Hélio Valim, Maurício Santos, Gustavo Coquet e Roberto Lucas Júnior.

A todos que, de alguma maneira, contribuíram para a realização deste trabalho.

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – Brasil (CAPES) – Código de Financiamento 001.

Resumo

Ferraz, Rachel de Freitas Mascarenhas; Fontoura, Sérgio Augusto Barreto da (Orientador). **Estimativa da Resistência Não Confinada das Rochas em Tempo Real**. Rio de Janeiro, 2021. 98p. Dissertação de Mestrado – Departamento de Engenharia Civil e Ambiental, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Alguns dos problemas mais comuns relatados durante a perfuração de poços petrolíferos, como a instabilidade, a perda de circulação e o colapso das paredes, podem ser evitados com o acesso em tempo real, dentre outros, à resistência à compressão não confinada das rochas. Os métodos mais usuais de estimativa da resistência não confinada apresentam três principais restrições quanto à aplicação em tempo real: i) a perfilagem em tempo real pode não ocorrer ao longo de toda a trajetória do poço e é mais costumeira em profundidades próximas ao reservatório; ii) a obtenção de amostras provenientes do poço para ensaios de laboratório é prática custosa e pouco usual e; iii) as informações relativas à geometria da broca são restritas aos fabricantes. Nesse contexto, esta dissertação tem como foco a adaptação de um método de estimativa da resistência não confinada para tornar possível a aplicação em tempo real, partindo da hipótese de que a perfuração é fundamentalmente controlada pela interação entre a broca e a formação rochosa e que a resistência à compressão confinada está relacionada a uma parcela da energia mecânica específica. A metodologia desenvolvida foi aplicada em um poço, testada em outros nove poços e será implementada no programa de estabilidade SEST TR[®] 2.0. Sabendo que a resistência não confinada é função da coesão e do ângulo de atrito, a coesão da formação rochosa também foi calculada. Este estudo conclui que é possível estimar ambas as propriedades mecânicas em tempo real dispondo apenas dos parâmetros operacionais de perfuração.

Palavras-chave

Resistência à compressão não confinada; tempo real; parâmetros de perfuração; medição durante a perfuração.

Abstract

Ferraz, Rachel de Freitas Mascarenhas; Fontoura, Sérgio Augusto Barreto da (Advisor). **Real-time Unconfined Rock Compressive Strength Estimation**. Rio de Janeiro, 2021. 98p. Dissertação de Mestrado – Departamento de Engenharia Civil e Ambiental, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Some of the most common problems reported during well drilling, such as instability, loss of circulation and wellbore collapse can be avoided with real-time access, among others, to the unconfined compressive strength of rocks. The most usual methods for estimating unconfined compressive strength have three main restrictions regarding their real time application: i) real-time logging may not occur along the entire trajectory of the well and is more common at depths close to the reservoir; ii) obtaining samples from the well for laboratory tests is costly and unusual practice and; iii) information regarding drill bit geometry is restricted to manufacturers. In this context, this research focuses on the adaptation of an unconfined compressive strength estimation method to make real-time application possible, based on the hypothesis that drilling is fundamentally controlled by the interaction between the drill bit and rock formation and that the confined compressive strength is related to a portion of the mechanical specific energy. The developed methodology was applied in one well, tested in nine other wells and will be implemented in the SEST TR[®] 2.0 stability program. Knowing that unconfined compressive strength is a function of cohesion and friction angle, the cohesion of the rock formation was also calculated. This study concludes that it is possible to estimate both mechanical properties in real time using only drilling data.

Keywords

Unconfined compressive strength; real-time; drilling data; measurement while drilling.

Sumário

| | |
|--|----|
| 1. Introdução | 19 |
| 1.1. Relevância e Motivação da Pesquisa | 19 |
| 1.2. Objetivos | 21 |
| 1.3. Estrutura da Dissertação | 21 |
| 2. Revisão da Literatura | 23 |
| 2.1. O Conceito de Tempo Real e Softwares de Acompanhamento | 23 |
| 2.2. Parâmetros Operacionais de Perfuração | 27 |
| 2.3. Parâmetros Físicos da Rocha e Perfis Geofísicos | 28 |
| 2.4. Métodos de Determinação da Resistência Não Confinada | 31 |
| 2.4.1. Correlações com o Perfil Geofísico | 31 |
| 2.4.2. Correlações com os Parâmetros Operacionais – Método de Hareland & Nygaard (2007) | 35 |
| 2.4.3. Correlações com os Parâmetros Operacionais – Método de Mora-Guerrero (2008) | 38 |
| 2.4.4. Correlações com os Parâmetros Operacionais – Aplicação de Redes Neurais Artificiais | 42 |
| 3. Metodologia | 44 |
| 3.1. Adaptação do Método de Mora-Guerrero (2008) | 44 |
| 3.2. Estimativa da Coesão em Tempo Real | 47 |
| 3.3. Influência da UCS na Determinação da Janela Operacional | 49 |

| | |
|---|----|
| 4. Estudo de Caso | 53 |
| 4.1. Poços Estratigráficos | 53 |
| 4.2. Poços de Produção | 53 |
| 4.3. Descrição dos Dados | 54 |
| 4.4. Modelagem do Conjunto de Correlações Sugeridas por Grupo Litológico | 76 |
| 4.5. Estimativa da Resistência não confinada e Discussão dos Resultados | 79 |
| 5. Conclusões | 86 |
| 5.1. Recomendações para Trabalhos Futuros | 87 |
| 6. Referências | 88 |
| Apêndice A – Metodologia Geral para a Estimativa da Resistência Não Confinada em Tempo Real | 98 |

Lista de figuras

| | |
|--|----|
| Figura 2.1. Esquema básico do sinal acústico completo durante a perfilagem (Bassiouni, 1994). | 29 |
| Figura 2.2. Contagem da taxa de nêutrons epitérmicos em função da porosidade em um furo cheio de água em formações analisadas em laboratório (Bassiouni, 1994). | 30 |
| Figura 2.3. Determinação dos valores de a_s e b_s para folhelhos e arenitos (Hareland & Nygaard, 2007). | 36 |
| Figura 2.4. a) Resistência não confinada da rocha no poço A e no poço B calculada a partir do método (à esquerda) Resistência da rocha no poço A calculada a partir do método comparada com resistência calculada a partir do perfil geofísico (à direita); b) Resistência não confinada da rocha calculada a partir do método comparada com a resistência calculada a partir de ensaio de laboratório (Modificado de Hareland & Nygaard, 2007). | 37 |
| Figura 2.5. Fluxo de trabalho proposto para cálculo da UCS a partir dos parâmetros de perfuração (Modificado de Mora-Guerrero, 2008). | 38 |
| Figura 2.6. Cortador da broca PDC (Modificado de Hareland & Rampersad, 1994). | 39 |
| Figura 2.7. Correlação da relação UCS/S e a relação da WOB/RPM para folhelhos do poço PUC-1 (Mora-Guerrero, 2008). | 40 |
| Figura 2.8. Correlação da relação UCS/S e a relação da WOB/RPM para arenitos do poço PUC-1 (Mora-Guerrero, 2008). | 40 |
| Figura 2.9. (À direita) Comparação dos valores de UCS estimados a partir do método (em bege) com os valores estimados a partir de correlações com o perfil geofísico (em azul) para o Poço PUC-1; (À esquerda) Comparação dos valores de UCS estimados a partir do método (em vermelho) com os valores estimados a partir de correlações com o perfil geofísico (em azul) para o Poço PUC-2 (Mora-Guerrero, 2008). | 41 |

| | |
|---|----|
| Figura 2.10. Comparação entre a UCS calculada em laboratório – em vermelho –, a UCS determinada pela rede neural – em azul (Modificada de Jamshidi et al., 2013). | 42 |
| Figura 2.11. UCS estimada pela rede neural em comparação com a medida em laboratório (He et al. 2019). | 43 |
| Figura 3.1. Correlação entre a relação UCS/MSE e a relação da WOB/RPM. | 46 |
| Figura 3.2. Fluxo de trabalho proposto para estimativa da UCS em tempo real. | 47 |
| Figura 3.3. Representação gráfica da condição de instabilidade dada pelo critério de falha de Mohr-Coulomb. | 48 |
| Figura 4.1. Resumo dos dados disponíveis. | 55 |
| Figura 4.2. Litologia do Poço A1. | 56 |
| Figura 4.3. a) Taxa de penetração e; b) Torque registrados no Poço A1. | 57 |
| Figura 4.4. a) Peso sobre a broca e; b) Taxa de rotação registrados no Poço A1. | 57 |
| Figura 4.5. Tempo de trânsito compressional registrado no Poço A1. | 58 |
| Figura 4.6. a) Taxa de penetração e; b) Torque registrados no Poço B1. | 59 |
| Figura 4.7. a) Peso sobre a broca e; b) Taxa de rotação registrados no Poço B1. | 59 |
| Figura 4.8. Tempo de trânsito compressional registrado no Poço B1. | 60 |
| Figura 4.9. a) Taxa de penetração e; b) Torque registrados no Poço B2. | 61 |
| Figura 4.10. a) Peso sobre a broca e; b) Taxa de rotação registrados no Poço B2. | 61 |

| | |
|--|----|
| Figura 4.11. Tempo de trânsito compressional registrado no Poço B2. | 62 |
| Figura 4.12. a) Taxa de penetração e; b) Torque registrados no Poço C1. | 63 |
| Figura 4.13. a) Peso sobre a broca e; b) Taxa de rotação registrados no Poço C1. | 63 |
| Figura 4.14. Tempo de trânsito compressional registrado no Poço C1. | 64 |
| Figura 4.15. a) Taxa de penetração e; b) Torque registrados no Poço C2. | 65 |
| Figura 4.16. a) Peso sobre a broca e; b) Taxa de rotação registrados no Poço C2. | 65 |
| Figura 4.17. Tempo de trânsito compressional registrado no Poço C2. | 66 |
| Figura 4.18. a) Taxa de penetração e; b) Torque registrados no Poço D1. | 67 |
| Figura 4.19. a) Peso sobre a broca e; b) Taxa de rotação registrados no Poço D1. | 67 |
| Figura 4.20. Tempo de trânsito compressional registrado no Poço D1. | 68 |
| Figura 4.21. a) Taxa de penetração e; b) Torque registrados no Poço D2. | 69 |
| Figura 4.22. a) Peso sobre a broca e; b) Taxa de rotação registrados no Poço D2. | 69 |
| Figura 4.23. Tempo de trânsito compressional registrado no Poço D2. | 70 |
| Figura 4.24. a) Taxa de penetração e; b) Torque registrados no Poço D3. | 71 |

| | |
|---|----|
| Figura 4.25. a) Peso sobre a broca e; b) Taxa de rotação registrados no Poço D3. | 71 |
| Figura 4.26. Tempo de trânsito compressional registrado no Poço D3. | 72 |
| Figura 4.27. a) Taxa de penetração e; b) Torque registrados no Poço D4. | 73 |
| Figura 4.28. a) Peso sobre a broca e; b) Taxa de rotação registrados no Poço D4. | 73 |
| Figura 4.29. Tempo de trânsito compressional registrado no Poço D4. | 74 |
| Figura 4.30. a) Taxa de penetração e; b) Torque registrados no Poço D5. | 75 |
| Figura 4.31. a) Peso sobre a broca e; b) Taxa de rotação registrados no Poço D5. | 75 |
| Figura 4.32. Tempo de trânsito compressional registrado no Poço D5. | 76 |
| Figura 4.33. Correlação entre a relação UCS/MSE e a relação T/ROP para folhelhos. | 77 |
| Figura 4.34. Correlação entre a relação UCS/MSE e a relação T/ROP para arenitos. | 77 |
| Figura 4.35. Correlação entre a relação UCS/MSE e a relação T/ROP para evaporitos. | 78 |
| Figura 4.36. Correlação entre a relação UCS/MSE e a relação T/ROP para carbonatos. | 78 |
| Figura 4.37. Correlação entre a relação UCS/MSE e a relação T/ROP para ígneas/metamórficas. | 78 |
| Figura 4.38 a) Comparação entre a curva de resistência não confinada dada pelos parâmetros físicos e pelos parâmetros operacionais para o Poço B1; b) Coesão a partir dos parâmetros operacionais para o Poço B1. | 80 |

| | |
|---|----|
| Figura 4.39 a) Comparação entre a curva de resistência não confinada dada pelos parâmetros físicos e pelos parâmetros operacionais para o Poço B2; b) Coesão a partir dos parâmetros operacionais para o Poço B2. | 80 |
| Figura 4.40 a) Comparação entre a curva de resistência não confinada dada pelos parâmetros físicos e pelos parâmetros operacionais para o Poço C1; b) Coesão a partir dos parâmetros operacionais para o Poço C1. | 81 |
| Figura 4.41 a) Comparação entre a curva de resistência não confinada dada pelos parâmetros físicos e pelos parâmetros operacionais para o Poço C2; b) Coesão a partir dos parâmetros operacionais para o Poço C2. | 81 |
| Figura 4.42 a) Comparação entre a curva de resistência não confinada dada pelos parâmetros físicos e pelos parâmetros operacionais para o Poço D1; b) Coesão a partir dos parâmetros operacionais para o Poço D1. | 82 |
| Figura 4.43 a) Comparação entre a curva de resistência não confinada dada pelos parâmetros físicos e pelos parâmetros operacionais para o Poço D2; b) Coesão a partir dos parâmetros operacionais para o Poço D2. | 82 |
| Figura 4.44 a) Comparação entre a curva de resistência não confinada dada pelos parâmetros físicos e pelos parâmetros operacionais para o Poço D3; b) Coesão a partir dos parâmetros operacionais para o Poço D3. | 83 |
| Figura 4.45 a) Comparação entre a curva de resistência não confinada dada pelos parâmetros físicos e pelos parâmetros operacionais para o Poço D4; b) Coesão a partir dos parâmetros operacionais para o Poço D4. | 83 |
| Figura 4.46 a) Comparação entre a curva de resistência não confinada dada pelos parâmetros físicos e pelos parâmetros operacionais para o Poço D5; b) Coesão a partir dos parâmetros operacionais para o Poço D5. | 84 |

Lista de tabelas

| | |
|---|----|
| Tabela 2.1. Correlações empíricas entre a resistência à compressão não confinada (UCS) e as propriedades geofísicas em Folhelhos. | 32 |
| Tabela 2.2. Correlações empíricas entre a resistência à compressão não confinada (UCS) e as propriedades geofísicas em Carbonatos. | 33 |
| Tabela 2.3. Correlações empíricas entre a resistência à compressão não confinada (UCS) e as propriedades geofísicas em Arenitos. | 34 |
| Tabela 2.4. Correlações empíricas entre a resistência à compressão não confinada (UCS) e as propriedades geofísicas em Evaporitos. | 35 |
| Tabela 2.5. Correlações empíricas entre a resistência à compressão não confinada (UCS) e as propriedades geofísicas em Ígneas e Metamórficas. | 35 |
| Tabela 3.1. Modelos propostos para a determinação da MSE a partir de parâmetros operacionais. | 45 |
| Tabela 3.2. Ângulo de atrito adotado conforme a litologia. | 49 |

Lista de siglas

| | |
|--------|---|
| MSE | Energia mecânica específica |
| PDC | Diamante compacto policristalino |
| LWD | Perfilagem durante a perfuração |
| MWD | Medição durante a perfuração |
| WOB | Peso sobre a broca |
| ROP | Taxa de penetração |
| RPM | Taxa de rotação |
| T | Torque |
| WITSML | Linguagem de marcação padrão de transferência de informações do local do poço |
| API | Interface de aplicação do programa |
| T&D | Torque e arraste |
| S; CCS | Resistência à compressão confinada |
| UCS | Resistência à compressão não confinada |
| BHP | Pressão no fundo do poço |
| BP | Contrapressão |
| SPP | Pressão no tubo bengala |
| DSE | Energia específica de corte |
| DOC | Profundidade de corte |
| ANP | Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis |
| BDP | Boletim Diário de Perfuração |

Lista de símbolos

| | |
|--------------------------|--|
| ϕ | Porosidade, % [pg. 30, 32-35] e Ângulo de atrito [pg. 48-50] |
| $\Delta t_c, \Delta t_s$ | Tempo de trânsito compressional e cisalhante, $\mu s/ft$ |
| ρ | Densidade da rocha, g/m^3 |
| σ_1, σ_3 | Tensão principal maior e tensão principal menor, psi |
| c' | Coesão, psi |
| β | <i>Back rake angle</i> , graus |
| α | <i>Side rake angle</i> , graus |
| N_c | Número de cortadores |
| A_v | Área de rocha comprimida a frente do cortador, in^2 |
| A_p | Área de rocha projetada abaixo do cortador, in^2 |
| d_c | Diâmetro do cortador, in |
| d | Diâmetro da broca, in |
| wf | Desgaste da broca |
| E_s, E_D | Módulo de Young estático e dinâmico, MPsi |
| E | Módulo de Young, MPsi |
| V_p, V_s | Velocidade sônica compressional e cisalhante |
| K_b | Módulo de Bulk |
| a | Raio do poço |
| ν | Coefficiente de Poisson |
| V_{clay} | Volume de argila |
| σ_c | Tensão confinante, MPa |
| A_b | Área da broca |
| μ_b | Coefficiente de atrito da broca |
| μ_s | Coefficiente de atrito da coluna de perfuração |
| γ_b | Inclinação do fundo do poço, rad |
| η | Eficiência do motor PDM |
| ΔP_m | Diferencial de pressão ao redor do motor PDM, Psi |
| Q | Vazão, gal/min |
| g_c | Unidade de conversão de massa = $32.174 \text{ lb}_m \cdot ft / \text{lb}_f \cdot S^2$ |

1 Introdução

1.1. Relevância e Motivação da Pesquisa

A otimização dos parâmetros de perfuração em tempo real é um tema que tem recebido demasiada atenção da indústria petrolífera nos últimos anos. Muitas são as pesquisas relacionadas a aquisição de dados e ao monitoramento das operações durante a perfuração, com o objetivo de tornar a execução da perfuração mais eficaz, econômica e segura. Os objetivos principais são obter o maior número possível de informações a respeito da formação rochosa e disponibilizar ferramentas de análise para o operador no momento em que estiver executando a perfuração.

Durante a operação de perfuração é crucial manter a pressão hidrostática do fluido de perfuração entre os limites da janela operacional para que não haja ruptura das paredes do poço devido a tensões trativas ou compressivas. A janela operacional é limitada pela pressão de poros ou pressão de colapso inferior (limite inferior) e pela pressão de fratura, pressão de colapso superior e gradiente de tensão horizontal (limite superior). Para a determinação desses fatores é necessário que se conheça alguns importantes parâmetros da formação, dentre eles a resistência à compressão não confinada.

De acordo com Boone (1974), a resistência não confinada é a resposta básica da formação rochosa à perfuração, na qual todas as interpretações são feitas, como a análise de estabilidade de poço, a previsão e gerenciamento da produção de areia, o projeto de fraturamento hidráulico, a análise de estabilidade de falhas, dentre outras aplicações geomecânicas.

Um dos métodos mais amplamente utilizados para a estimativa da resistência não confinada de rochas pertencentes a bacias petrolíferas é o uso de correlações com as propriedades físicas das rochas, dentre elas o tempo de trânsito compressional e a porosidade. Essas propriedades são obtidas a partir de perfis geofísicos por meio de perfilagem em tempo real, através de ferramentas *logging while drilling*, ou perfilagem a cabo.

A perfilagem em tempo real geralmente não ocorre ao longo de toda a trajetória do poço e é mais costumeira em profundidades próximas ao reservatório. Já a perfilagem a cabo é prática habitual, porém ocorre somente ao fim da perfuração. Desse modo, o acesso às propriedades físicas da rocha em tempo real pode ser limitado, dificultando assim a aplicação desse tipo de correlação em tempo real.

Algumas pesquisas das últimas décadas mostram uma relação direta entre os parâmetros operacionais de perfuração (peso sobre a broca, taxa de rotação, torque e taxa de penetração) e a resistência da rocha. Esses estudos agregaram grandes avanços no que diz respeito a otimização em tempo real, pois esses parâmetros são facilmente obtidos durante a perfuração com o uso de ferramentas de *measurement while drilling*.

A partir desses estudos, foram desenvolvidas novas metodologias para a estimativa da resistência à compressão não confinada, porém essas também apresentam algumas limitações para a aplicação em tempo real. Por exemplo, existe a necessidade de obtenção de um determinado número de amostras do poço para ensaios de laboratório, que por ser uma prática custosa, ocorre de maneira pontual e em um número restrito de poços, geralmente para análise petrográfica da bacia. Outra limitação envolvida é o fato de que as informações relativas à geometria da broca são de difícil acesso, restritas aos seus fabricantes.

Nesse contexto, esta dissertação tem como foco a adaptação de um dos métodos apresentados, partindo da hipótese de que a perfuração é fundamentalmente controlada pela interação entre a broca e a formação rochosa e que a resistência à compressão confinada está relacionada a uma parcela da energia mecânica específica. De posse da resistência não confinada, será estimada também a coesão das rochas, sabendo que ambas se correlacionam com o ângulo de atrito interno da formação. O objetivo geral é desenvolver uma metodologia de cálculo da resistência à compressão não confinada das rochas a ser implementada no sistema de estabilidade SEST TR[®] 2.0, elaborado em parceria CENPES/Petrobrás – GTEP/PUC-Rio, de modo a disponibilizar mais uma ferramenta de análise para o operador durante a perfuração. A metodologia desenvolvida será aplicada em um poço e testada em outros nove poços pertencentes a mesma bacia petrolífera brasileira.

O tema proposto foi escolhido devido à grande demanda da indústria de petróleo em determinar o comportamento geomecânico da formação em tempo real,

com o objetivo de elevar a produtividade e evitar operações desnecessárias que acarretariam em custos excessivos.

1.2. Objetivos

O presente trabalho tem como objetivo propor uma metodologia para a modelagem de correlações, sugeridas por grupo litológico, a serem utilizadas para a estimativa da resistência não confinada das rochas em tempo real e implementá-la no sistema de estabilidade SEST TR[®] 2.0. Para alcançar este objetivo, serão seguidos os seguintes passos:

- Apresentar o conceito de determinação da estabilidade em tempo real e estudar os parâmetros nela envolvidos;
- Revisar os métodos mais usuais para a estimativa da resistência não confinada das rochas;
- Estudar possíveis adaptações em um dos métodos de modo a suprimir suas restrições de aplicação em tempo real;
- Desenvolver uma nova metodologia e testar em poços já perfurados, para que se possa avaliar a sua aplicabilidade;
- Apresentar um conjunto de correlações sugeridas por grupo litológico para a obtenção da resistência não confinada em tempo real, tendo como base somente os parâmetros operacionais de perfuração.

1.3. Estrutura da Dissertação

Este item aborda a organização e descrição dos capítulos que compõem a estrutura desta dissertação, disposta em 6 capítulos, incluindo essa introdução, que caracteriza o Capítulo 1. Os demais capítulos e seus componentes constituem-se conforme segue:

- a. O Capítulo 2 é composto por uma revisão da literatura e aborda o conceito de medição em tempo real e os softwares de acompanhamento da estabilidade do poço em tempo real; a definição dos parâmetros operacionais de

perfuração e dos parâmetros físicos da rocha; além da descrição dos métodos de estimativa da resistência não confinada das rochas encontrados na literatura;

- b. O Capítulo 3 contempla a metodologia utilizada, abordando uma adaptação do método de Mora-Guerrero (2008) para a estimativa da UCS em tempo real, a estimativa da coesão das rochas a partir dela e a influência desses parâmetros na determinação da janela operacional de estabilidade;
- c. O Capítulo 4 é constituído por uma definição dos poços utilizados no estudo de caso, pela descrição dos dados disponíveis para a análise e pela modelagem do conjunto de correlações sugeridas por grupo litológico, seguida de uma apresentação dos resultados obtidos e uma discussão a respeito dos mesmos;
- d. O Capítulo 5 contém as conclusões obtidas a partir da análise dos capítulos anteriores e recomendações para trabalhos futuros.
- e. Por fim, o Capítulo 6 contém as referências bibliográficas utilizadas nesta dissertação.

2

Revisão da Literatura

2.1.

O Conceito de Tempo Real e Softwares de Acompanhamento

Alguns dos problemas mais comuns relatados durante a perfuração de poços, como a instabilidade do poço, a perda de circulação e o colapso das paredes do poço, podem ser evitados com o acesso em tempo real das propriedades físicas e mecânicas da rocha.

Diante disso, o conceito de tempo real vem sendo difundido e aperfeiçoado na indústria de petróleo há alguns anos, na tentativa de otimizar o processo de perfuração e prevenir possíveis problemas que causam a instabilidade do poço. O foco principal é obter informações a respeito do poço em tempo real para que a tomada de decisões possa ocorrer de maneira mais eficiente e, portanto, tornar a operação mais segura e econômica. Para tal, são utilizados sensores de fundo de poço e instrumentações de apoio às operações de perfuração.

As ferramentas de perfilagem em tempo real, através de sensores alocados ao longo da coluna de perfuração, denominadas *logging while drilling* (LWD), são utilizadas com o intuito de definir alguns dos parâmetros físicos da formação rochosa, assim como litologia local. Apesar dessas informações serem extremamente necessárias e úteis na avaliação da estabilidade do poço, a obtenção dos parâmetros físicos da rocha ao longo de toda profundidade do poço em tempo real é incomum, visto que o uso de técnicas de perfilagem durante a perfuração é mais costumeiro em profundidades próximas ao reservatório. Em geral, um maior número de dados é obtido após a perfuração do poço, por meio de perfilagem a cabo.

Já o uso de ferramentas *measurement while drilling* (MWD), que consiste em um agrupamento de sensores próximos à broca no fundo do poço, é mais habitual em toda profundidade do poço. Essas ferramentas, além de determinarem a trajetória do poço através de medições do azimute, são capazes de transmitir informações dos parâmetros operacionais de perfuração em tempo real, como o peso sobre a broca (WOB), a taxa de penetração (ROP), a taxa de rotação (RPM) e o torque (T).

Apesar das tentativas iniciais de fornecer dados através de MWD datarem da década de 1920, a técnica de telemetria por pulso de lama só foi desenvolvida em 1963 pela *Arp Corporation e Lane Wells*. A técnica consiste na transmissão de informações, geradas por instrumentos no fundo do poço, através do fluido de perfuração. Essas informações são codificadas por equipamentos na superfície e transmitidas ao operador para a tomada de decisões (Honório, 2007).

Em meados da década de 80, empresas operadoras desenvolveram as primeiras técnicas de otimização em tempo real através de modelos matemáticos e equações gráficas. A partir delas era possível prever, com confiabilidade razoável, os parâmetros operacionais e suas magnitudes necessárias para a otimização, empregando então modificações e “ajustes” dos mesmos, no local, durante as operações de perfuração (Simmons, 1986).

Na década de 1990, diferentes técnicas de planejamento da perfuração e complementação de poços foram propostas para aumentar o desempenho das operações, gerando economia de tempo de trabalho e, conseqüentemente, de custos.

A partir dos anos 2000 começaram a ser construídos centros de operações/suporte em tempo real e alguns operadores propuseram técnicas avançadas de monitoramento dos parâmetros de perfuração no local da sonda (Eren & Ozbayoglu, 2010).

Hoje, os parâmetros operacionais de perfuração são facilmente adquiridos, armazenados e transmitidos em tempo real. Após a automatização de sistemas e a vinculação de dados da plataforma a computadores, inúmeros serviços de otimização e controle de perfuração foram desenvolvidos.

Tahmeen *et al.* (2008) elaboraram um software para visualizar os dados de perfuração em tempo real, usando funções WITSML API. O usuário pode visualizar dados dinâmicos atualizados em tempo real por meio de um servidor remoto, além de ter disponível dois módulos de análise para otimizar e melhorar a tomada de decisões em operações de perfuração em andamento. O módulo de análise de pressão, que calcula dinamicamente as perdas de pressão de fricção individuais e totais no sistema de circulação a partir de quatro modelos reológicos diferentes e o módulo de desgaste da broca. O usuário pode visualizar ambos os resultados, numérico e gráfico, em comparação com os valores medidos em campo. O software foi testado com dados de poços perfurados anteriormente, obtidos através de um ‘*Data-Hub*’ da indústria.

Tahmeen & Hareland (2015) produziram o *D-Series Software*, que tem por finalidade a estimativa do perfil de resistência da rocha. Para tal, utiliza dois módulos: o *D-WOB* e o *D-Rock*. Testes foram realizados a partir de dados de poços horizontais na América do Norte e, através desses registros, também foi possível identificar possíveis zonas naturais de fratura verificadas com as perdas de lama ao longo do poço.

O *D-WOB* calcula o peso efetivo sobre a broca no fundo do poço a partir de dados de perfuração e de informações da coluna de perfuração obtidas por meio de sensores de fundo de poço. O cálculo do peso efetivo sobre a broca no fundo do poço se faz necessário, pois em grande parte dos casos a medição do peso sobre a broca é feita por sensores de superfície e a sua leitura sofre influência do empuxo gerado pelo fluido de perfuração e do atrito ao longo da coluna. O modelo de cálculo (T&D model) representa as equações de equilíbrio de força em um elemento da coluna de perfuração, aplicável em poços horizontais ou direcionais, se a coluna estiver sob tração ou compressão, para cálculo do coeficiente de atrito, que então é utilizado para estimar o valor do peso efetivo sobre a broca no fundo do poço.

O *D-Rock* estima as propriedades mecânicas da rocha, como a resistência à compressão confinada (S), a resistência à compressão não confinada (UCS) e o módulo de Young (E), usando os dados de saída do software *D-WOB* junto com os dados de broca, dados do fluido de perfuração e perfil litológico. Os dados de saída do *D-Rock* são, então, utilizados para definir o perfil de resistência da rocha.

Shirkavand *et al.* (2010) apresentaram o projeto e desenvolvimento do *Under-Balanced Drilling Simulator*, um software de planejamento de perfuração que simula e integra os efeitos de pressão no fundo do poço (BHP), volume mínimo de gás e líquido requeridos, contrapressão (BP) necessária para o corte e controle da BHP, energia cinemática por unidade de volume usada nas considerações de limpeza de fundo de poço, pressão no tubo bengala (SPP), taxa de penetração (ROP) e custos de perfuração por metro. O software leva em consideração o efeito e o grau de desequilíbrio na resistência da rocha (S e UCS), a taxa de penetração e o custo por metro perfurado. O sub balanceamento é um processo de perfuração no qual a pressão no fundo do poço é intencionalmente projetada para ser menor do que a pressão da formação. Dentre as vantagens de se utilizar o método estão a minimização de danos à formação, de perdas de circulação, a redução da possibilidade de prisão da coluna por diferencial de pressão, o aumento da ROP, o aumento da vida

útil da broca, a redução do peso sobre a broca, a redução do ganho indesejado de inclinação, a possibilidade de caracterização e avaliação do reservatório e, em poços horizontais, existe a possibilidade de saber o comprimento ótimo do trecho.

Abughaban *et al.* (2019) desenvolveram o *IDAs (Intelligent Drilling Advisory System)* com o objetivo de informar ao usuário o peso sobre a broca, a taxa de rotação e a taxa de fluxo de lama ideais para penetrar a rocha e alcançar um ROP mais alto com percursos de broca mais longos. Os parâmetros de perfuração otimizados são calculados e atualizados através de uma solução de circuito fechado suave, que monitora o ROP e a energia da broca em tempo real. O sistema é composto: i) pelo módulo de avaliação de desempenho de perfuração, que analisa a eficiência da quebra de rocha, a vibração torcional na coluna de perfuração e a relação entre a ROP, a energia específica de corte (DSE) e a profundidade de corte (DOC); ii) pelo módulo de recuperação local e global, para detecção da litologia no fundo do poço e determinação dos parâmetros de perfuração ideais; iii) pelo módulo consultivo de perfuração e; iv) pelo módulo de identificação de desgaste em tempo real. O *IDAs* foi testado com sucesso no campo de *Southwest Oil & Gas*, na China.

Já o sistema de estabilidade SEST TR© 2.0, elaborado em parceria CEN-PES/Petrobras – GTEP/PUC-Rio, tem como objetivo a análise da janela operacional do poço, avaliando uma faixa segura de peso de fluido de perfuração para diversos projetos, assim como o monitoramento de poços em tempo real e a retroanálise de poços já perfurados. O software gera desde a definição de trajetória até o cálculo dos gradientes de Sobrecarga, Poropressão, Colapso e Fratura através de dados de perfis importados para o sistema (como perfil de Resistividade, Sônico ou Dtc, Gamma Ray, Densidade da formação, entre outros) ou do módulo de montagem de perfis, onde são utilizados poços de correlação para a criação de novos projetos. Os dados são gerados durante a perfuração e podem ser visualizados graficamente, possibilitando a análise pelo operador em tempo real, de modo a garantir a estabilidade mecânica do poço durante as operações. O software é utilizado com sucesso em diversos campos petrolíferos brasileiros. Após a conclusão do presente estudo, espera-se que o software seja capaz de estimar a resistência não confinada das rochas não somente a partir dos perfis geofísicos da rocha, mas também a partir dos parâmetros operacionais de perfuração, incluindo o cálculo da coesão das rochas em tempo real, resultando em maior acurácia na determinação da janela operacional durante a perfuração.

2.2. Parâmetros Operacionais de Perfuração

Os parâmetros operacionais de perfuração são obtidos através de medições com sensores de superfície ou sensores de fundo de poço. A diferença entre os sistemas está na acurácia das informações obtidas, sendo o segundo método o mais preciso, pois revela informações mais próximas à broca (Carrapatoso, 2011).

A seguir, são apresentados os parâmetros operacionais transmitidos pelo sistema MWD, objetos desta pesquisa.

- i. WOB – *Weight on bit* (peso sobre a broca): caracterizado pela força axial de compressão aplicada sobre a broca para permitir a perfuração. É resultado da diferença entre o peso da coluna de perfuração e a carga sustentada pelo gancho. Assim, ao longo da perfuração, o controle do peso sobre a broca é feito pelo operador reduzindo ou aumentando a fração de peso sustentado pelo gancho.
- ii. RPM – *Revolution per minute* (taxa de rotação): diz respeito a taxa de rotação da coluna de perfuração. Esse parâmetro é controlado pelo operador através da mesa rotativa ou *top drive* (Thomas, 2001) e pode ser diretamente relacionado com algumas características importantes como a geologia da formação, pressões, condições da broca, características do fluido de perfuração, etc. (Honório, 2007).
- iii. T – Torque: é a força lateral entre a coluna de perfuração e a parede do poço, resultado de interação da coluna de perfuração e da broca com a formação. Em casos de perfuração com motor de fundo, o torque na broca é gerado pela passagem de fluido de perfuração no seu interior e pela rotação da coluna de perfuração (Thomas, 2001). Uma variação no torque pode indicar mudanças na litologia, excesso de atrito lateral entre a coluna e a parede do poço, desgaste de broca, entre outros fatores.
- iv. ROP – *Rate of penetration* (taxa de penetração): é relativa à velocidade com que a broca consegue perfurar um intervalo de rocha abaixo dela, geralmente medida em ft/h ou m/h. O tipo de broca utilizado e a

relação entre o WOB e a RPM são muito importantes para que se alcance a máxima taxa de penetração possível, reduzindo assim os custos de operação, porém esses parâmetros devem ser dosados sabiamente. Aumentando o peso sobre a broca os cortadores penetrarão mais fundo na formação e assim a ROP será aumentada; aumentando a taxa de rotação também haverá aumento de remoção da rocha e, portanto, da ROP (Hareland & Nygaard, 2007). Entretanto, ambos os processos elevam a propensão ao desgaste dos cortadores, o que ocasiona a diminuição da ROP.

O uso de dados de fundo de poço, transmitidos pelo MWD, é objeto de discussão em inúmeras pesquisas realizadas nas últimas décadas. Esses dados podem fornecer estimativas valiosas sobre o tipo e resistência da formação perfurada (Ali Kadkhodaie-Ilkhchi *et al.*, 2010; Kalantari *et al.* 2018), sobre a variação da resistência do maciço de acordo com o tempo de exposição (Gamal *et al.*, 2020), sobre a poropressão atuante na formação (Stunes, 2012; Rashid & Asadi, 2018), entre outras aplicabilidades geomecânicas. Cabe destacar que, apesar da variabilidade de utilização desses parâmetros, as análises devem ser feitas com cautela, pois mesmo que indiretamente, esses são parâmetros controlados pelo operador e podem apresentar valores tendenciosos a depender da necessidade durante a perfuração.

2.3.

Parâmetros Físicos da Rocha e Perfis Geofísicos

Este item é um breve resumo com foco na obtenção e definição do tempo de trânsito, que pode ser compressional ou cisalhante (Δt_c e Δt_s), e da porosidade das rochas (ϕ), parâmetros físicos mais comumente utilizados nas correlações com a resistência não confinada. Na indústria petrolífera, esses parâmetros são descritos em perfis geofísicos, concebidos após operações de perfilagem.

O perfil de velocidade de onda sônica, também conhecido como perfil sônico ou perfil acústico, contém medições da vagarosidade de uma onda sonora que se propaga pelo poço, denominada tempo de trânsito. Ou seja, é medida a diferença do tempo de propagação da onda, em microssegundos por pés ($\mu s/ft$), da sua emissão até a sua chegada aos receptores. O tempo de trânsito compressional (Δt_c) é aquele medido quando o deslocamento do meio se dá na mesma direção de propagação da onda; enquanto o tempo de trânsito cisalhante (Δt_s) é aquele medido

quando o deslocamento do meio é perpendicular à direção de propagação da onda. A Figura 2.1 ilustra o esquema básico de propagação da onda na perfilagem acústica. De acordo com Bassiouni (1994), a primeira onda a chegar no receptor é a onda compressional, marcado pelo ponto P, e a segunda é a onda cisalhante, marcada pelo ponto S.

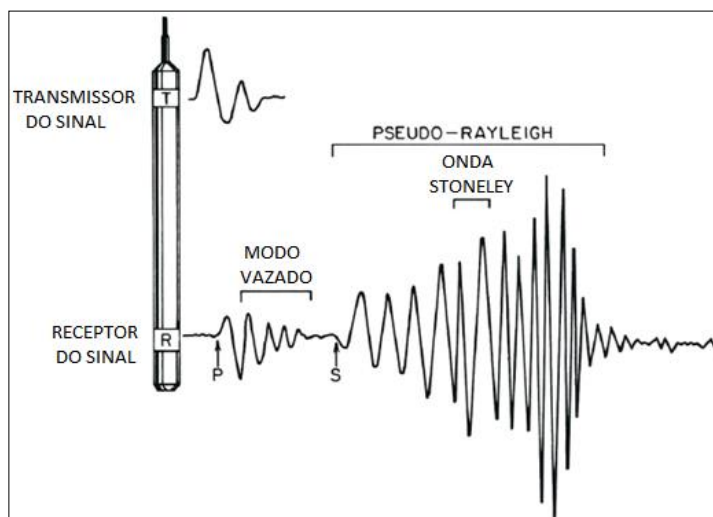


Figura 2.1. Esquema básico do sinal acústico completo durante a perfilagem (Bassiouni, 1994).

O tempo de trânsito é função da composição da matriz, de sua porosidade, da geometria dos poros e dos fluidos nele presentes, assim como das condições de pressão as quais o reservatório está sujeito. Posto isso, é sabido que o tempo de trânsito em sólidos é muito menor do que em líquidos e que, portanto, ao comparar duas rochas de um mesmo grupo litológico, maiores valores de tempo de trânsito estão associados a rochas mais porosas preenchidas por fluidos. Além disso, através desse parâmetro é possível detectar zonas de fraturas naturais, variações de resistência, mudanças na litologia e no tipo de fluido presente nos poros, além da própria porosidade, obtida através de correlação direta com o tempo de trânsito (Silva & Beneduzi, 2018).

A porosidade é a propriedade física que determina a capacidade de armazenamento de um reservatório e expressa a proporção de vazios da rocha em relação a sua massa total. Ela é função do tipo de rocha, da sua idade geológica, dos minerais nela presentes, do efeito do intemperismo e da tensão vertical atuantes na formação, entre outros fatores. Quase todos os reservatórios de hidrocarbonetos são compostos por rochas sedimentares em que os valores de porosidade geralmente variam de 10 a 40% nos arenitos e de 5 a 25% nos carbonatos, por exemplo (Conybeare, 1967; Keelan, 1982).

Esse parâmetro pode ser obtido através do perfil neutrônico, que quantifica a presença de fluidos e/ou gases que ocupam os poros da rocha através da emissão de partículas destituídas de carga elétrica (nêutrons) de alta energia em direção à formação. Essas partículas atingem o núcleo dos elementos que compõem a rocha, onde sua distribuição espacial, resultante de interação elástica ou inelástica, é capaz de oferecer uma estimativa do conteúdo de hidrogênio presente, que resulta em medidas diretas da porosidade da formação rochosa. A Figura 2.2 indica a dependência da concentração de nêutrons epitérmicos na porosidade e litologia (Bassiouni, 1994; Miranda, 2004).

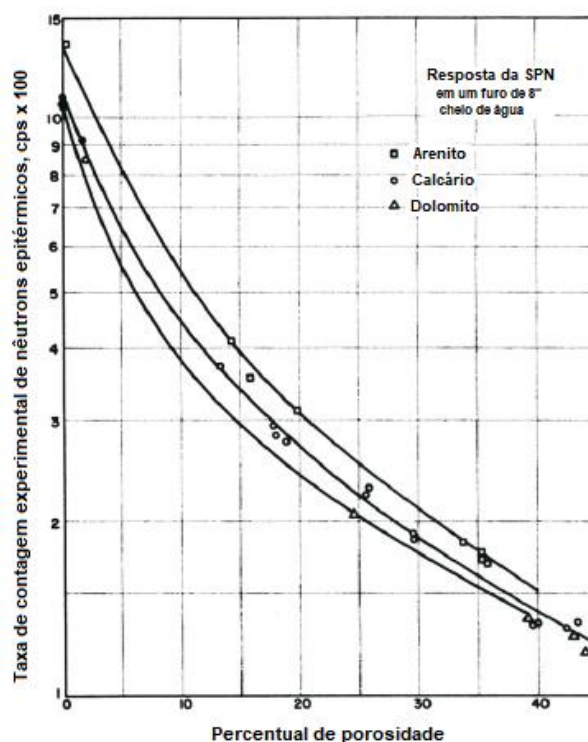


Figura 2.2. Contagem da taxa de nêutrons epitérmicos em função da porosidade em um furo cheio de água em formações analisadas em laboratório (Bassiouni, 1994).

A porosidade também pode ser definida a partir de uma correlação com a densidade da formação. A densidade é expressa pelo perfil de densidade, em g/cm³, e determinada a partir da emissão de raios gama, gerado por fontes radioativas (Ce¹³⁷ e Co⁶⁰). Detectores no interior do poço medem a intensidade dos raios espalhados, a qual relaciona-se com a densidade dos elétrons da rocha e, então, com a densidade da rocha. A porosidade é, então, definida em função da densidade total (ρ_t), da densidade da matriz (ρ_{ma}) e da densidade média dos fluidos (ρ_f) a partir de

$$\phi = \frac{\rho_t - \rho_{ma}}{\rho_f - \rho_{ma}} \quad (2.1)$$

2.4.

Métodos de Determinação da Resistência Não Confinada

Dentre as propriedades mecânicas do maciço rochoso, a resistência à compressão não confinada é a mais importante para conduzir uma análise de perfuração (Goodman, 1989). A partir dela é possível abordar uma variedade de problemas geomecânicos, como a determinação da estabilidade do poço durante a perfuração (Moos *et al.*, 2003), a análise de estabilidade de falhas (Zoback *et al.*, 2003), a previsão e o gerenciamento da produção de areia, o projeto de fraturamento hidráulico do reservatório a fim de evitar o colapso das paredes do poço (Hareland, 1985), entre outras aplicabilidades.

A determinação da resistência à compressão não confinada é usualmente realizada em laboratório, por meio de ensaios de compressão confinados e não confinados ou ensaios de cisalhamento (Goodman, 1989). Entretanto, na indústria petrolífera, a prática de ensaios de laboratório é incomum, visto que a amostragem de materiais se torna praticamente inviável, considerando a complexidade do processo e os custos envolvidos. Destarte, o uso de correlações torna-se necessário.

2.4.1.

Correlações com o Perfil Geofísico

Existem diversas correlações publicadas na literatura associando a resistência à compressão não confinada da rocha com parâmetros físicos do maciço. De acordo com Chang *et al.* (2006), a base dessas correlações é o fato de que muitos dos fatores que alteram a resistência do maciço, também afetam outras propriedades físicas como a porosidade, o tempo de trânsito compressional e cisalhante e os módulos elásticos. Infelizmente, a obtenção dos parâmetros físicos da rocha ao longo de toda profundidade do poço em tempo real é incomum, como mencionado anteriormente, podendo existir “pontos cegos” onde não há registro de dados. Em geral, um maior número de dados é obtido após a perfuração do poço, por meio de perfilagem a cabo.

Por via de regra, as correlações com o perfil geofísico foram desenvolvidas com base na calibração de amostras do campo especificado através de testes de laboratório e, por isso, para a sua utilização é necessário compreender as características específicas do modelo e a sua faixa de aplicabilidade. Algumas correlações disponíveis na literatura para diferentes litologias são exemplificadas nas tabelas a seguir.

Tabela 2.1. Correlações empíricas entre a resistência à compressão não confinada (UCS) e as propriedades geofísicas em Folhelhos.

| FOLHELHO | | | |
|---|---|---|--|
| UCS (Mpa) | Desenvolvida em | Especificidades | Referência |
| $0,2787E_S^2 + 2,458E_S$ $E_S = 0,042E_D^2 + 0,2334E_D$ $E_D = 59100\Delta tc^x; 2,04 < x < 2,17$ | Diversas bacias dos Estados Unidos, Canadá, América do Sul, Rússia e Mar do Norte | - | Lacy (1997) |
| $5(V_p - 1) / \sqrt{V_p}$ $V_p = 304,8 \times 1/\Delta tc$ | Mar do Norte | - | Lal (1999) |
| $1,001\phi^{-1,143}$ | - | $\phi < 0,1$ | Lashkaripour & Dusseault (1993) <i>apud</i> Chang <i>et al.</i> (2006) |
| $0,77 \left(\frac{304,8}{\Delta tc} \right)^{2,93}$ | Mar do Norte | - | Horsrud (2001) |
| $1,35 \left(\frac{304,8}{\Delta tc} \right)^{2,6}$ | - | - | Chang <i>et al.</i> (2006) |
| $0,5 \left(\frac{304,8}{\Delta tc} \right)^3$ | Golfo do México | - | Chang <i>et al.</i> (2006) |
| $0,43 \left(\frac{304,8}{\Delta tc} \right)^{3,2}$ | Golfo do México | - | Chang <i>et al.</i> (2006) |
| $7,22E^{0,712}$ | - | Folhelhos resistentes e muito compactados | Chang <i>et al.</i> (2006) |
| $0,286\phi^{-1,762}$ | - | $\phi > 0,27$ | Chang <i>et al.</i> (2006) |
| $\frac{4,97}{\phi^{0,89}}$ | Diversas bacias da Austrália, Canadá, Reino Unido, Mar do Norte e Iran | - | Farrokhrouz <i>et al.</i> (2014) |
| $9,42E^{0,96}$ | Diversas bacias da Austrália, Canadá, Reino Unido, Mar do Norte e Iran | - | Farrokhrouz <i>et al.</i> (2014) |

Tabela 2.2. Correlações empíricas entre a resistência à compressão não confinada (UCS) e as propriedades geofísicas em Carbonatos.

| CARBONATO | | | |
|---|---|--|--|
| UCS (Mpa) | Desenvolvida em | Especificidades | Referência |
| $0,88e^{2,85\rho}$ | - | - | Smorodinov <i>et al.</i> (1970) <i>apud</i> Onyia (1988) |
| $2590e^{-0,91\phi}$ | - | - | Smorodinov <i>et al.</i> (1970) <i>apud</i> Onyia (1988) |
| $276(1 - 3\phi)^2$ | Depósito de Korobcheyev, Rússia | - | Rzhevsky & Novick (1971) <i>apud</i> Chang <i>et al.</i> (2006) |
| $\left(\frac{7682}{\Delta tc}\right)^{1,82} / 145$ | - | Calcário | Militzer & Stoll (1973) <i>apud</i> Chang <i>et al.</i> (2006) |
| $10^{(2,44+109,14/\Delta tc)} / 145$ | - | Calcário | Golubev & Rabinovich (1976) <i>apud</i> Chang <i>et al.</i> (2006) |
| $174,8e^{0,093\phi}$ | - | - | Farquhar <i>et al.</i> (1994) |
| $0,2787E_S^2 + 2,458E_S$ $E_S = 0,018E_D^2 + 0,422E_D$ $E_D = 59100\Delta tc^x$; $2,04 < x < 2,17$ | Diversas bacias dos Estados Unidos, Canadá, América do Sul, Rússia e Mar do Norte | - | Lacy (1997) |
| $13,8E^{0,51}$ | - | Calcário com $10 < UCS < 300$ MPa | Chang <i>et al.</i> (2006) |
| $25,1E^{0,34}$ | - | Dolomito com $60 < UCS < 100$ MPa | Chang <i>et al.</i> (2006) |
| $143,8^{(-6,95\phi)}$ | Oriente Médio | Porosidade baixa a moderada ($0,05 < \phi < 0,2$) e $30 < UCS < 150$ Mpa | Chang <i>et al.</i> (2006) |
| $135,9^{(-4,8\phi)}$ | - | Porosidade baixa a moderada ($0 < \phi < 0,2$) e $10 < UCS < 300$ Mpa | Chang <i>et al.</i> (2006) |
| $62,567e^{-0,0203\phi}$ | Campo de Ghawar, Arábia Saudita | Dolomito | Ameen <i>et al.</i> (2009) |
| $89,432e^{-0,0546\phi}$ | Campo de Ghawar, Arábia Saudita | Calcário | Ameen <i>et al.</i> (2009) |
| $\frac{2871747}{\Delta tc^{1,5}}$ *UCS em psi | Campo de Marlim Leste | Calcarenitos friáveis | Prasad <i>et al.</i> (2009) |
| $\frac{6091585}{\Delta tc^{1,5}}$ *UCS em psi | Campo de Marlim Leste | Calcarenitos resistentes | Prasad <i>et al.</i> (2009) |

Tabela 2.3. Correlações empíricas entre a resistência à compressão não confinada (UCS) e as propriedades geofísicas em Arenitos.

| ARENITO | | | |
|--|---|--|--|
| UCS (Mpa) | Desenvolvida em | Especificidades | Referência |
| $0,035V_p - 31,5$ $V_p = 1/\Delta tc$ | Turíngia, Alemanha | - | Freyburg (1972) <i>apud</i> Chang <i>et al.</i> (2006) |
| $1200e^{-0,036\Delta tc}$ | Bacia de Bowen, Austrália | Arenito de graduação fina à média | McNally (1987) |
| $\alpha \cdot 2,6 \times 10^{-8} E \cdot K_b (0,0045 + 0,0035V_{clay})$ $E = \frac{2\rho(1+\nu)}{\Delta ts^2}$ $\alpha = \frac{2\cos\phi}{1 - \sin\phi} \quad K_b = \rho \left(\frac{1}{\Delta tc^2} - \frac{4}{3 \cdot \Delta ts^2} \right)$ | - | O volume de argila deve ser obtido através do perfil de raios gama | Bruce (1990) |
| $3,3 \times 10^{-20} \rho^2 V_p^4 \left[\frac{(1+\nu)}{(1-\nu)^2} \times (1-2\nu) \times [1 + 0,78V_{clay}] \right]$ $V_p = 1/\Delta tc$ | Costa do Golfo | O volume de argila deve ser obtido através do perfil de raios gama | Fjaer <i>et al.</i> (1992) |
| $258e^{-9\phi}$ | - | $\phi < 0,30$ | Sarda <i>et al.</i> (1993) |
| $43 + 8\sigma_c - 0,1\sigma_c^2 - 140\phi + 63\phi^2 - 11\phi\sigma_c$ | - | $0,2 < \phi < 0,35$ | Raaen <i>et al.</i> (1996) |
| $140 + 12\sigma_c - 0,1\sigma_c^2 - 2,1\Delta tc + 0,0083\Delta tc^2 - 0,063\sigma_c\Delta tc$ | - | $90 < \Delta t < 140 \mu s/ft$ | Raaen <i>et al.</i> (1996) |
| $0,2787E_S^2 + 2,458E_S$ $E_S = 0,0293E_D^2 + 0,4533E_D$ $E_D = 59100\Delta tc^x; 2,04 < x < 2,17$ | Diversas bacias dos Estados Unidos, Canadá, América do Sul, Rússia e Mar do Norte | - | Lacy (1997) |
| $-3225\phi + 129,54$ | Mar do Norte | - | Edlmann <i>et al.</i> (1998) |
| $2,28 + 4,1089E_S$ $E_S = 0,0018E_D^{2,27}$ $E_D = 59100\Delta tc^x; 2,04 < x < 2,17$ | Complexo do Everest, Mar do Norte | Arenito de baixa qualidade de graduação fina à média | Bradford <i>et al.</i> (1998) |
| $-3043 + 253M$ *UCS em psi; M (GPa) = $\rho\Delta tc^2$ | Campo do rio McArthur, Cook Inlet, Alaska | Todas as graduações de areia | Moos <i>et al.</i> (1999) |
| $1,4138 \times 10^7 \Delta tc^{-3}$ | Costa do Golfo | Arenito fraco e inconsolidado | Chang <i>et al.</i> (2006) |
| $42,1e^{1,9 \times 10^{-11} \rho V_p^2}$ $V_p = 1/\Delta tc$ | Austrália | Arenito consolidado com UCS > 30 Mpa | Chang <i>et al.</i> (2006) |
| $3,87e^{1,14 \times 10^{-10} \rho V_p^2}$ $V_p = 1/\Delta tc$ | Golfo do México | - | Chang <i>et al.</i> (2006) |
| $42,2e^{0,027E}$ | - | - | Chang <i>et al.</i> (2006) |
| $277e^{-10\phi}$ | - | - | Chang <i>et al.</i> (2006) |
| $40847e^{-0,0268\Delta tc}$ *UCS em psi | Sul da Ásia | - | Rahman <i>et al.</i> (2008) |

Tabela 2.4. Correlações empíricas entre a resistência à compressão não confinada (UCS) e as propriedades geofísicas em Evaporitos.

| EVAPORITO | | | |
|--|----------------------|-----------------|---------------------------|
| UCS (Psi) | Desenvolvida em | Especificidades | Referência |
| $\frac{11898[(1 - \phi^{0,18})f]^{0,5724}}{(\Delta tc - 40)^{0,2977}}$ | Nova Escócia, Canadá | - | Olea <i>et al.</i> (2008) |
| $\frac{6823,813358}{(\Delta tc - 40)^{0,2912}}$ | Nova Escócia, Canadá | - | Olea <i>et al.</i> (2008) |

Tabela 2.5. Correlações empíricas entre a resistência à compressão não confinada (UCS) e as propriedades geofísicas em Ígneas e Metamórficas.

| ÍGNEA E METAMÓRFICA | | | |
|---|-----------------|----------------------------|--|
| UCS (Mpa) | Desenvolvida em | Especificidades | Referência |
| $4,31 \left(\frac{E_D}{10} \right)^{1,705}$ $E_D = \rho V_s^2 \left[\frac{3V_p^2 - 4V_s^2}{V_p^2 - V_s^2} \right] \quad V_p = 1/\Delta tc \quad V_s = 1/\Delta ts$ | Canadá | - | King (1983) |
| $167185 \cdot e^{-0,037\Delta tc} / 145$ | - | Rochas ígneas intactas | Teikoku-Vp (2007) <i>apud</i> Silva (2016) |
| $2842,45 \cdot e^{-0,037\Delta tc} / 145$ | - | Rochas ígneas fragilizadas | Teikoku-Vp (2007) <i>apud</i> Silva (2016) |

2.4.2.

Correlações com os Parâmetros Operacionais – Método de Hareland & Nygaard (2007)

Grande parte das correlações, encontradas na literatura, geradas a partir dos parâmetros operacionais de perfuração derivam da equação 2.2, dada por Hareland (1985), onde as resistências confinada e não confinada, independentemente do tipo de broca utilizada, correlacionam-se a partir de:

$$UCS = \frac{s}{(1 + a_s \cdot Pe^{b_s})} \quad (2.2)$$

Onde Pe é a pressão de confinamento efetiva, dada pela diferença entre o peso de lama e a pressão de poros, e a_s e b_s são coeficientes dependentes da litologia que devem ser calibrados em laboratório.

A figura 2.3 ilustra o gráfico através do qual os valores para as constantes a_s e b_s são definidos com base em ensaios triaxiais, onde a resistência normalizada refere-se à resistência da amostra de rocha determinada a partir do ensaio, sob diferentes tensões confinantes. Para essas amostras as constantes determinadas foram, respectivamente, 0,24 e 0,68 para folhelhos e 0,30 e 0,70 para arenitos.

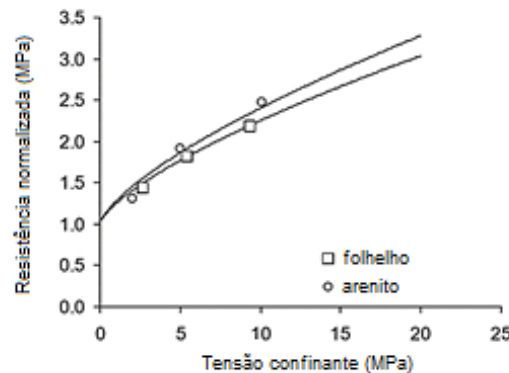


Figura 2.3. Determinação dos valores de a_s e b_s para folhelhos e arenitos (Hareland & Nygaard, 2007).

As correlações com os parâmetros operacionais de perfuração encontradas na literatura diferenciam-se, em sua maioria, apenas pelo modelo de ROP utilizado na determinação da resistência confinada da rocha (S). A utilização de modelos de ROP é um conceito que se desenvolveu ao longo de vários anos, para diferentes tipos de brocas, divididas em dois grandes grupos: o de brocas com cortadores móveis e o de brocas com cortadores fixos.

Um dos mais atuais dentre eles é o modelo de ROP de Hareland & Nygaard (2007), desenvolvido a partir de inúmeros testes em laboratório, nos quais conseguiu-se comprovar que através da equação 2.3 era possível obter uma resistência confinada uniforme do maciço para brocas com cortadores móveis.

$$ROP = w_f \left[f(hyd) \left(\frac{a \cdot S^{(2-be)} d^2}{RPM \cdot WOB^{(2-be)}} \right) \right]^{-1} \quad (2.3)$$

No modelo proposto, w_f caracteriza o efeito de desgaste da broca, dado pela equação 2.4 e $f(hyd)$ reproduz o efeito da taxa de fluxo do fluido de perfuração, do seu peso e de sua viscosidade plástica, assim como o efeito da potência hidráulica e do tamanho do bico de injeção de fluido. A variável a é uma constante dependente da broca, d é o diâmetro da broca e be uma constante experimental, determinada em laboratório.

$$W_f = 1 - \frac{delBG}{8} \quad (2.4)$$

Onde $delBG = W_c \sum WOB \cdot RPM \cdot A_{abr} \cdot S$; W_c é o coeficiente de desgaste da broca determinado por iteração ao longo da perfuração e; A_{abr} é a abrasividade relativa do maciço, dependente da litologia.

Segundo os autores, a diferença no modelo de ROP para brocas com cortadores móveis e brocas com cortadores fixos se dá pelos diferentes mecanismos de corte envolvidos. Enquanto os mecanismos de corte básicos da primeira incluem acunhamento, raspagem, esmerilhamento, esmagamento e erosão por ação do jato de fluido, os da segunda resumem-se exclusivamente ao corte por cisalhamento.

Os autores propuseram, então, a inclusão da função $f(\text{bit})$ para o modelo de brocas com cortadores fixos. A função normaliza o efeito do número e do diâmetro dos cortadores, assim como do ângulo de ataque e do ângulo de inclinação lateral de cada um deles. O modelo é descrito pela equação 2.5

$$ROP = w_f \left[f(hyd) \left(\frac{f(\text{bit}) \cdot a S^{(2-be)} d^2}{RPM \cdot WOB^{(2-be)}} \right) \right]^{-1} \quad (2.5)$$

O método de Hareland & Nygaard (2007) apresenta resultados semelhantes em comparação com outros métodos, como as correlações com o perfil geofísico ou os ensaios de laboratório, assim como ilustra a figura 2.4; contudo há uma grande limitação relacionada à necessidade de um determinado número de amostras de rocha para a realização de testes em laboratório e calibração dos coeficientes de litologia e dos coeficientes dependentes da broca, além do conhecimento prévio da geometria da broca para a aplicação dos modelos de ROP.

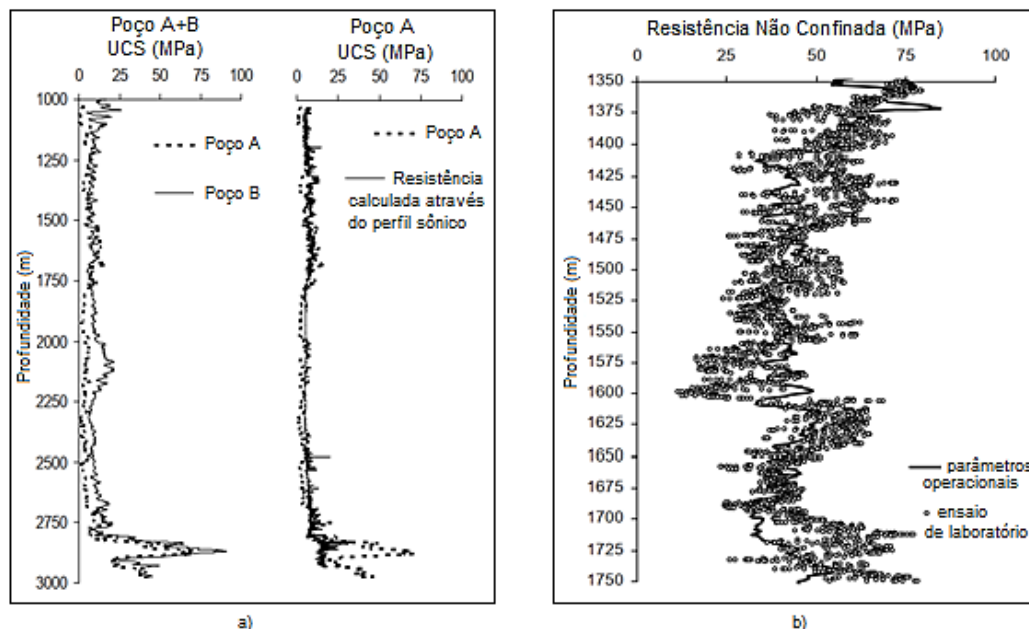


Figura 2.4. a) Resistência não confinada da rocha no poço A e no poço B calculada a partir do método (à esquerda) e Resistência da rocha no poço A calculada a partir do método comparada com resistência calculada a partir do perfil geofísico (à direita); b) Resistência não confinada da rocha calculada a partir do método comparada com a resistência calculada a partir de ensaio de laboratório (Modificado de Hareland & Nygaard, 2007).

2.4.3.

Correlações com os Parâmetros Operacionais – Método de Mora-Guerrero (2008)

Um outro método para correlacionar os parâmetros operacionais da broca com a resistência não confinada da formação é o método proposto por Mora-Guerrero (2008).

O autor sugeriu em sua dissertação de mestrado uma metodologia para correlacionar as resistências S e UCS, lograda após uma análise da relação das resistências com os parâmetros que afetam a perfuração. Sabendo que a relação WOB/RPM atua como uma taxa de carregamento sobre a rocha a ser perfurada e que, esse carregamento, afeta o diferencial dinâmico de pressão imposto na rocha, o autor relacionou graficamente esses parâmetros operacionais com UCS/ S e obteve uma correlação para estimar a UCS através dos dados de perfuração em tempo real.

A metodologia segue o roteiro de cálculo descrito pela figura 2.5, onde o cálculo de UCS para solução gráfica é realizado através de correlações com parâmetros físicos de poços já perfurados, detalhadas anteriormente no item 2.4.1.

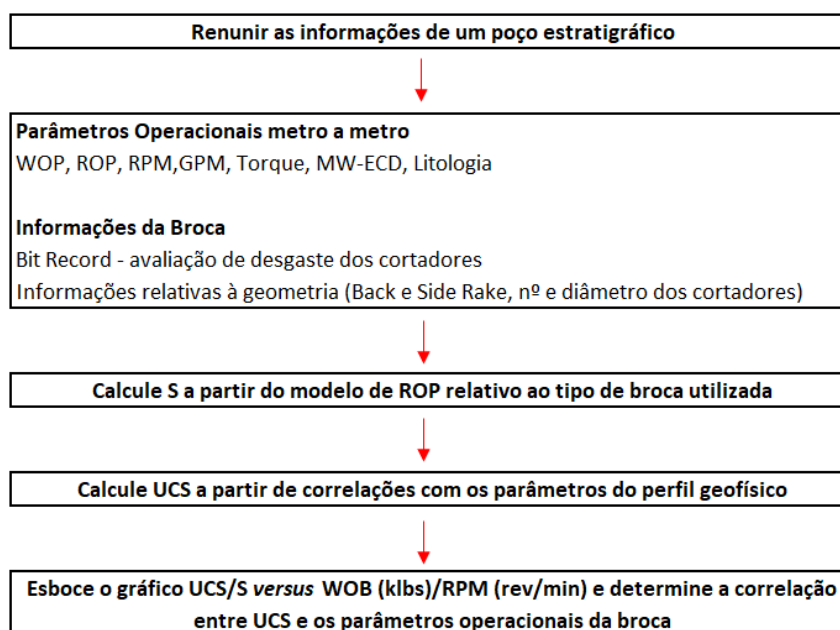


Figura 2.5. Fluxo de trabalho proposto para cálculo da UCS a partir dos parâmetros de perfuração (Modificado de Mora-Guerrero, 2008).

Para esse método, a resistência S também é definida a partir de modelos invertidos de ROP. O autor utilizou o modelo para brocas com cortadores fixos estabelecido por Hareland & Rampersad (1994) a partir do fenômeno físico que ocorre durante a perfuração utilizando esse modelo de broca.

Hareland & Rampersad (1994) conjecturaram que o caminho de cada cortador seja circular, que os cortadores são igualmente carregados, que possuem a mesma geometria média, e que cortam uma superfície plana do maciço. À medida que o peso é aplicado sobre a broca, a profundidade DOC em que cada cortador penetra no maciço é função do número de cortadores, da força mecânica da rocha, do peso mecânico aplicado sobre a broca e da área de contato projetada abaixo de cada cortador. Conforme a broca gira, remove apenas a rocha a sua frente e, portanto, não estará em contato com a área de rocha situada atrás do cortador. Assim, o modelo é baseado na conservação de massa onde a taxa de penetração é equivalente a taxa de rocha removida a frente do cortador. A taxa de penetração é, então

$$ROP = \frac{14,14 N_c \cdot RPM \cdot A_v}{d} W_f \quad (2.6)$$

Onde N_c é o número de cortadores; A_v é a área de rocha comprimida a frente do cortador [in^2], ilustrada pela figura 2.6, dada pela equação 2.7; d é o diâmetro da broca e; W_f é o desgaste da broca.

$$A_v = \cos \alpha \cdot \cos \beta \left[\left(\frac{d_c}{2} \right)^2 \cos^{-1} \left(1 - \frac{2DOC}{\cos \beta d_c} \right) - \left(\frac{d_c DOC}{\cos \beta} - \frac{DOC^2}{\cos^2 \beta} \right)^{1/2} \left(\frac{d_c DOC}{\cos \beta} \right) \right] \quad (2.7)$$

No qual β é o ângulo de ataque (*back rake*) [graus]; α é o ângulo de inclinação lateral (*side rake*) [graus]; d_c é o diâmetro do cortador [in] e; DOC é a profundidade de corte [in].

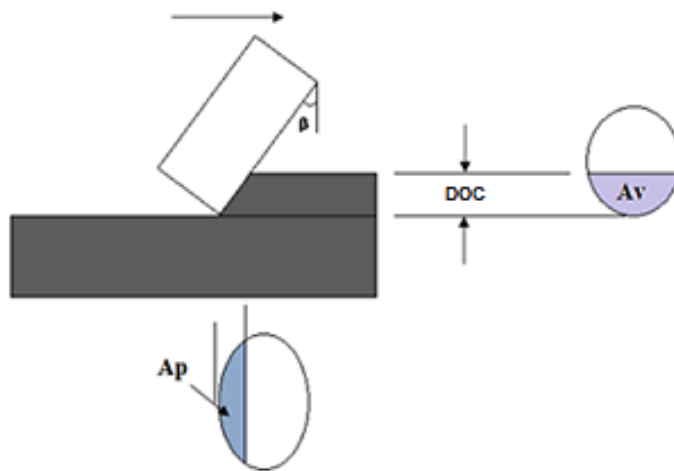


Figura 2.6. Cortador da broca PDC (Modificado de Hareland & Rampersad, 1994).

A resistência não confinada é, então, dada por

$$S = \frac{WOB}{N_c A_p} \quad (2.8)$$

Onde A_p é a área de rocha projetada abaixo do cortador [in^2], também ilustrada pela figura 2.6, e pode ser estimada pela equação 2.9.

$$A_p = \text{sen}\beta \left[\left(\frac{d_c}{2} \right)^2 \cos^{-1} \left(1 - \frac{2DOC}{\cos\beta d_c} \right) - \left(\frac{dDOC}{\cos\beta} - \frac{DOC^2}{\cos^2\beta} \right)^{1/2} \left(\frac{d_c DOC}{\cos\beta} \right) \right] \quad (2.9)$$

Importante ressaltar que as equações 2.7 e 2.9 consistem em derivações para brocas do tipo PDC, objeto da pesquisa de Mora-Guerrero (2008). Para outros modelos de broca com cortadores fixos, Hareland & Rampersad determinam outros conjuntos de equações para A_v e A_p a serem aplicados às equações 2.6 e 2.8, respectivamente.

A relação gráfica entre a razão UCS/S e os parâmetros operacionais é ilustrada pela figura 2.7 para folhelhos e pela figura 2.8 para arenitos. A metodologia foi utilizada para a definição de correlações para cada uma das litologias, sendo estas as equações 2.10 e 2.11, respectivamente.

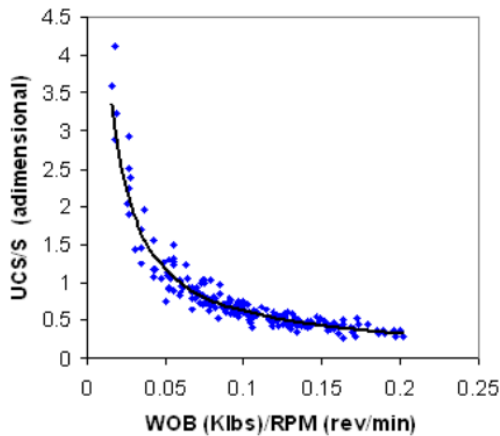


Figura 2.7. Correlação da relação UCS/S e a relação da WOB/RPM para folhelhos do poço PUC-1 (Mora-Guerrero, 2008).

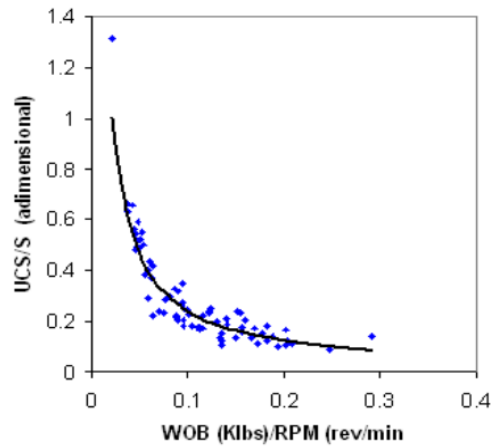


Figura 2.8. Correlação da relação UCS/S e a relação da WOB/RPM para arenitos do poço PUC-1 (Mora-Guerrero, 2008).

$$UCS = 0,0741 \cdot S \left(\frac{WOB}{RPM} \right)^{-0,9234} \quad (2.10)$$

$$UCS = 0,0258 \cdot S \left(\frac{WOB}{RPM} \right)^{-0,968} \quad (2.11)$$

A metodologia proposta por Mora-Guerrero se mostrou robusta, como pode-se observar na figura 2.9, comparados os valores da resistência não confinada calculados pelo método com os valores estimados a partir de perfis geofísicos.

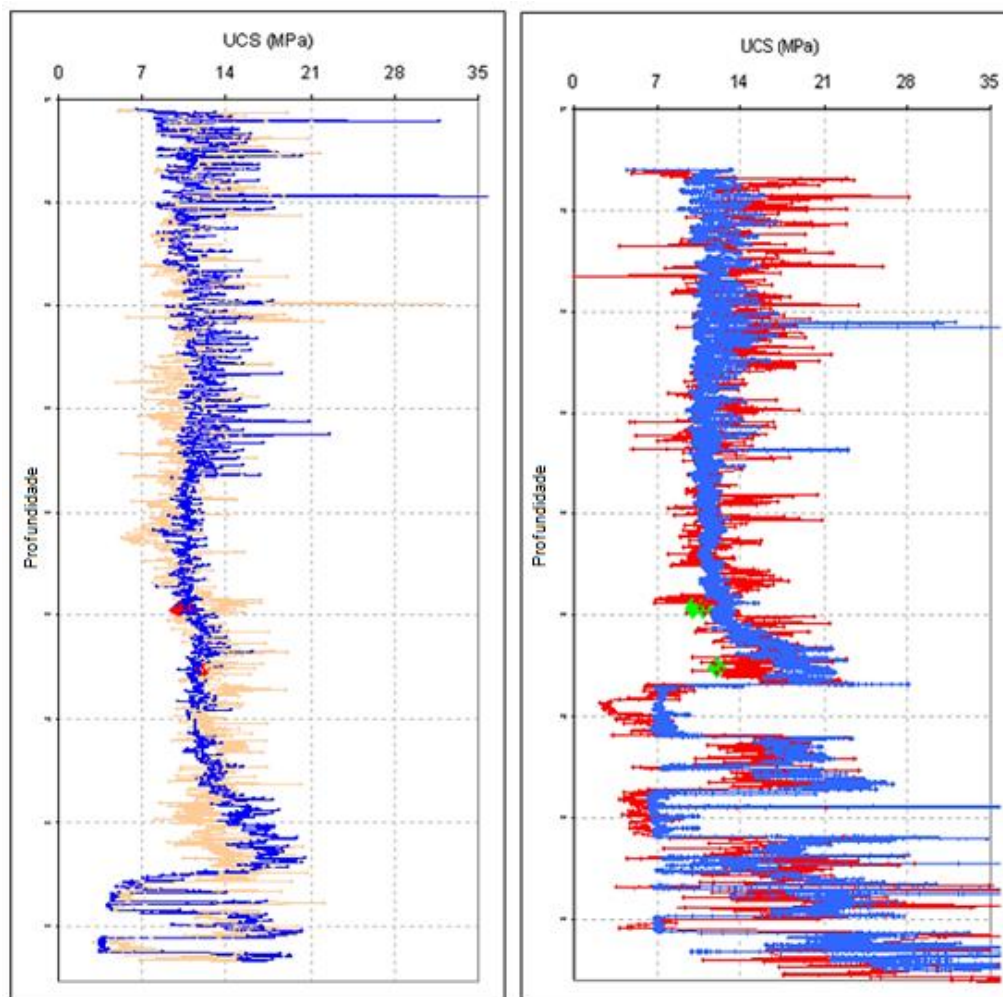


Figura 2.9. (À direita) Comparação dos valores de UCS estimados a partir do método (em bege) com os valores estimados a partir de correlações com o perfil geofísico (em azul) para o Poço PUC-1; (À esquerda) Comparação dos valores de UCS estimados a partir do método (em vermelho) com os valores estimados a partir de correlações com o perfil geofísico (em azul) para o Poço PUC-2 (Mora-Guerrero, 2008).

Cabe ressaltar que para a utilização do método é necessária a calibração para a litologia específica onde ele será utilizado, através da análise de poços estratigráficos, a fim de reduzir as incertezas e aperfeiçoar os resultados obtidos. A maior limitação associada é o fato de a resistência à compressão confinada ser obtida através de modelos invertidos de ROP, o que acarreta na necessidade de amostras de laboratório e de dados de geometria da broca, que em geral são restritos apenas aos fabricantes.

2.4.4.

Correlações com os Parâmetros Operacionais – Aplicação de Redes Neurais Artificiais

Redes neurais artificiais têm sido empregadas, desde o início da última década, com o propósito de determinar as propriedades mecânicas das rochas a partir da utilização dos parâmetros operacionais de perfuração. De acordo com Jamshidi *et al.* (2013), as redes neurais são sistemas de processamento de dados adaptativos que podem desenvolver recursos operacionais, como resposta a amostras de dados de entrada, aplicadas principalmente quando há uma relação não linear entre as variáveis envolvidas. Nesse caso, o autor fez uso de redes neurais para estimar as propriedades mecânicas da formação rochosa, dentre elas a resistência não confinada, o módulo de elasticidade de Young e a proporção entre esses parâmetros denominada *Modulus Ratio*. Nesse estudo, o uso de redes neurais se mostrou mais eficiente na previsão da UCS, como ilustra a figura 2.10, apesar de apresentar uma margem de erro baixa na estimativa dos demais parâmetros da rocha.

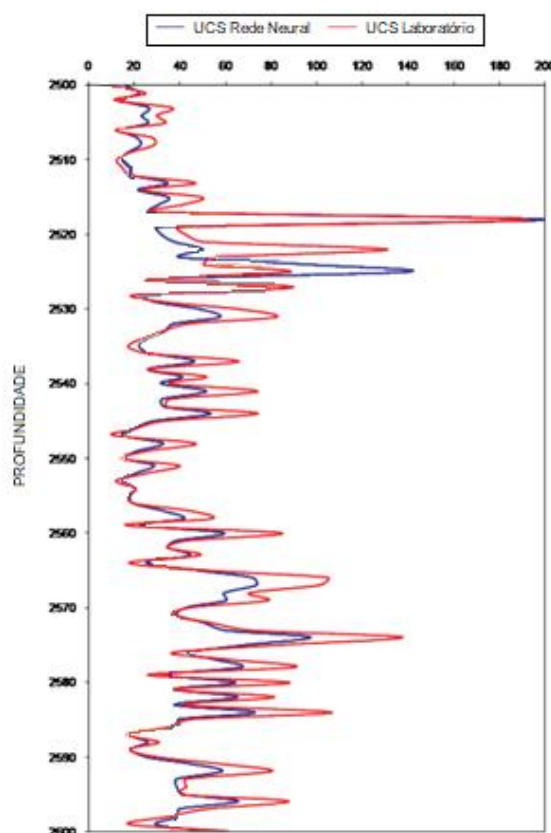


Figura 2.10. Comparação entre a UCS calculada em laboratório – em vermelho –, a UCS determinada pela rede neural – em azul (Modificada de Jamshidi *et al.*, 2013).

Paralelamente, Asadi (2017), Rabe *et al.* (2018) e He *et al.* (2019), fizeram uso das redes neurais para a previsão da resistência não confinada em diferentes litologias, a partir de dados dos parâmetros operacionais e ensaios de laboratório. Os estudos concluíram que o uso de redes neurais artificiais para previsão da UCS é um método de alta precisão para o planejamento de perfurações, devido ao fato de ter sido obtido um coeficiente de determinação $R^2=1$, e pode reduzir os custos associados às operações; que a previsão da UCS usando redes neurais é altamente confiável em comparação com uma análise de regressão múltipla, com diferença de 0,07 no coeficiente de correlação e; que o erro médio (cerca de 3,2%) da estimativa da UCS por meio de redes neurais é inferior à média de erro do critério de Mohr-Coulomb (6%) – figura 2.11 –, evidenciando ainda que a metodologia pode fornecer medições de campo contínuas e de alta resolução, em velocidade muito superior ao padrão de ensaios de laboratório.

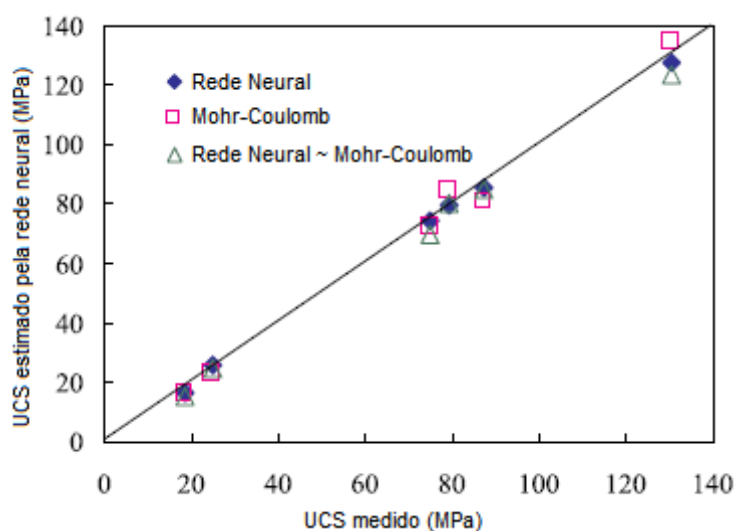


Figura 2.11. UCS estimada pela rede neural em comparação com a medida em laboratório (He *et al.* 2019).

Infelizmente, a determinação da resistência não confinada através do uso de redes neurais artificiais também apresenta uma grande limitação relacionada à necessidade de estabelecer um banco de dados de parâmetros de resistência, através de resultados de ensaios de laboratório. Para isso, seria necessário um elevado número de amostras de rocha que, em alguns casos, é improvável de se obter e demasiadamente custoso.

3

Metodologia

Este capítulo visa descrever a metodologia adotada neste estudo no desenvolvimento de uma nova correlação para a estimativa da resistência à compressão não confinada das rochas em tempo real. A metodologia foi gerada a partir de adaptações no método de Mora-Guerrero (2008). A decisão de trabalhar com o método, deu-se pelo fato do mesmo ter sido desenvolvido mais recentemente e por apresentar um menor número de coeficientes dependentes de ensaios de laboratório, se comparado aos demais.

3.1.

Adaptação do Método de Mora-Guerrero (2008)

A primeira proposta de adaptação do método foi baseada na pesquisa de Teale (1965) e Pessier & Fear (1992) a respeito do conceito de energia mecânica específica, para a medição da eficiência da perfuração, e se deu na tentativa de sanar a necessidade de determinação da resistência confinada a partir de modelos de ROP.

A energia mecânica específica equivale ao trabalho necessário para remover um volume unitário de rocha e refere-se a soma total dos esforços aplicados sobre a broca para que se execute a perfuração. Sabendo que quanto menor for a energia mecânica específica, mais eficiente será a operação de perfuração, esse parâmetro tem sido largamente utilizado na indústria petrolífera para o desenvolvimento de programas de otimização de perfuração.

Durante os experimentos de Teale (1965) foi evidenciada uma relação notável de igualdade, ou quase igualdade, numérica entre a energia mecânica específica e a resistência à compressão não confinada. Contudo, os estudos foram conduzidos sob condições atmosféricas, diferentemente do processo de perfuração real. Posteriormente, Pessier e Fear (1992) concluíram que sob condições de máxima eficiência da broca a energia mecânica específica seria mais próxima à resistência à compressão confinada da formação. Dupriest (2005) destacou, ainda, que durante a operação de perfuração a eficiência de uma broca é da ordem de 30-40% da eficiência de pico. Desse modo, mesmo operando com a máxima eficiência possível, o valor da

energia mecânica específica ainda seria cerca de três vezes maior do que a resistência à compressão confinada. Assim, o autor sugeriu a seguinte relação entre a resistência confinada e a energia mecânica específica:

$$S = MSE \times EFF_M \quad (3.1)$$

Onde EFF_M representa a eficiência da broca, variável de 0 a 1.

Diversos modelos foram introduzidos ao longo dos anos para a determinação da energia mecânica específica a partir dos parâmetros operacionais de perfuração e alguns deles podem ser observados na tabela 3.1.

Tabela 3.1. Modelos propostos para a determinação da MSE a partir de parâmetros operacionais.

| No. | Autor | Modelo |
|-----|-----------------------------|---|
| 1 | Teale (1965) | $MSE = \frac{WOB}{A_b} + \frac{120\pi \cdot RPM \cdot T}{A_b \cdot ROP}$ |
| 2 | Pessier & Fear (1992) | $MSE = WOB \cdot \left(\frac{1}{A_b} + \frac{13,33 \cdot \mu_b \cdot RPM}{d \cdot ROP} \right); \mu_b = 36 \frac{T}{d \cdot WOB}$ |
| 3 | Dupriest & Koederitz (2005) | $MSE = 0,35 \cdot \left(\frac{4WOB}{A_b} + \frac{480\pi \cdot RPM \cdot T}{A_b \cdot ROP} \right)$ |
| 4 | Hammoutene (2012) | $MSE = E_m \cdot \left(\frac{4WOB}{\pi d^2} + \frac{480RPM \cdot T}{\pi d^2 \cdot ROP} \right)$ |
| 5 | Chen <i>et al.</i> (2016) | $MSE = E_m \cdot \left(WOB \cdot e^{-\mu_s \gamma_b} \cdot \frac{1}{A_b} + \frac{115522 \cdot \eta \Delta P_m Q}{A_b \cdot ROP} \right)$ |
| 6 | Al-Sudani (2017) | $MSE = \frac{\sqrt{\frac{WOB(120\pi \cdot RPM)^2 \cdot T}{g_c \left(\frac{d}{12}\right)^2}}}{ROP}$ |

Sabendo, portanto, que a resistência à compressão confinada está relacionada a uma parcela da energia mecânica específica e dada a impossibilidade de cálculo da primeira, devido à confidencialidade de informações relacionadas à geometria da broca, ou ainda, devido à falta de conhecimento em campo da eficiência real da broca, sugere-se a substituição da relação UCS/S proposta por Mora-Guerrero (2008) pela relação UCS/MSE.

Conforme ilustra a figura 3.1, o espaço UCS/MSE *versus* WOB/RPM não se mostrou representativo, conclusão evidenciada pelo coeficiente de determinação $R^2=0,03$.

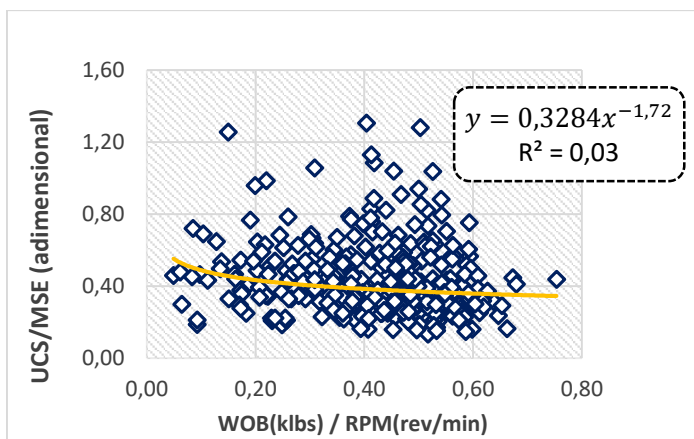


Figura 3.1. Correlação entre a relação UCS/MSE e a relação da WOB/RPM.

A não concordância dos parâmetros pode ser explicada pelo fato de que tanto o peso sobre a broca, quanto a taxa de rotação, são fatores controlados diretamente pelo operador e que podem não estar sendo aplicados em uma relação ótima, que maximize a taxa de penetração. Além disso, é mais provável que a resistência à compressão não confinada seja diretamente proporcional à taxa de rotação, visto que quanto mais resistente for a formação rochosa, mais rotações serão necessárias para perfura-la.

Considerando que o torque e a taxa de penetração são parâmetros frequentemente utilizados para verificar mudanças na curva de resistência (Falconer & Sheppard, 1988) e que, em contraposição ao peso sobre a broca e à taxa de rotação, representam uma resposta da formação rochosa à operação de perfuração, a segunda proposta de adaptação se dá pela sugestão da substituição do espaço WOB/RPM pelo espaço T/ROP. Cabe destacar aqui, que tanto o torque, quanto a taxa de penetração, também são parâmetros que podem ser controlados pelo operador, porém de forma indireta.

A estimativa da resistência à compressão não confinada das rochas em tempo real será, portanto, dada por

$$UCS = a \cdot MSE \left(\frac{T}{ROP} \right)^b \quad (3.2)$$

Onde a e b são os coeficientes da regressão linear múltipla, determinados separadamente para cada grupo litológico através da relação gráfica entre a razão UCS/MSE e a razão T/ROP, sendo o coeficiente a também um fator de correção de unidade.

Importante ressaltar que rochas de uma mesma litologia podem apresentar diferentes comportamentos mecânicos a depender das geopressões às quais estão submetidas, da sua composição mineralógica, do intemperismo e dos processos físico-químicos envolvidos na formação da bacia a qual pertence e que, portanto, as correlações geradas a partir da metodologia serão válidas apenas para verificação da resistência de poços perfurados na mesma bacia do poço estratigráfico usado como referência. Para perfurações em outras bacias, novos coeficientes a e b deverão ser calibrados. Os valores de resistência estimados serão ainda mais representativos caso ambos os poços pertençam ao mesmo campo petrolífero.

Destarte, o roteiro de cálculo de acordo com a nova metodologia proposta é descrito pelo fluxograma da figura 3.2.

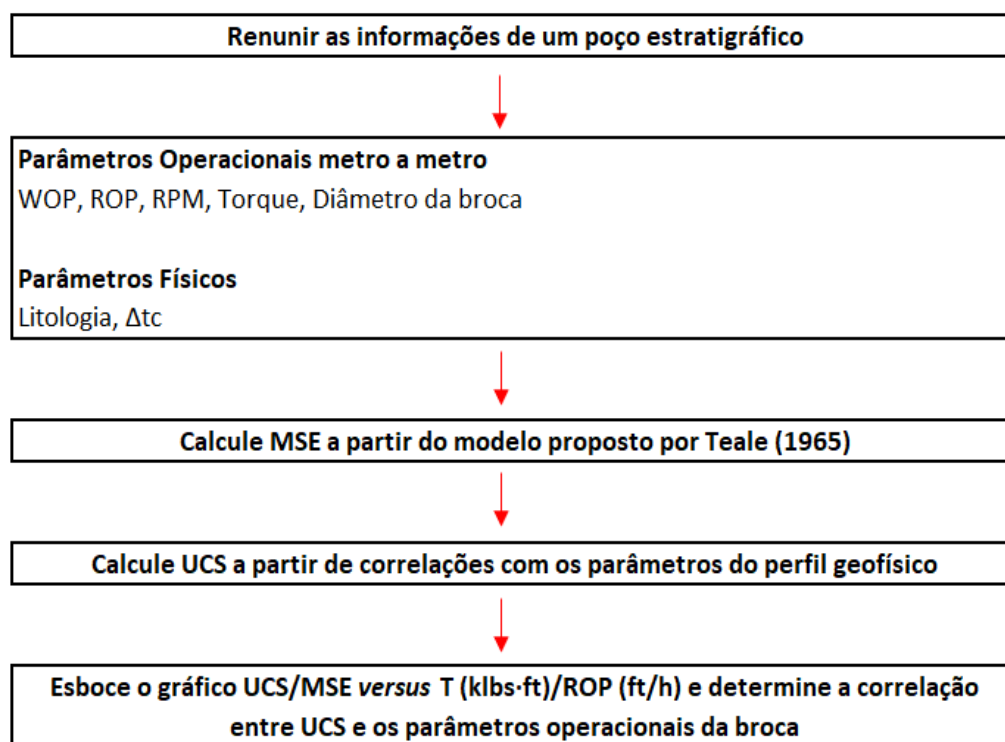


Figura 3.2. Fluxo de trabalho proposto para estimativa da UCS em tempo real.

3.2. Estimativa da Coesão em Tempo Real

Sabe-se que a resistência da rocha ao cisalhamento, submetido a uma tensão desviadora, aumenta de acordo com o confinamento da rocha e pode ser calculado em função da coesão e do ângulo de atrito do plano de ruptura. A variação do pico de tensão de resistência em relação ao confinamento da rocha é conhecida como

critério de falha. O mais conhecido dentre eles é o critério de Mohr-Coulomb, que representa de maneira simplificada o processo físico que ocorre durante a ruptura por cisalhamento do material. O colapso ocorre quando a tensão cisalhante atuante no plano é igual à resistência do material e as condições de instabilidade podem ser descritas geometricamente a partir do triângulo ABC da figura 3.3, em função das tensões principais atuantes no plano.

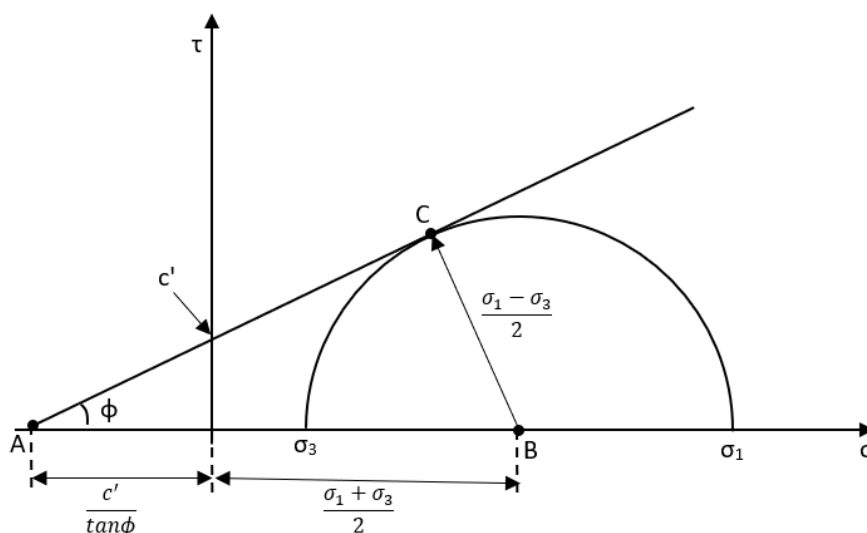


Figura 3.3. Representação gráfica da condição de instabilidade dada pelo critério de falha de Mohr-Coulomb.

A estabilidade do material é calculada a partir da equação 3.3, onde σ_1 é a tensão principal maior; c' é a coesão; ϕ é o ângulo de atrito e σ_3 é a tensão principal menor.

$$\sigma_1 = \frac{2 \cdot c' \cdot \cos \phi}{1 - \sin \phi} + \frac{1 + \sin \phi}{1 - \sin \phi} \sigma_3 \quad (3.3)$$

Devido a sua simplicidade, o critério de Mohr-Coulomb tem sido bastante utilizado em problemas de estabilidade de poços. Ademais, é um critério conservador se comparado aos demais comumente utilizados, pois considera que as tensões principais intermediárias e menor são iguais, e por esses motivos foi o critério considerado nesse estudo.

Sabendo que as condições de estabilidade são dadas a partir de uma equação da reta, onde $\sigma_1 = a + b \sigma_3$, e que, quando a tensão principal menor é igual a zero a resistência à compressão não confinada é dada pela constante a da equação, a relação existente entre a resistência não confinada, a coesão e o ângulo de atrito da formação é expressa por

$$UCS = \frac{2 \cdot c' \cdot \cos \phi}{1 - \sin \phi} \quad (3.4)$$

De posse da resistência à compressão não confinada dada com base nos parâmetros operacionais, a partir da equação 3.2, a única variável desconhecida para que a coesão possa ser estimada em tempo real é o ângulo de atrito da formação.

As relações entre o ângulo de atrito interno e as propriedades físicas da rocha são relativamente complexas e, de acordo com Chang *et al.* (2006), raramente há um valor único de ângulo de atrito que caracterize um determinado grupo litológico, pois os pontos de resistência em função da pressão de confinamento, em via de regra, não são lineares.

Contudo, pesquisas e testes laboratoriais descritos na literatura evidenciam valores característicos, adotados nessa pesquisa, que podem ser utilizados na inexistência de dados. Esses valores são detalhados na tabela 3.2.

Tabela 3.2. Ângulo de atrito adotado conforme a litologia.

| ϕ (graus) | Especificidades | Referência |
|----------------|--|---|
| 22,1 | Argilito ou folhelho inconsolidado; Arenito Friável. | Horsud (2001); Reis (2012). |
| 30 | Folhelho levemente consolidado; Arenito levemente compactado; Carbonatos; Rochas Ígneas e Metamórficas; Evaporitos | Santos e Ferreira (2010); Prasad <i>et al.</i> (2009); Liang <i>et al.</i> (2006); Teikoku-Vp (2007); |
| 50 | Folhelho consolidado; Arenito e conglomerado compacto. | Reis (2012) |

3.3. Influência da UCS na Determinação da Janela Operacional

A janela operacional de perfuração determina a variação de pressão permitida para que a pressão do fluido de perfuração não comprometa a integridade das paredes do poço. Seus limites inferior e superior são dados, respectivamente, pela pressão de poros ou pressão de colapso inferior e pela pressão de fratura, pressão de colapso superior ou pelo gradiente de tensão horizontal. A análise de estabilidade do poço tem como premissa, portanto, a avaliação entre o estado de tensões e geopressões ao qual está submetida a formação rochosa, associados aos parâmetros de resistência da mesma, a partir da adoção de um critério de falha.

Os parâmetros de entrada para a obtenção da janela operacional de perfuração são: o coeficiente de Biot, o coeficiente de Poisson, a resistência à compressão não confinada, a coesão, o ângulo de atrito, a resistência à tração e as tensões *in situ*.

A resistência à compressão não confinada está diretamente associada ao gradiente de colapso, pois este restringe o intervalo de valores de densidade do fluido de perfuração para que não haja ruptura das paredes do poço por tensões compressivas. Dois tipos de colapso são considerados no cálculo de estabilidade do poço: o primeiro denomina-se colapso superior e ocorre quando as pressões exercidas pela coluna de fluido são demasiadamente elevadas e o segundo denomina-se colapso inferior e é devido ao baixo peso do fluido de perfuração. Ambos combinados com o par de tensões ao qual as paredes do poço estão submetidas podem causar o cisalhamento da formação rochosa.

Para determinar a ruptura por cisalhamento, este trabalho adotará os procedimentos realizados pelo simulador SEST TR[®] 2.0, descritos a seguir, e o critério de falha de Mohr-Coulomb, citado anteriormente, segundo o qual a ruptura ocorre quando se satisfaz a expressão 3.5, análoga à expressão 3.3.

$$\sigma_1' = UCS + \sigma_3' \cdot \tan\left(\frac{\pi}{4} + \frac{\phi}{2}\right) \quad (3.5)$$

Onde σ_1' é a tensão efetiva principal maior, σ_3' é a tensão efetiva principal menor e ϕ é o ângulo de atrito interno, também adotado conforme a tabela 3.2.

Na determinação do colapso se faz necessário o cálculo do fator de plastificação para a identificação dos pontos que sofreram ruptura por cisalhamento. Esse parâmetro é obtido através da razão entre a tensão efetiva principal maior aplicada em campo e a tensão efetiva principal maior teórica, calculada pela expressão 3.5.

$$f_p = \frac{\sigma_{1'campo}}{\sigma_{1'teórico}} \quad (3.6)$$

É necessário ainda que se verifique a combinação entre σ_1' e σ_3' , pois para valores negativos de σ_3' no critério de ruptura de Mohr-Coulomb o surgimento de colapso é fisicamente impossível, pois a rocha já sofreu falha por tração. Entende-se que o regime plástico é atingido quando o fator de plastificação é maior ou igual a 1.

Para determinar a pressão de colapso inferior [lb/gal] inicialmente considera-se que a pressão interna no poço, gerada pelo fluido, é de magnitude muito baixa

para, em seguida, identificar de maneira iterativa a mínima pressão interna necessária para que o fator de plastificação seja igual a 1, ao menos em um ponto da parede do poço. O gradiente de pressão de colapso inferior será dado, então por

$$G_{CI} = \frac{P_{CI}}{PV} \cdot 5,8674 \quad (3.7)$$

Onde P_{CI} é a pressão de colapso inferior [psi], equivalente à pressão de fluido para a qual se verificou $f_{p_{\max}} = 1$, e PV [ft] é a profundidade vertical da seção em que houve plastificação.

Para determinar a pressão de colapso superior [lb/gal] inicialmente considera-se que a pressão interna no poço é a pressão de colapso inferior com um acréscimo de pressão. Calcula-se o novo fator de plastificação que, com o incremento de pressão, será menor que 1 e, em seguida, identifica-se de maneira iterativa a nova pressão interna necessária para que fator de plastificação seja igual a 1, ao menos em um ponto da parede do poço. O gradiente de pressão de colapso superior será dado, então por

$$G_{CI} = \frac{P_{CS}}{PV} \cdot 5,8674 \quad (3.8)$$

Onde P_{CS} é a pressão de colapso superior [psi], equivalente à pressão de fluido para a qual se verificou $f_{p_{\max}} = 1$, e PV [ft] é a profundidade vertical da seção em que houve plastificação.

A resistência à compressão não confinada também pode ser utilizada na estimativa da resistência à tração – e consequentemente na determinação do gradiente de fratura, que é realizada de maneira análoga ao gradiente de colapso – e na estimativa da tensão horizontal maior, de acordo com as equações 3.9 e 3.10, respectivamente.

$$T_0 = \frac{UCS}{12} \quad (3.9)$$

$$\sigma_H = \frac{UCS + (P_W - P_P) \frac{1 + \sin \phi}{1 - \sin \phi} - \sigma_h (1 + 2 \cos 2\theta) + (P_W + P_P)}{1 - 2 \cos 2\theta} \quad (3.10)$$

Onde P_W é o peso do fluido de perfuração [psi], P_P é a pressão de poros [psi], σ_h é a tensão horizontal menor [psi] e θ é o ângulo ao redor do poço [graus].

Cabe ressaltar que a abordagem de determinação da janela operacional para camadas evaporíticas deve ser realizada de maneira diferente das demais rochas sedimentares. As rochas de sal apresentam um comportamento de fluência que deve ser levado em consideração, pois quando submetidas a tensões constantes, exibem significativas deformações em função do tempo.

4

Estudo de Caso

Esse capítulo tem por finalidade a aplicação da nova metodologia desenvolvida em um poço estratigráfico localizado em bacia brasileira e a realização de testes, a partir das correlações geradas, em outros nove poços, denominados poços de produção, pertencentes ao mesmo campo petrolífero e/ou mesma bacia. Devido à confidencialidade dos dados, foram designados nomes fictícios a todos os poços utilizados nesse estudo. Os dados disponíveis referentes a cada um deles, que são melhor detalhados no tópico 4.3, não contemplam toda a extensão do poço e, portanto, foram selecionados trechos nos quais se dispunha de todos os dados necessários para cálculo.

4.1.

Poços Estratigráficos

De acordo com a Resolução 699/2017 da ANP, Poço Exploratório Estratigráfico é aquele que visa conhecer a coluna estratigráfica e obter as demais informações geológicas de subsuperfície em uma bacia ou região pouco explorada.

Nessa dissertação, o Poço Estratigráfico é denominado como “Poço A” e a partir dele todas as correlações foram geradas para cada grupo litológico isoladamente.

4.2.

Poços de Produção

Também de acordo com a Resolução 699/2017 da ANP, Poço Exploratório de Produção é o poço que visa drenar uma ou mais jazidas de um campo.

Nessa dissertação, os Poços de Produção são denominados como “Poço B1”, “Poço B2”, “Poço C1”, “Poço C2”, “Poço D1”, “Poço D2”, “Poço D3”, “Poço D4” e “Poço D5”. Nos poços de produção da classe B, os trechos escolhidos para teste são compostos por uma camada extensa de folhelho; enquanto nos poços de classe C há uma camada inicial de folhelho, seguida por uma camada mais profunda de evaporito e; nos poços de classe D há predominância de evaporito em toda extensão do poço.

4.3. Descrição dos Dados

Os poços examinados nessa dissertação fazem parte de um campo petrolífero localizado em região marítima brasileira e foram classificados de acordo com a litologia predominante. Os dados disponíveis para a análise foram fornecidos pela empresa Petrobrás, exceto pelos dados dos poços de classe D, que fazem parte do estudo da DSc. Carla Carrapatoso (2011) e foram cedidos pela autora, para complementação desse estudo.

Os dados utilizados nessa pesquisa são a taxa de penetração, o torque, o peso sobre a broca, a taxa de rotação, o tempo de trânsito compressional, o diâmetro da broca e a litologia especificada.

Os perfis estudados atravessam camadas de diferentes tipos de rocha – dentre eles: argilito, folhelho, arenito, marga, anidrita, carnalita, halita, taquidrita, calcário, coquina, *graistone* e ainda uma camada de rocha ígnea não identificada – classificadas em cinco grupos litológicos: i) folhelhos, ii) arenitos; iii) carbonatos, iv) evaporitos e v) ígneas/metamórficas. A classificação litológica se dá de acordo as características ou feições litoestratigráficas comuns entre as formações ou por referenciais litoestratigráficos que o delimitem.

Apesar de pertencerem ao mesmo campo e/ou bacia petrolífera, os poços estudados não foram perfurados à mesma época e, por isso, foram utilizados diferentes tipos de broca, de diferentes fabricantes.

Os diâmetros dos poços variam entre 12 ¼, 14 ¾, 17 ½, 16 ½, 26 e 36 polegadas de acordo com a fase de cada poço e a sequência da perfuração.

A figura 4.1 apresenta um resumo dos dados disponíveis de acordo com cada poço.

| POÇO | LITOLOGIA | Δt_c | Δt_s | Densidade do Fluido | Ângulo de Atrito | WOB | RPM | T | ROP | Desgaste da Broca | Trajectoria do Poço | Diâmetro da Broca | Lâmina d'água |
|------|-----------|--------------|--------------|---------------------|------------------|-----|-----|---|-----|-------------------|---------------------|-------------------|---------------|
| A | X | X | X | ND | ND | X | X | X | X | ND | X | X | X |
| B1 | X | X | X | ND | ND | X | X | X | X | X | ND | X | ND |
| B2 | X | X | X | ND | ND | X | X | X | X | X | ND | X | ND |
| C1 | X | X | X | ND | ND | X | X | X | X | X | ND | X | ND |
| C2 | X | X | X | ND | ND | X | X | X | X | X | ND | X | ND |
| D1 | X | X | X | X | ND | X | X | X | X | ND | X | X | X |
| D2 | X | X | ND | X | ND | X | X | X | X | ND | X | X | X |
| D3 | X | X | ND | X | ND | X | X | X | X | ND | X | X | X |
| D4 | X | X | X | X | ND | X | X | X | X | ND | X | X | X |
| D5 | X | X | X | X | ND | X | X | X | X | ND | X | X | X |

ND - Não Disponível

Figura 4.1. Resumo dos dados disponíveis.

O Poço Estratigráfico A apresenta uma trajetória direcional que atravessa os cinco grupos litológicos característicos de bacias petrolíferas, conforme ilustra a figura 4.2.

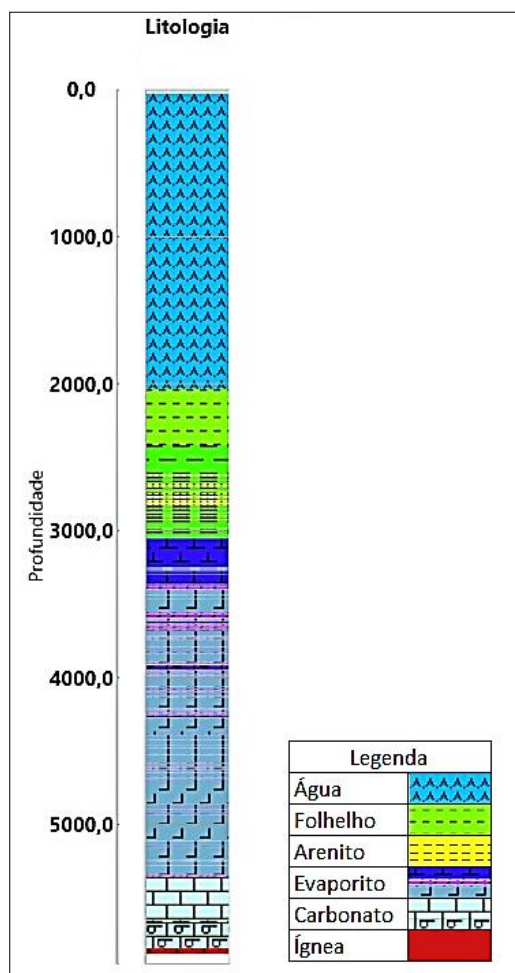


Figura 4.2. Litologia do Poço A.

Após uma filtragem dos dados disponíveis para determinar em qual intervalo do poço dispunha-se de todos os dados necessários para o estudo, a metodologia foi aplicada no trecho entre 2148 e 5879 metros de profundidade.

A primeira seção do poço é de 26" e se estende até os 3487 metros de profundidade; sucedida por uma seção de 17 ½" que se estende até os 5357 metros de profundidade e; finalmente por uma última seção de 12 ¼".

Na figura 4.3, 4.4 e 4.5 se apresentam a taxa de perfuração (ROP) em pés por hora (ft/h), o torque (T) em quilo libras pés (klbs*ft), o peso sobre a broca (WOB) em quilo libras, a taxa de rotação (RPM) em revoluções por minuto (rev/min) e o tempo de trânsito compressional (Δt_c) em microssegundos por pés ($\mu s/ft$).

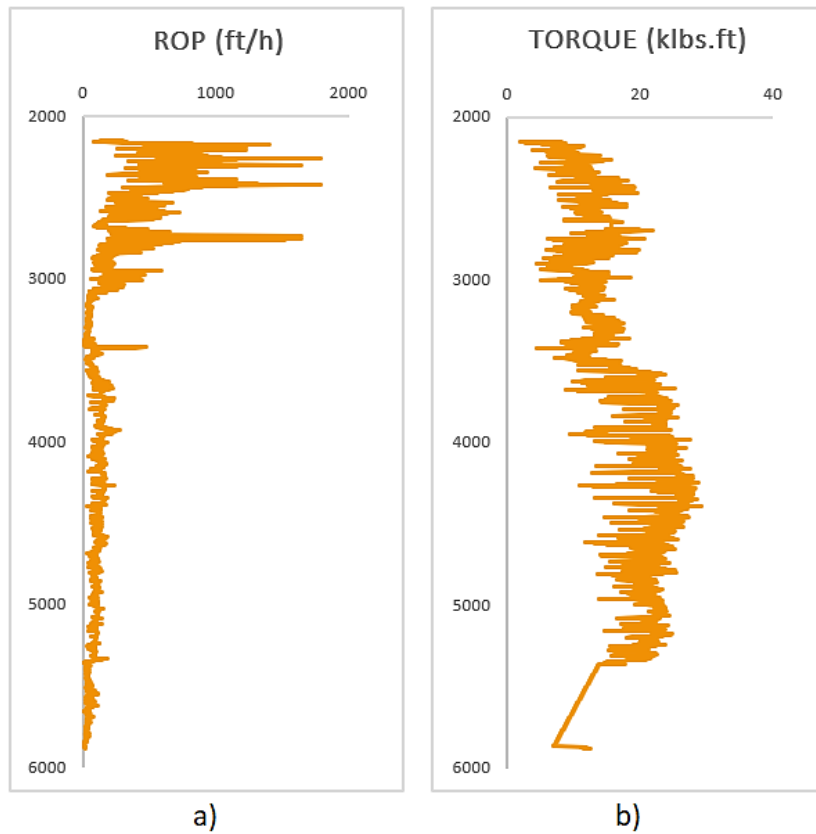


Figura 4.3. a) Taxa de penetração e; b) Torque registrados no Poço A.

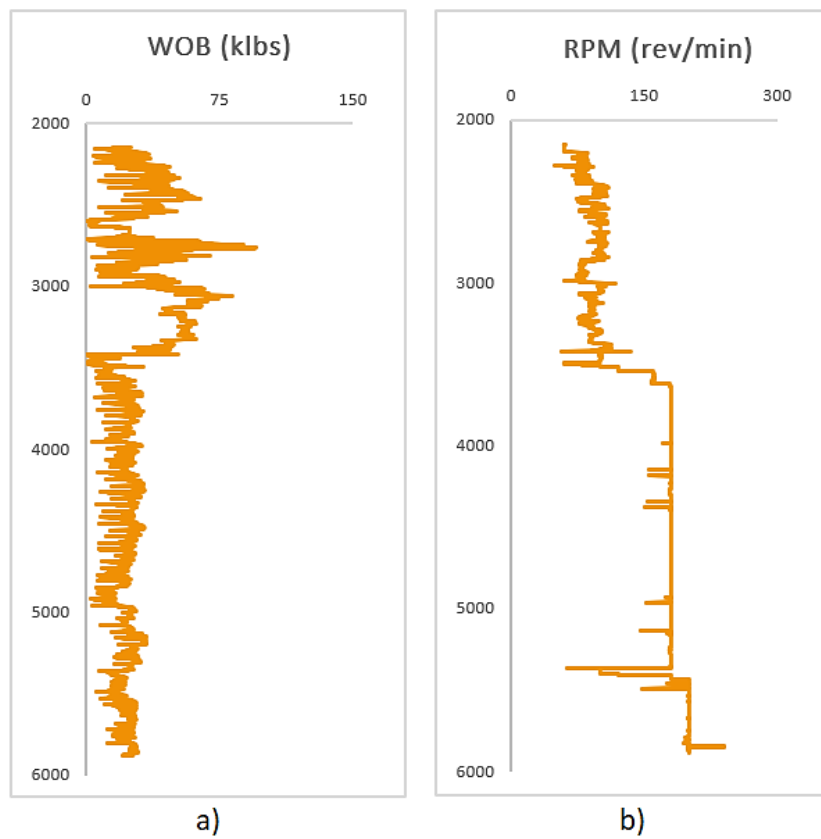


Figura 4.4. a) Peso sobre a broca e; b) Taxa de rotação registrados no Poço A.

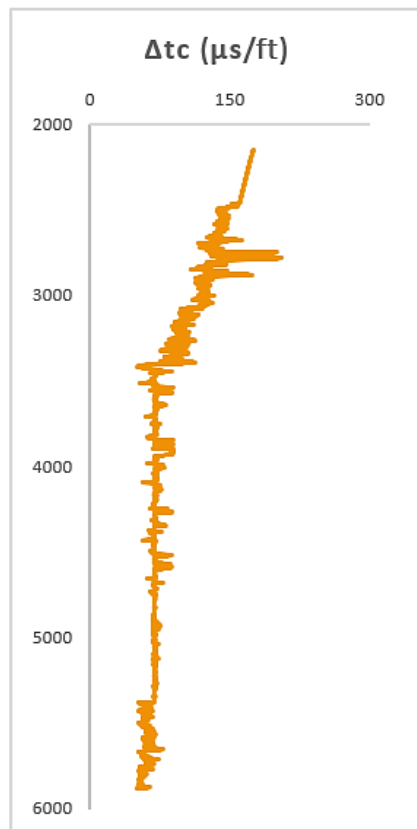


Figura 4.5. Tempo de trânsito compressional registrado no Poço A.

O trecho de análise do Poço de Produção B1 está entre os 2237 e 3004 metros de profundidade, tem seção de 26" e compõe-se exclusivamente por uma camada de folhelho. A trajetória do poço não foi disponibilizada.

Na figura 4.6, 4.7 e 4.8 se apresentam a taxa de perfuração (ROP) em pés por hora (ft/h), o torque (T) em quilo libras pés (klbs*ft), o peso sobre a broca (WOB) em quilo libras, a taxa de rotação (RPM) em revoluções por minuto (rev/min) e o tempo de trânsito compressional (Δt_c) em microssegundos por pés ($\mu s/ft$).

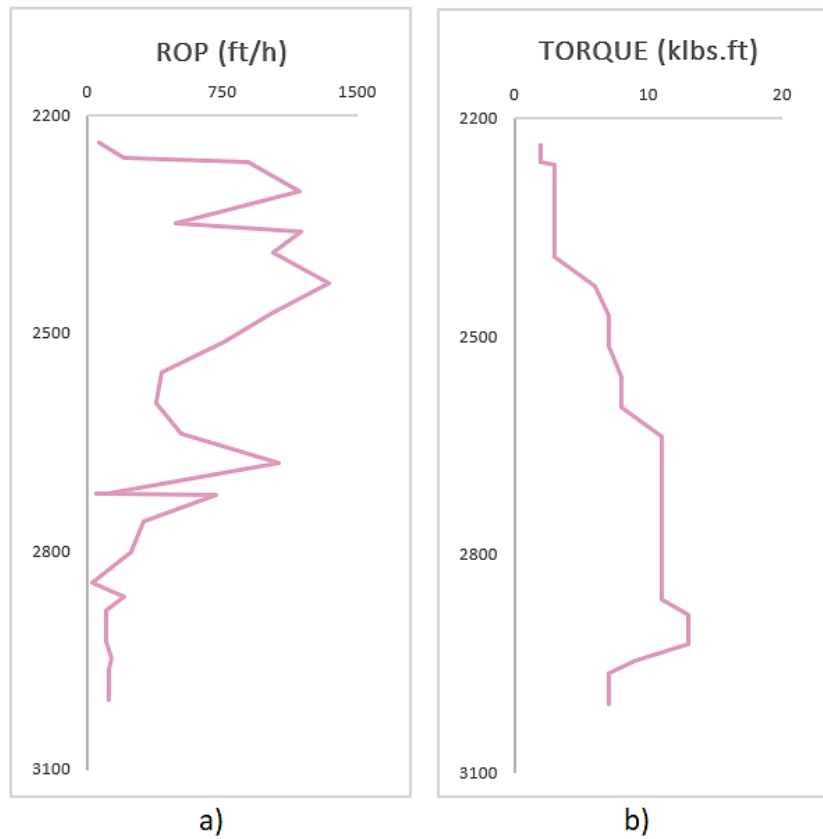


Figura 4.6. a) Taxa de penetração e; b) Torque registrados no Poço B1.

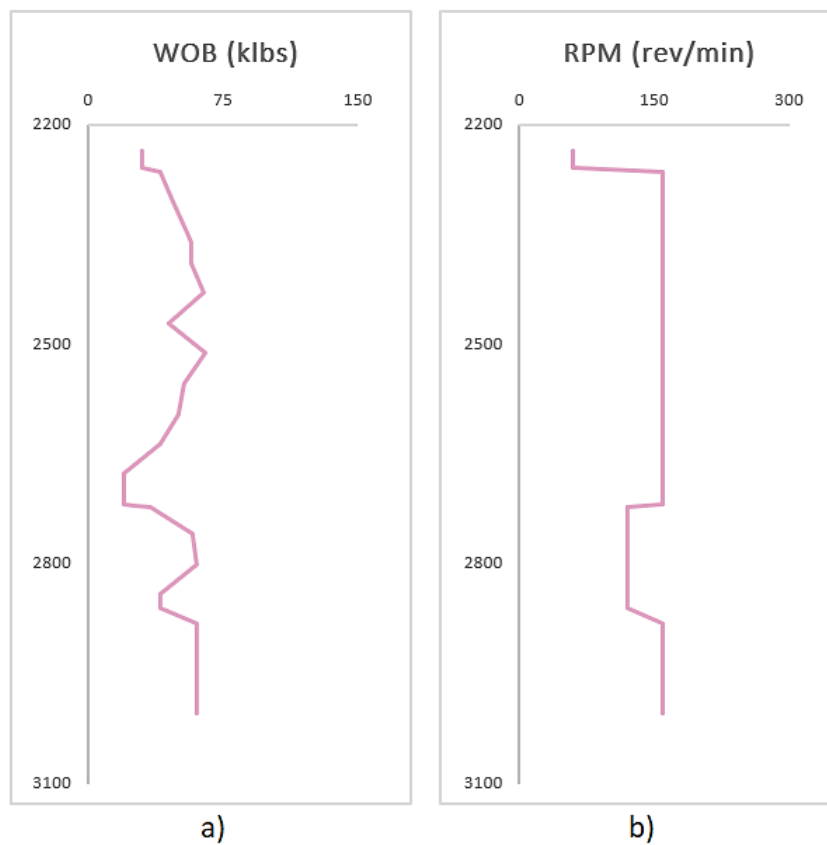


Figura 4.7. a) Peso sobre a broca e; b) Taxa de rotação registrados no Poço B1.

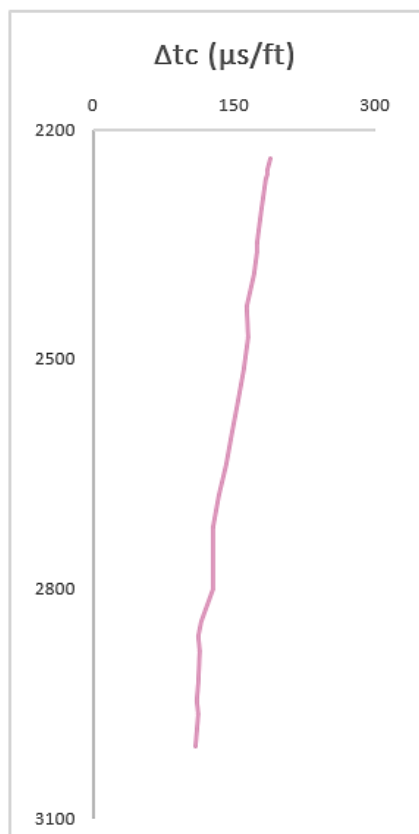


Figura 4.8. Tempo de trânsito compressional registrado no Poço B1.

O trecho de análise do Poço de Produção B2 está entre os 2173 e 2850 metros de profundidade, tem seção inicial de 36" que se estende até uma profundidade de 2245 metros, seguida por uma seção de 26" e compõe-se exclusivamente por uma camada de folhelho. A trajetória do poço não foi disponibilizada.

Na figura 4.9, 4.10 e 4.11 se apresentam a taxa de perfuração (ROP) em pés por hora (ft/h), o torque (T) em quilo libras pés (klbs*ft), o peso sobre a broca (WOB) em quilo libras, a taxa de rotação (RPM) em revoluções por minuto (rev/min) e o tempo de trânsito compressional (Δt_c) em microssegundos por pés ($\mu s/ft$).

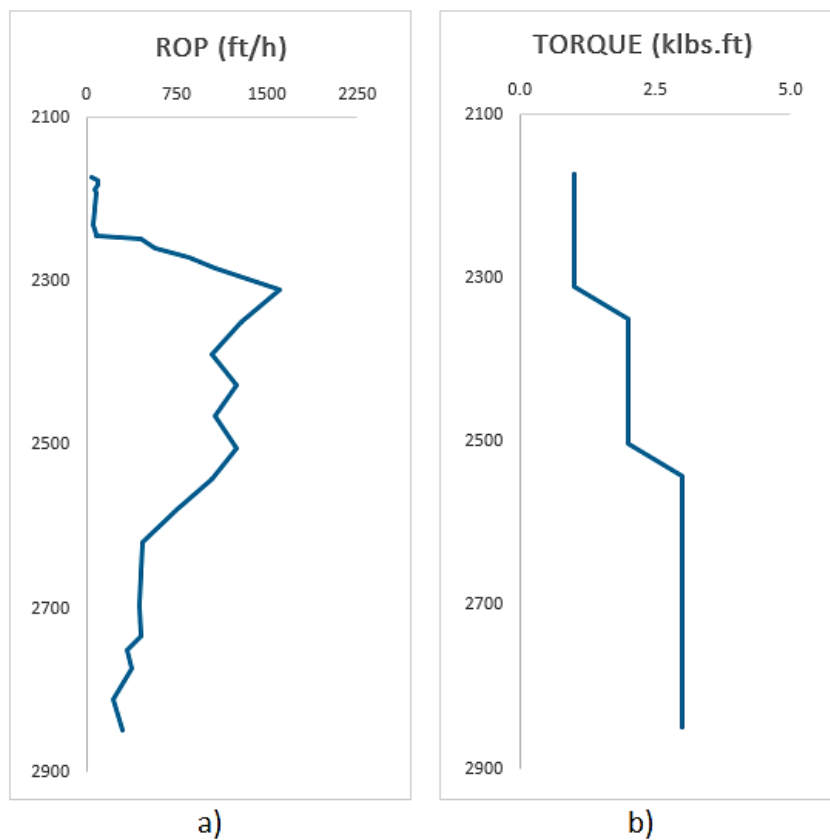


Figura 4.9. a) Taxa de penetração e; b) Torque registrados no Poço B2.

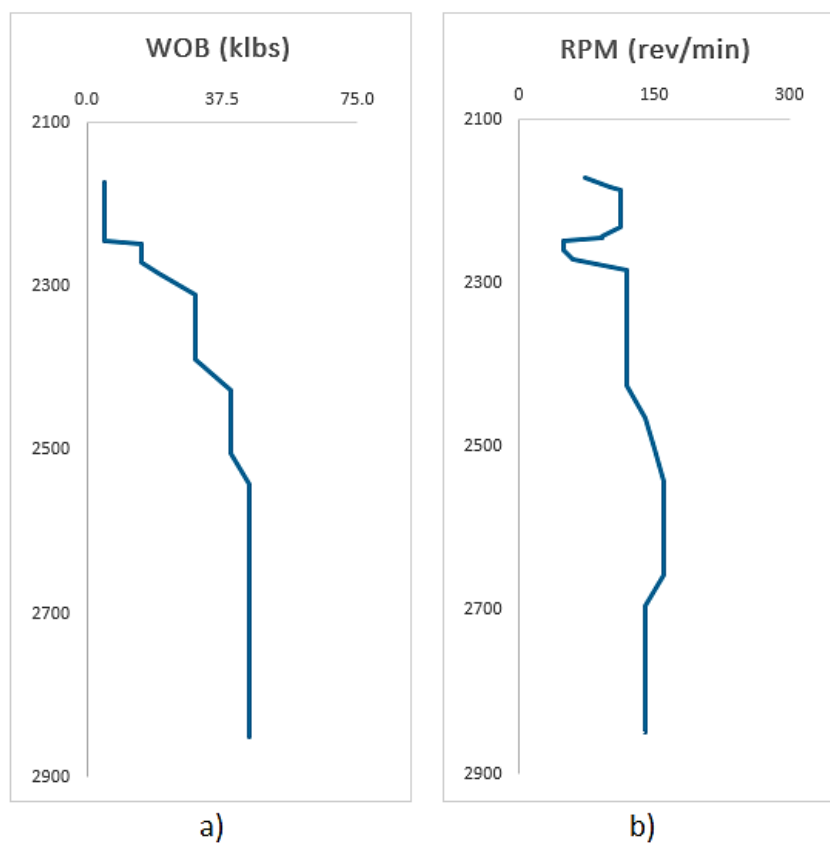


Figura 4.10. a) Peso sobre a broca e; b) Taxa de rotação registrados no Poço B2.

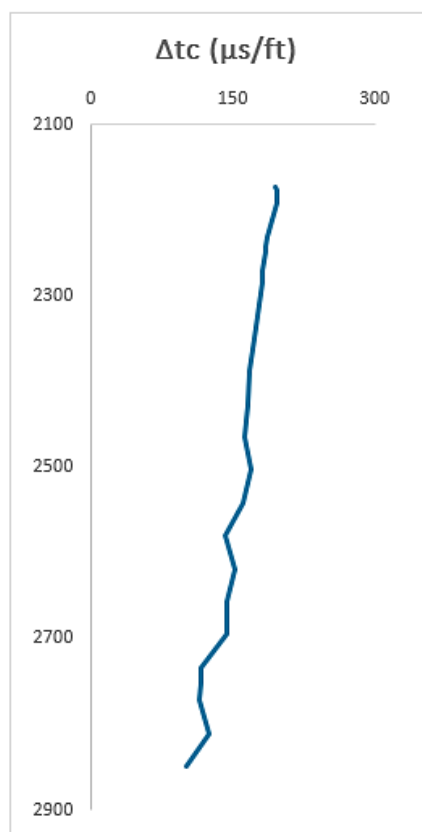


Figura 4.11. Tempo de trânsito compressional registrado no Poço B2.

O trecho de análise do Poço de Produção C1 está entre os 2070 e 5562 metros de profundidade, começa com uma seção de 36'' que, efetivamente, precede a profundidade inicial de análise e se estende até os 2073 metros; seguida por uma seção de 26'' que se estende até a profundidade de 3313 metros; posteriormente por uma seção de 17 ½'' que vai até 5526 metros de profundidade e; finalmente, uma seção final de 12 ¼''. O poço compõe-se inicialmente por uma camada de folhelho e aproximadamente aos 3100 metros de profundidade a litologia passa a ser caracterizada por uma extensa camada de evaporitos. A trajetória do poço não foi disponibilizada.

Na figura 4.12, 4.13 e 4.14 se apresentam a taxa de perfuração (ROP) em pés por hora (ft/h), o torque (T) em quilo libras pés (klbs*ft), o peso sobre a broca (WOB) em quilo libras, a taxa de rotação (RPM) em revoluções por minuto (rev/min) e o tempo de trânsito compressional (Δt_c) em microssegundos por pés ($\mu s/ft$).

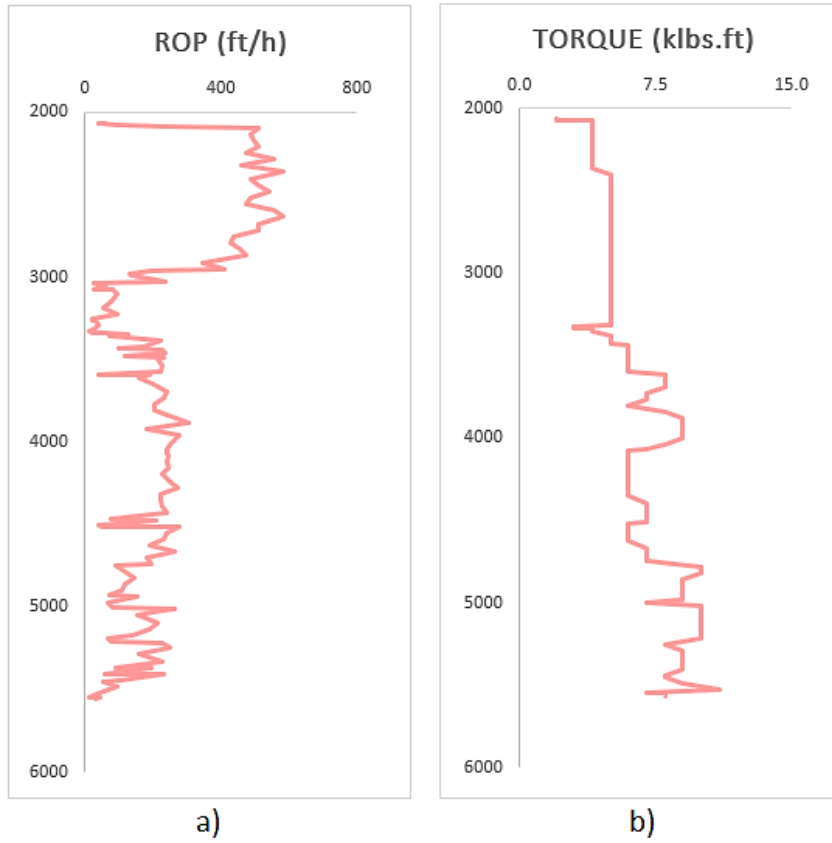


Figura 4.12. a) Taxa de penetração e; b) Torque registrados no Poço C1.

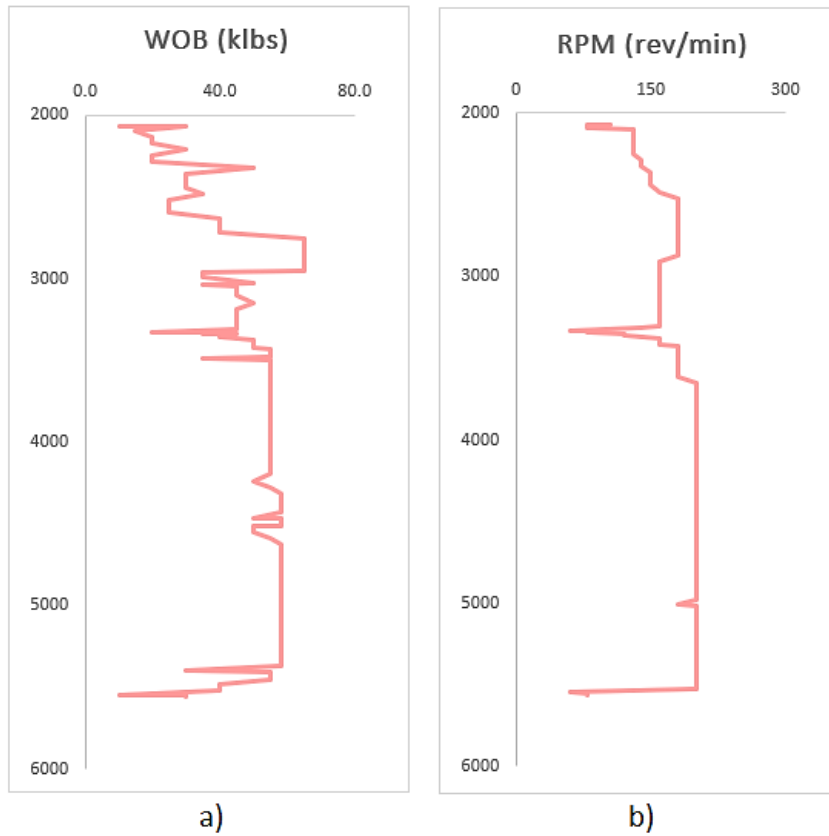


Figura 4.13. a) Peso sobre a broca e; b) Taxa de rotação registrados no Poço C1.

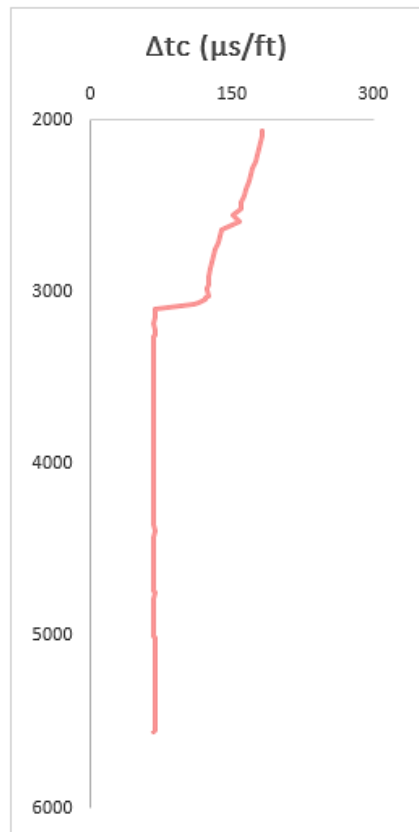


Figura 4.14. Tempo de trânsito compressional registrado no Poço C1.

O trecho de análise do Poço de Produção C2 está entre os 2091 e 5453 metros de profundidade, começa com uma seção de 36'' que, efetivamente, precede a profundidade inicial de análise e se estende até os 2185 metros; seguida por uma seção de 26'' que se estende até a profundidade de 3507 metros e; por uma seção final de 16 ½''. O poço compõe-se inicialmente por uma camada de folhelho e aproximadamente aos 3200 metros de profundidade a litologia passa a ser caracterizada por uma extensa camada de evaporitos. A trajetória do poço não foi disponibilizada.

Na figura 4.15, 4.16 e 4.17 se apresentam a taxa de perfuração (ROP) em pés por hora (ft/h), o torque (T) em quilo libras pés (klbs*ft), o peso sobre a broca (WOB) em quilo libras, a taxa de rotação (RPM) em revoluções por minuto (rev/min) e o tempo de trânsito compressional (Δt_c) em microssegundos por pés ($\mu s/ft$).

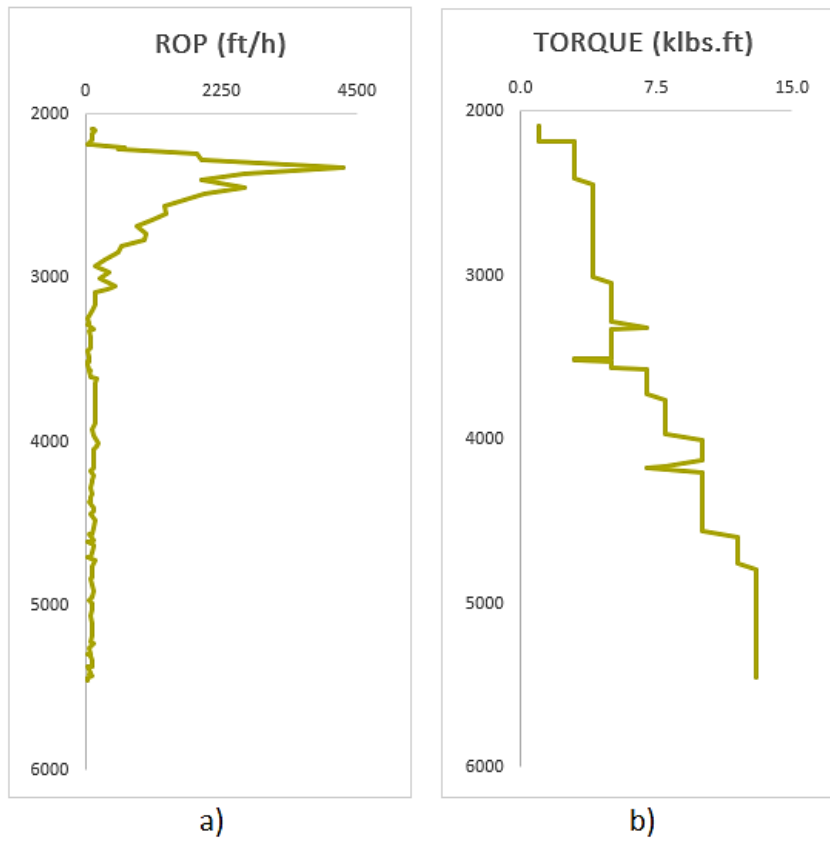


Figura 4.15. a) Taxa de penetração e; b) Torque registrados no Poço C2.

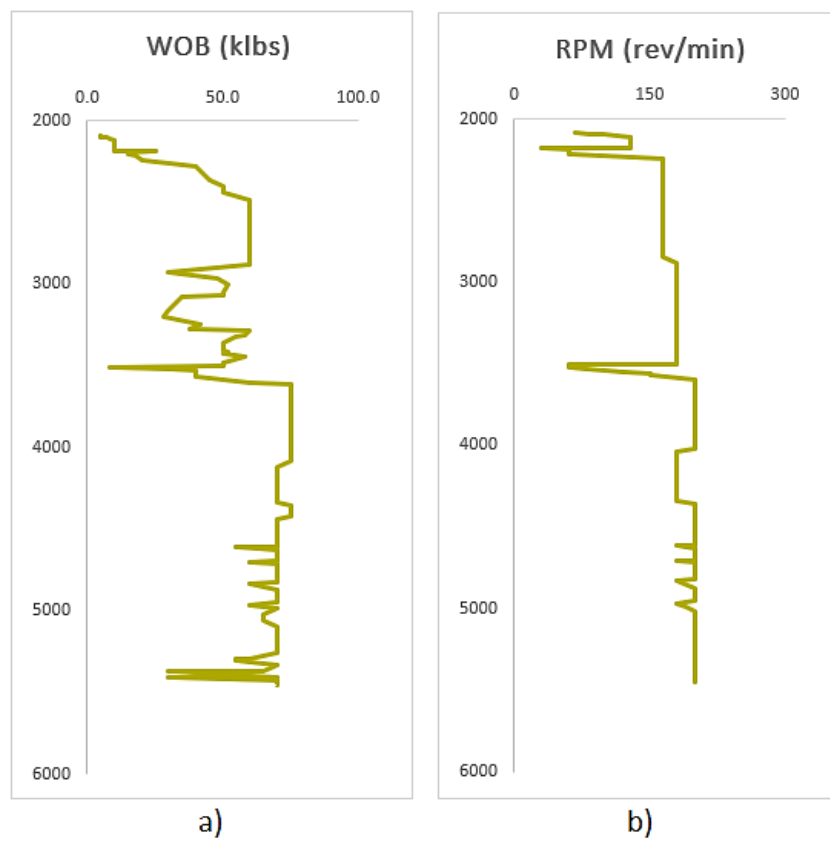


Figura 4.16. a) Peso sobre a broca e; b) Taxa de rotação registrados no Poço C2.

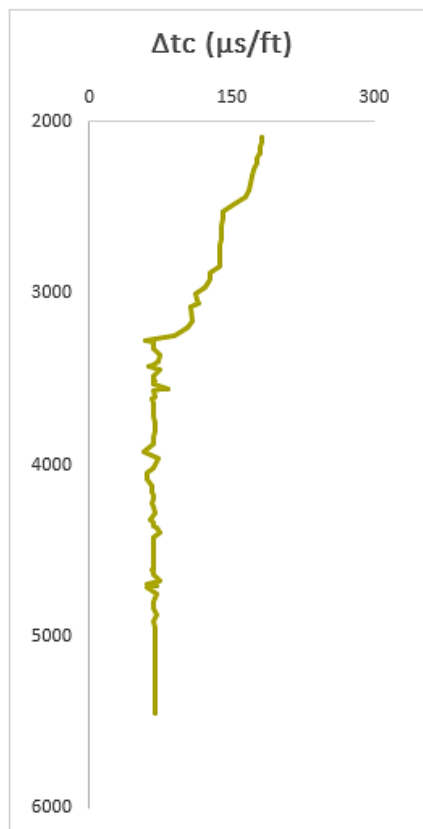


Figura 4.17. Tempo de trânsito compressional registrado no Poço C2.

O trecho de análise do Poço de Produção D1 está entre os 3840 e 5953 metros de profundidade, tem seção inicial de 17 ½” que se estende até uma profundidade de 4955 metros, seguida por uma seção de 12 ¼” e compõe-se exclusivamente por uma camada de evaporito. A trajetória do poço é vertical.

Na figura 4.18, 4.19 e 4.20 se apresentam a taxa de perfuração (ROP) em pés por hora (ft/h), o torque (T) em quilo libras pés (klbs*ft), o peso sobre a broca (WOB) em quilo libras, a taxa de rotação (RPM) em revoluções por minuto (rev/min) e o tempo de trânsito compressional (Δtc) em microssegundos por pés (μs/ft).

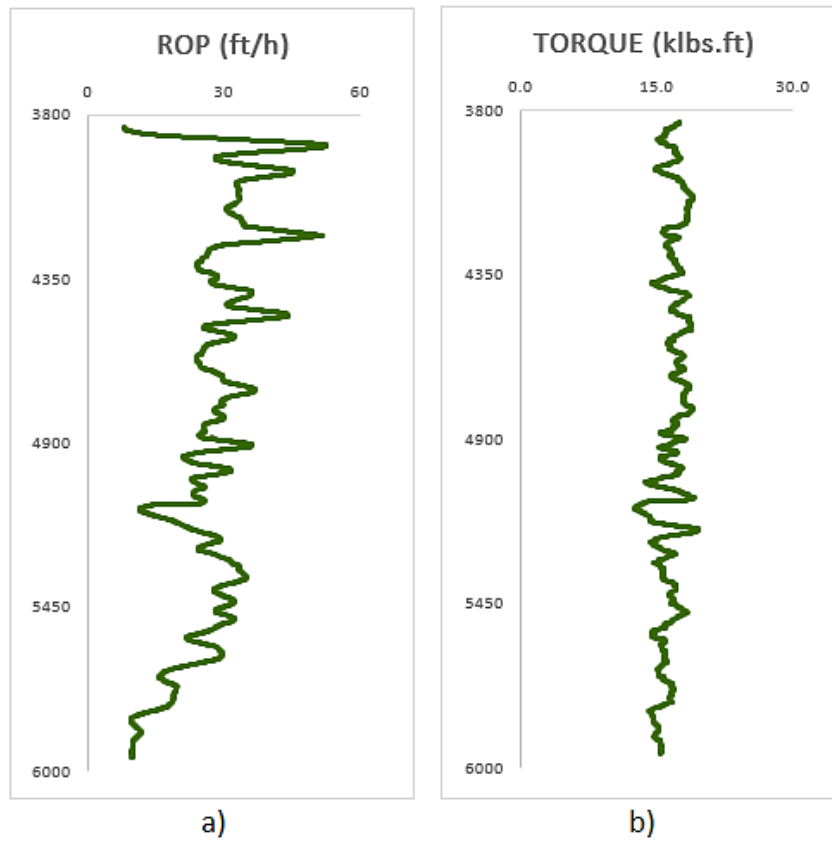


Figura 4.18. a) Taxa de penetração e; b) Torque registrados no Poço D1.

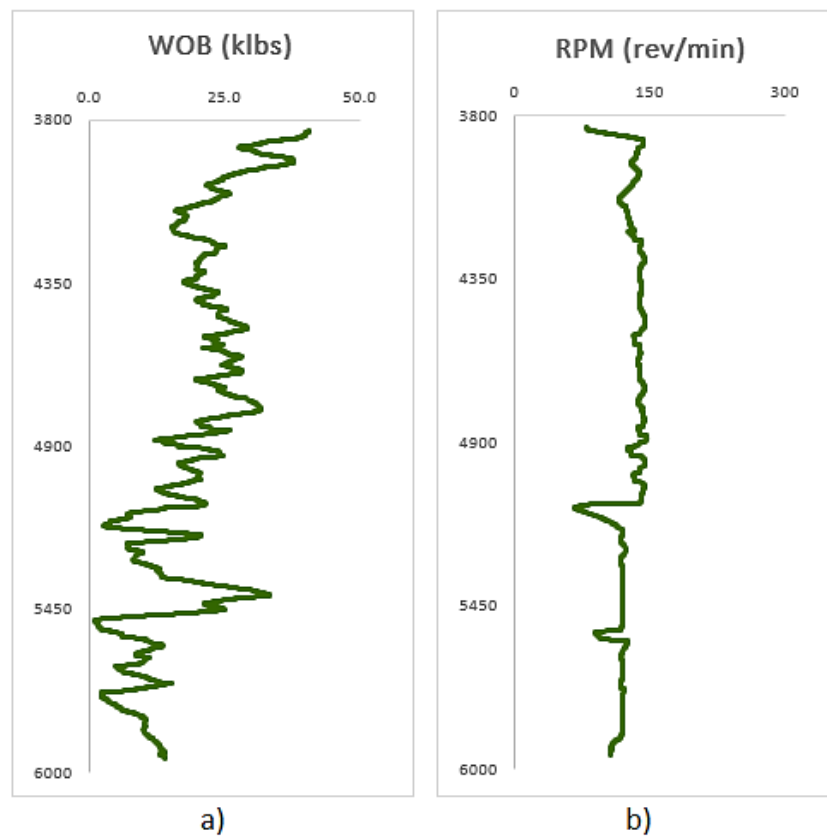


Figura 4.19. a) Peso sobre a broca e; b) Taxa de rotação registrados no Poço D1.

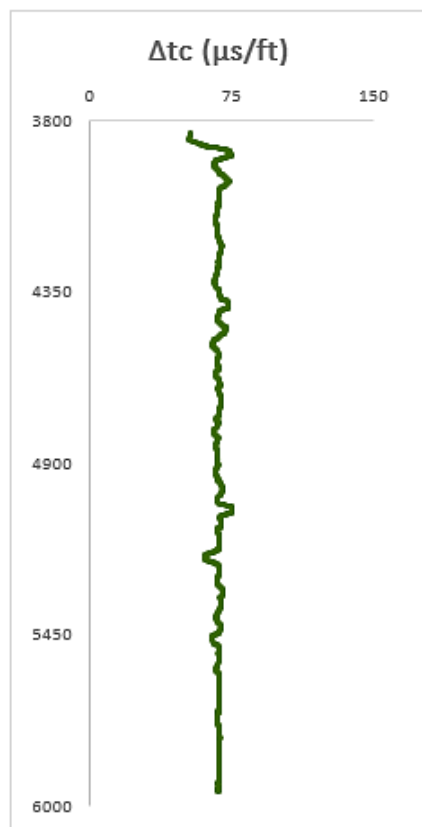


Figura 4.20. Tempo de trânsito compressional registrado no Poço D1.

O trecho de análise do Poço de Produção D2 está entre os 3590 e 5026 metros de profundidade, tem seção única de 17 ½" e compõe-se exclusivamente por uma camada de evaporito. A trajetória do poço é vertical.

Na figura 4.21, 4.22 e 4.23 se apresentam a taxa de perfuração (ROP) em pés por hora (ft/h), o torque (T) em quilo libras pés (klbs*ft), o peso sobre a broca (WOB) em quilo libras, a taxa de rotação (RPM) em revoluções por minuto (rev/min) e o tempo de trânsito compressional (Δt_c) em microssegundos por pés ($\mu s/ft$).

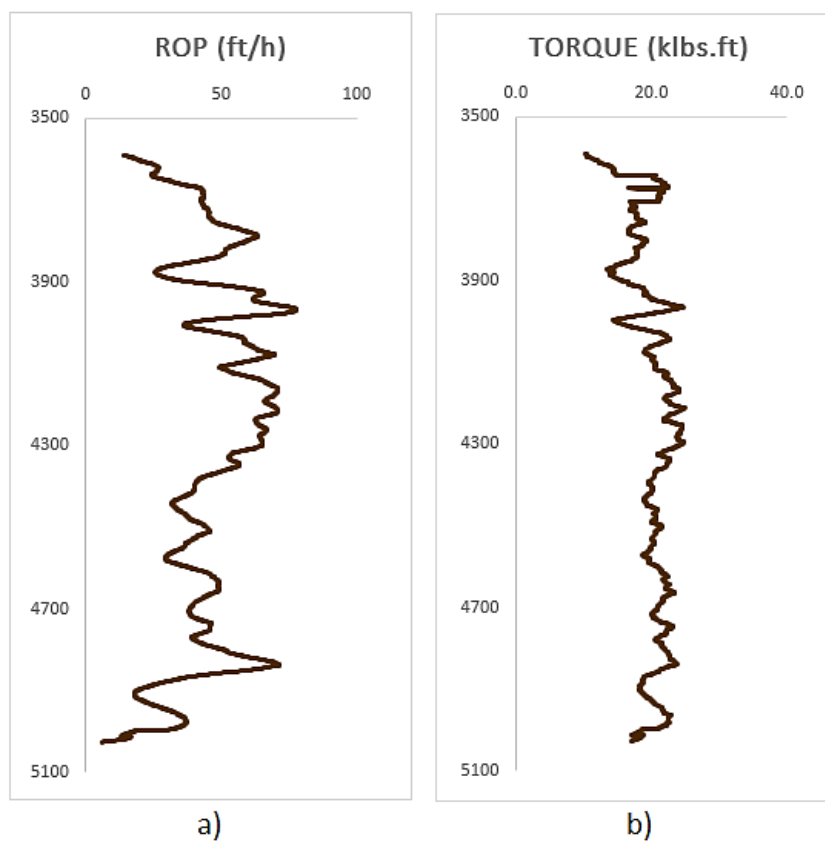


Figura 4.21. a) Taxa de penetração e; b) Torque registrados no Poço D2.

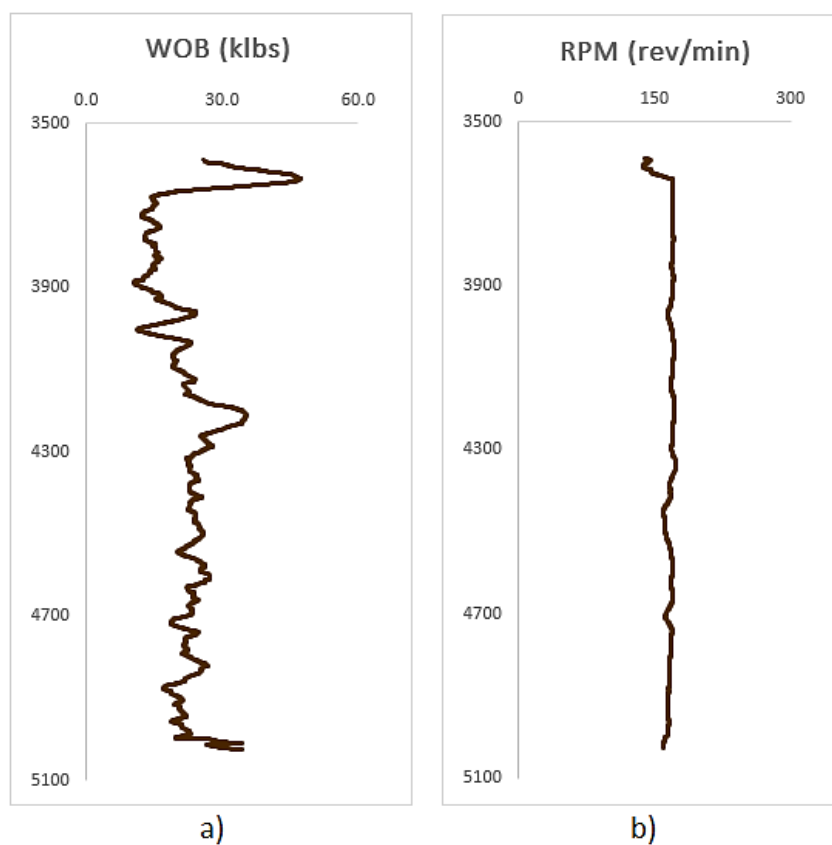


Figura 4.22. a) Peso sobre a broca e; b) Taxa de rotação registrados no Poço D2.

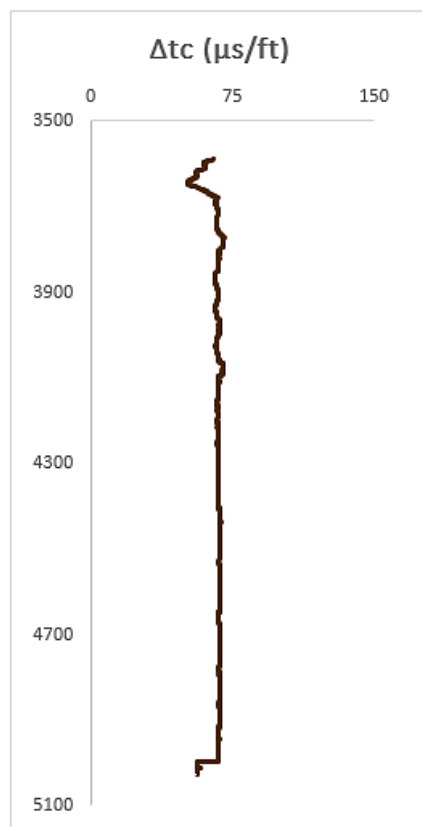


Figura 4.23. Tempo de trânsito compressional registrado no Poço D2.

O trecho de análise do Poço de Produção D3 está entre os 3779 e 5018 metros de profundidade, tem seção única de 12 ¼" e compõe-se exclusivamente por uma camada de evaporito. A trajetória do poço é vertical.

Na figura 4.24, 4.25 e 4.26 se apresentam a taxa de perfuração (ROP) em pés por hora (ft/h), o torque (T) em quilo libras pés (klbs*ft), o peso sobre a broca (WOB) em quilo libras, a taxa de rotação (RPM) em revoluções por minuto (rev/min) e o tempo de trânsito compressional (Δt_c) em microssegundos por pés ($\mu s/ft$).

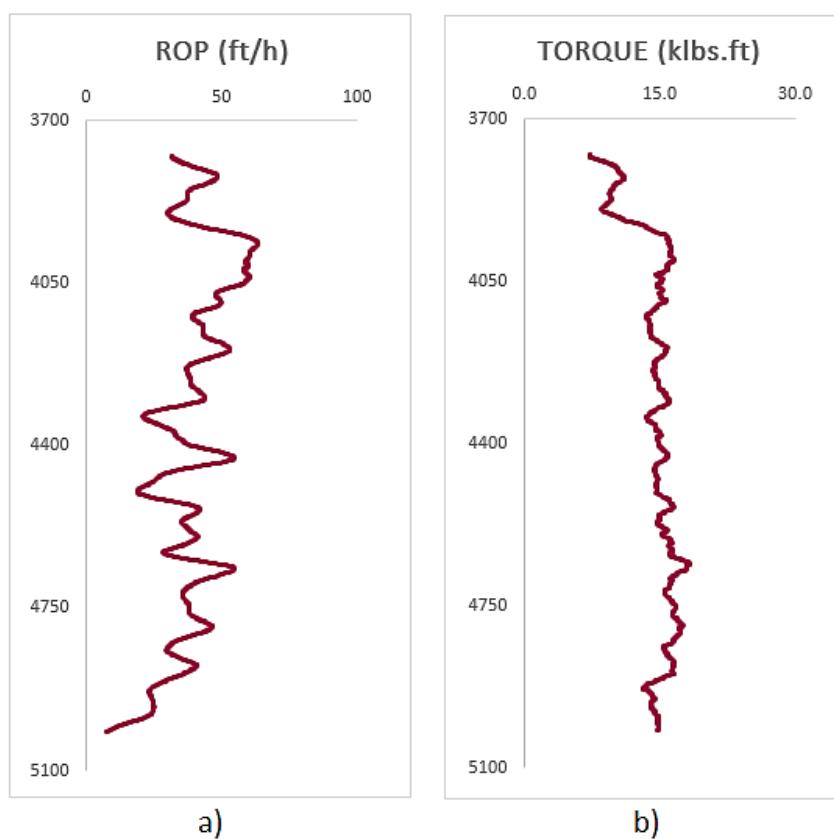


Figura 4.24. a) Taxa de penetração e; b) Torque registrados no Poço D3.

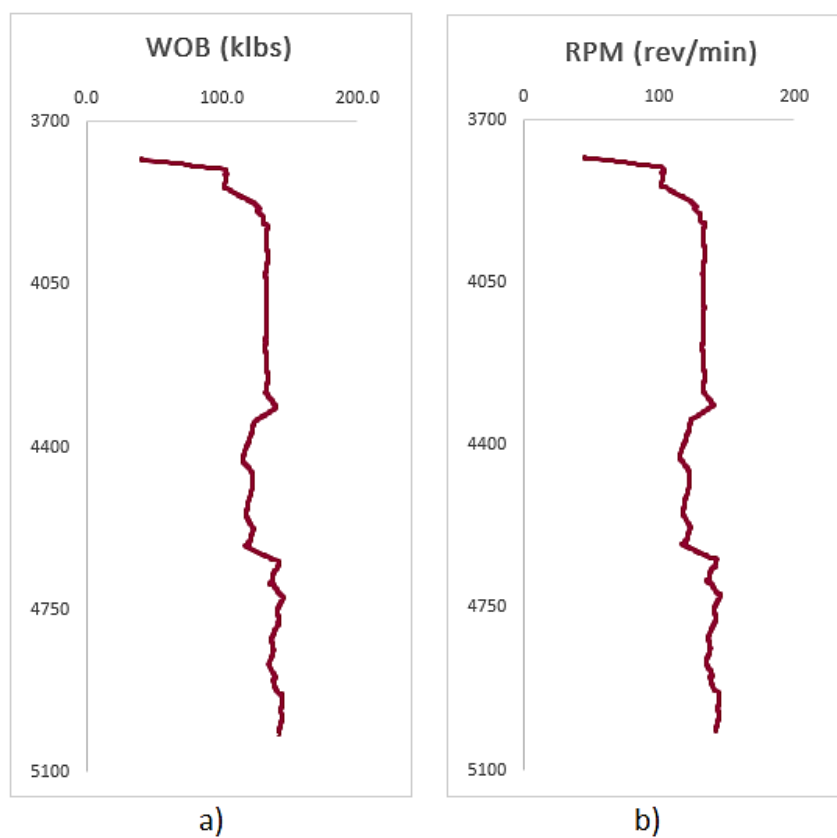


Figura 4.25. a) Peso sobre a broca e; b) Taxa de rotação registrados no Poço D3.

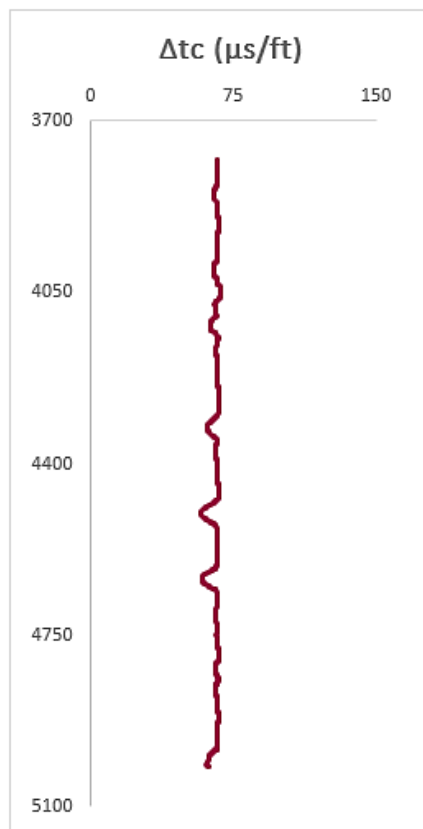


Figura 4.26. Tempo de trânsito compressional registrado no Poço D3.

O trecho de análise do Poço de Produção D4 está entre os 3117 e 4900 metros de profundidade, tem seção única de 17 ½” e compõe-se exclusivamente por uma camada de evaporito. A trajetória do poço é vertical.

Na figura 4.27, 4.28 e 4.29 se apresentam a taxa de perfuração (ROP) em pés por hora (ft/h), o torque (T) em quilo libras pés (klbs*ft), o peso sobre a broca (WOB) em quilo libras, a taxa de rotação (RPM) em revoluções por minuto (rev/min) e o tempo de trânsito compressional (Δt_c) em microssegundos por pés ($\mu s/ft$).

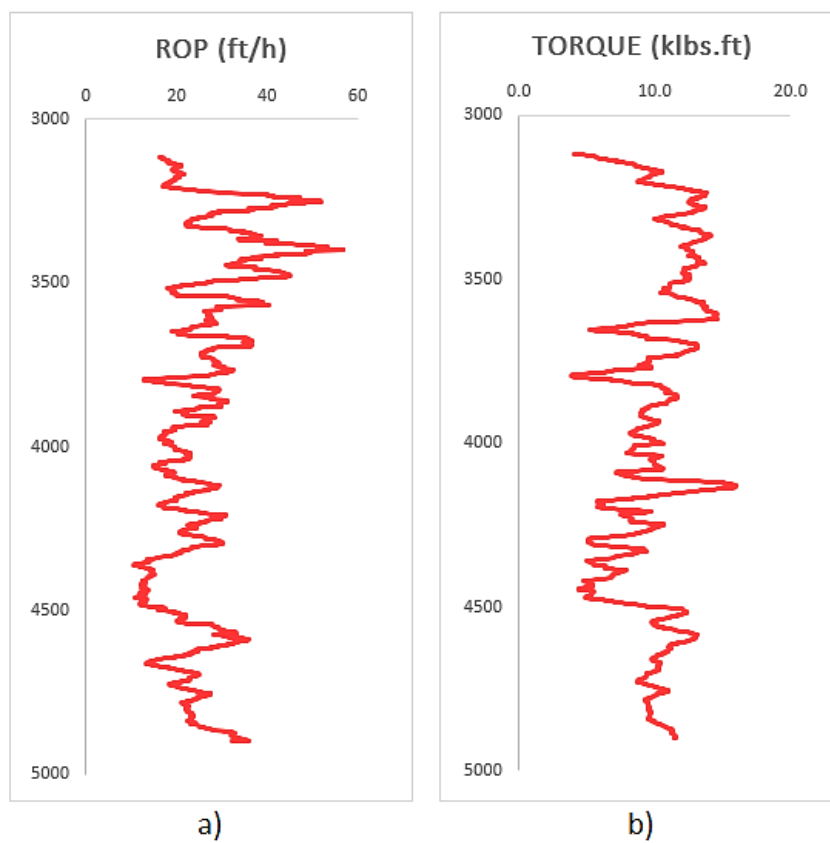


Figura 4.27. a) Taxa de penetração e; b) Torque registrados no Poço D4.

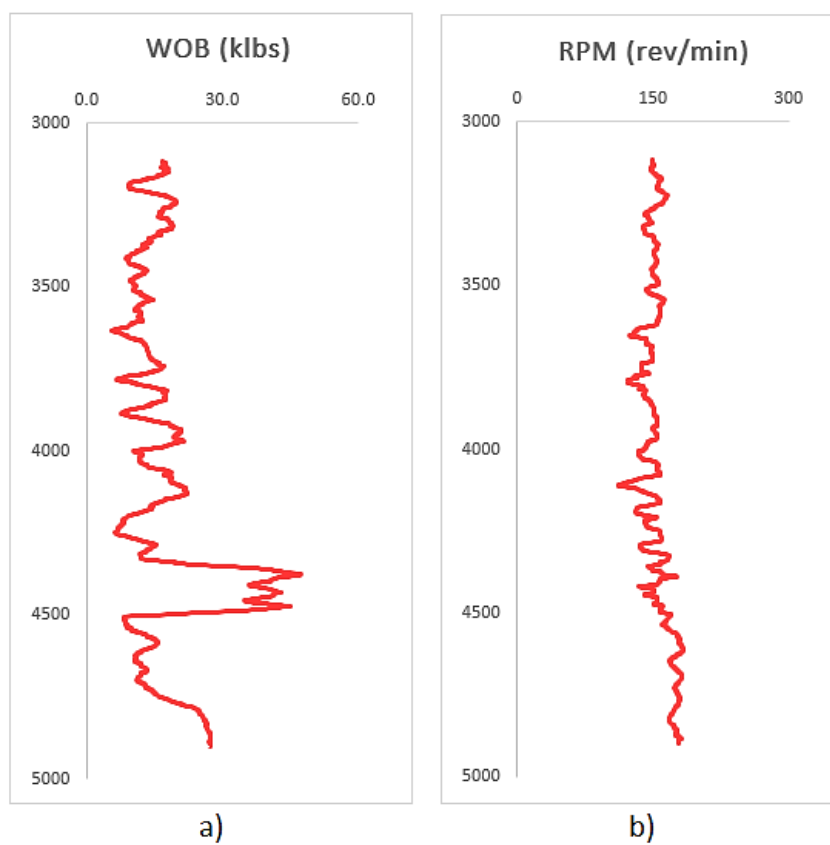


Figura 4.28. a) Peso sobre a broca e; b) Taxa de rotação registrados no Poço D4.

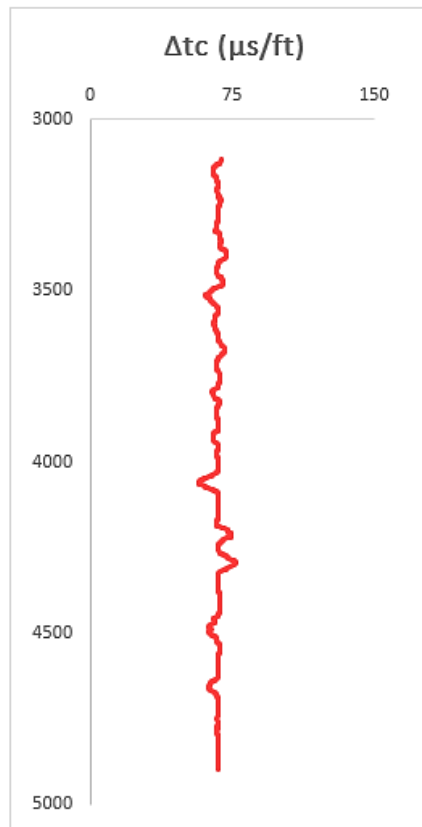


Figura 4.29. Tempo de trânsito compressional registrado no Poço D4.

O trecho de análise do Poço de Produção D5 está entre os 3053 e 4500 metros de profundidade, tem seção única de 14 $\frac{3}{4}$ " e compõe-se exclusivamente por uma camada de evaporito. A trajetória do poço é vertical.

Na figura 4.30, 4.31 e 4.32 se apresentam a taxa de perfuração (ROP) em pés por hora (ft/h), o torque (T) em quilo libras pés (klbs*ft), o peso sobre a broca (WOB) em quilo libras, a taxa de rotação (RPM) em revoluções por minuto (rev/min) e o tempo de trânsito compressional (Δt_c) em microssegundos por pés ($\mu s/ft$).

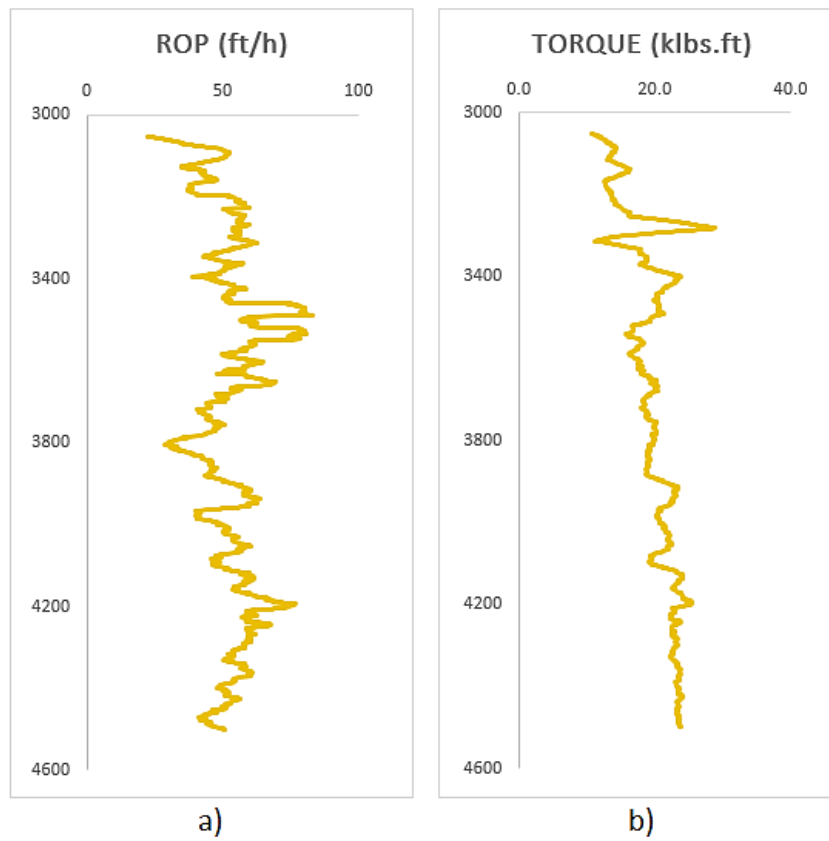


Figura 4.30. a) Taxa de penetração e; b) Torque registrados no Poço D5.

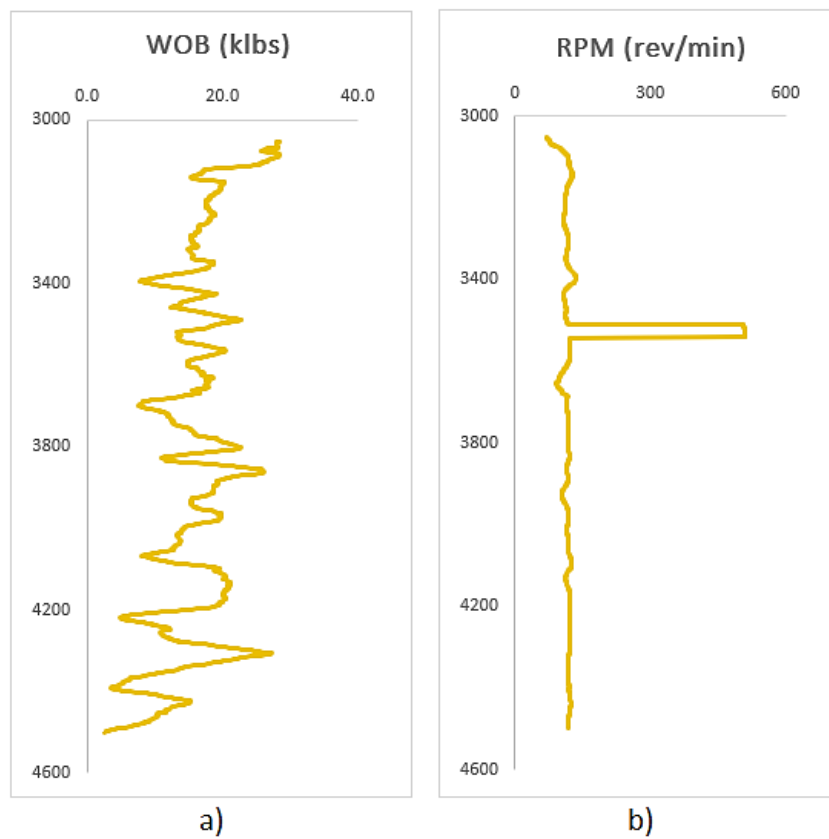


Figura 4.31. a) Peso sobre a broca e; b) Taxa de rotação registrados no Poço D5.

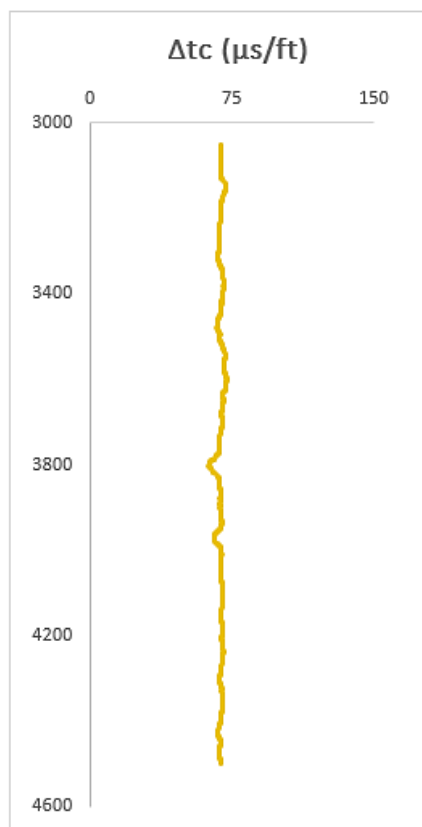


Figura 4.32. Tempo de trânsito compressional registrado no Poço D5.

4.4. Modelagem do Conjunto de Correlações Sugeridas por Grupo Litológico

Para aplicação da metodologia proposta e calibração dos coeficientes a e b , inicialmente foi necessário determinar a resistência à compressão não confinada ao longo de toda a profundidade do Poço A, por meio de correlações com o tempo de trânsito compressional existentes na literatura, conforme descrito no item 2.4.1. Como não se dispunham de dados de ensaios de laboratório para identificação da correlação que melhor se ajustasse às formações rochosas em análise, as correlações foram escolhidas, para aplicação, de acordo com as especificidades das bacias de desenvolvimento descritas pelos autores, a depender das características físicas da bacia estudada que melhor se assemelhassem a elas.

Para a camada de folhelho foi utilizada a terceira equação de Chang *et al.* (2006), inclusa na tabela 2.1; para a camada de carbonato foi utilizada a equação de Militzer & Stoll (1973) *apud* Chang *et al.* (2006), inclusa na tabela 2.2; para a camada de arenito foi utilizada a primeira equação de Chang *et al.* (2006), inclusa na tabela 2.3; para a camada de evaporito foi utilizada a equação de Olea *et al.* (2008),

inclusa na tabela 2.4 e; por fim, para a camada de rocha ígnea/metamórfica foi utilizada a equação de King (1983), inclusa na tabela 2.5. Foi determinada, também, a energia mecânica específica através da equação de Teale (1965), descrita na tabela 3.1.

O gráfico UCS/MSE *versus* T/ROP foi plotado para cada litologia especificada e foram geradas as correlações de acordo com a equação de regressão linear múltipla, dada pelo gráfico. Os gráficos das figuras 4.33, 4.34, 4.35, 4.36 e 4.37, seguidos das equações 4.1, 4.2, 4.3, 4.4 e 4.5, representam a relação existente entre a resistência à compressão não confinada e os parâmetros operacionais, em tempo real, para a camada de folhelho, arenito, evaporito, carbonato e ígnea/metamórfica da bacia petrolífera em estudo, conforme segue.

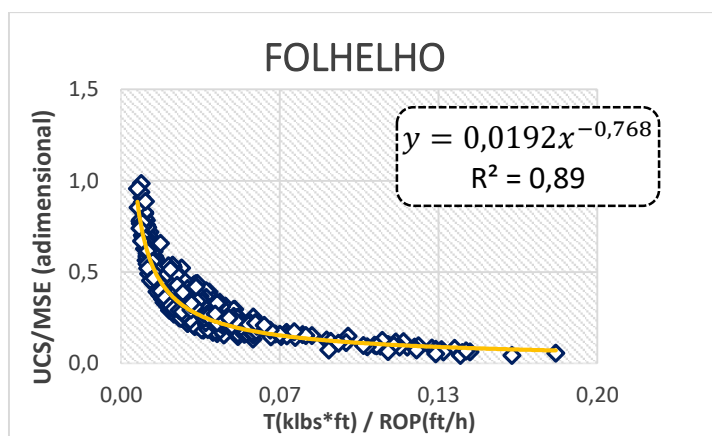


Figura 4.33. Correlação entre a relação UCS/MSE a relação T/ROP para folhelhos.

$$UCS = 0,0192 \cdot MSE \left(\frac{T}{ROP} \right)^{-0,768} \quad (4.1)$$

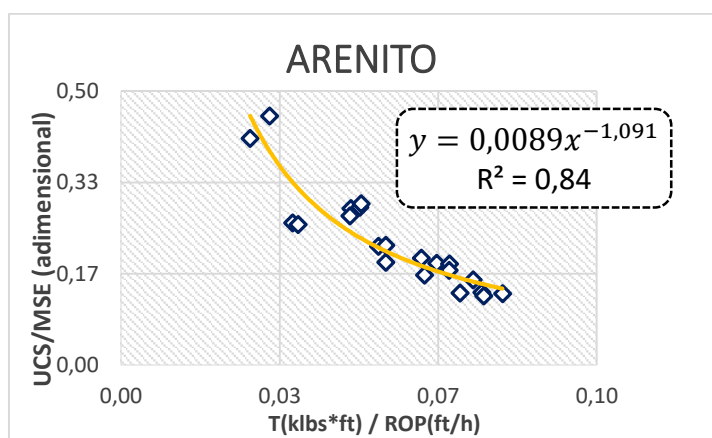


Figura 4.34. Correlação entre a relação UCS/MSE a relação T/ROP para arenitos.

$$UCS = 0,0089 \cdot MSE \left(\frac{T}{ROP} \right)^{-1,091} \quad (4.2)$$

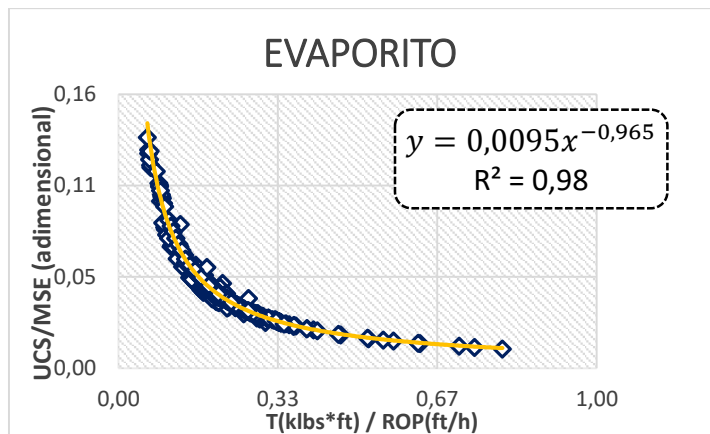


Figura 4.35. Correlação entre a relação UCS/MSE a relação T/ROP para evaporitos.

$$UCS = 0,0095 \cdot MSE \left(\frac{T}{ROP} \right)^{-0,965} \quad (4.3)$$

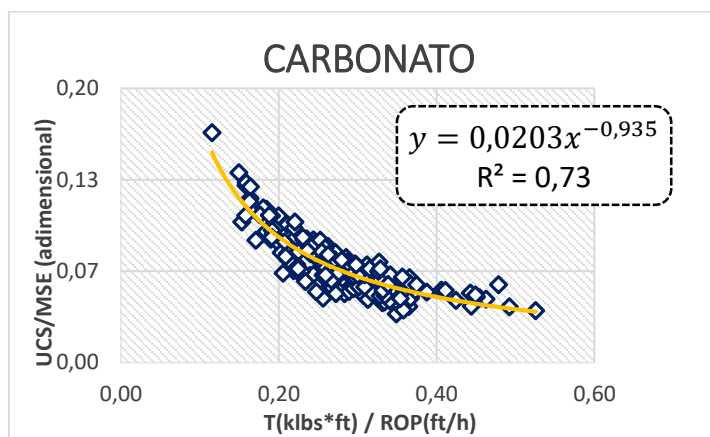


Figura 4.36. Correlação entre a relação UCS/MSE a relação T/ROP para carbonatos.

$$UCS = 0,0203 \cdot MSE \left(\frac{T}{ROP} \right)^{-0,935} \quad (4.4)$$

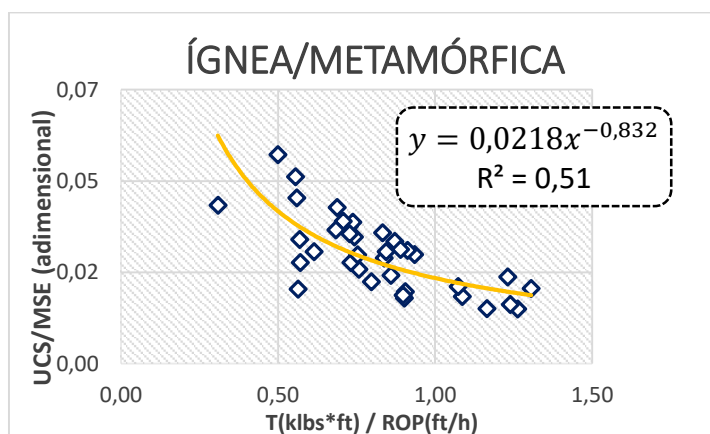


Figura 4.37. Correlação entre a relação UCS/MSE a relação T/ROP para ígneas/metamórficas.

$$UCS = 0,0218 \cdot MSE \left(\frac{T}{ROP} \right)^{-0,832} \quad (4.5)$$

4.5.

Estimativa da Resistência Não Confinada e Discussão dos Resultados

Analisando os gráficos das figuras 4.33 a 4.37 verifica-se a concordância entre as variáveis da relação gráfica proposta, visto que o modelo é representado por um coeficiente de determinação mínimo $R^2 = 0,51$ e máximo $R^2 = 0,98$. Na camada de rocha ígnea/metamórfica o coeficiente de determinação foi o menos representativo, o que pode ser efeito: i) da espessura total da camada, de apenas 37 metros de profundidade, e em consequência disso, do número reduzido de dados; ii) do comportamento variável das rochas ígneas, a depender das condições de pressão e temperatura de formação a que são submetidas ou; iii) até mesmo pela correlação de King não ser representativa exclusivamente para a rocha ígnea dessa bacia, visto que a perfilagem realizada no local não foi suficiente para determinar qual tipo de rocha ígnea especificamente compunha a camada.

A partir das correlações propostas foi estimada a resistência à compressão não confinada nos poços de produção, de acordo com a litologia prevista para cada poço, e comparadas com a resistência à compressão não confinada calculada a partir das correlações com os parâmetros físicos. Visto que as correlações com os perfis geofísicos são comprovadamente representativas na estimativa da UCS e amplamente utilizadas pela indústria petrolífera, um bom ajuste entre ambas as curvas evidenciaria a aplicabilidade da metodologia proposta.

Para tal, também se utilizou as equações de Chang *et al.* (2006), Militzer & Stoll (1973) *apud* Chang *et al.* (2006), Olea *et al.* (2008), e King (1983) conforme descrito no item 4.4. As figuras 4.38 a 4.46 exibem, para cada poço, a comparação entre ambas as curvas de resistência, além da curva de coesão das rochas estimada em tempo real conforme a equação 3.8.

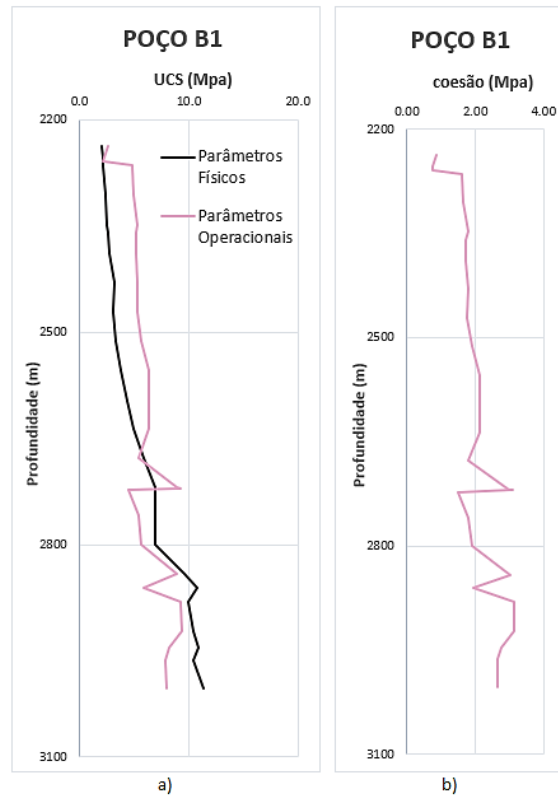


Figura 4.38 a) Comparação entre a curva de resistência não confinada dada pelos parâmetros físicos e pelos parâmetros operacionais para o Poço B1; b) Coesão a partir dos parâmetros operacionais para o Poço B1.

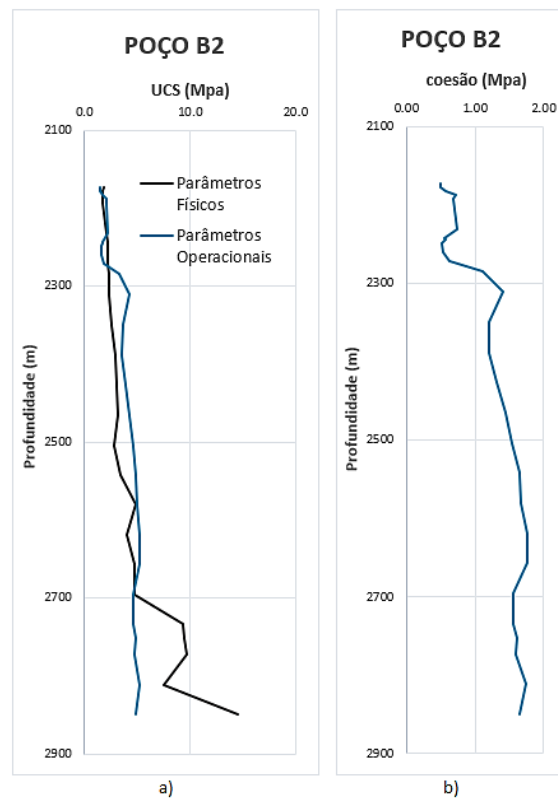


Figura 4.39 a) Comparação entre a curva de resistência não confinada dada pelos parâmetros físicos e pelos parâmetros operacionais para o Poço B2; b) Coesão a partir dos parâmetros operacionais para o Poço B2.

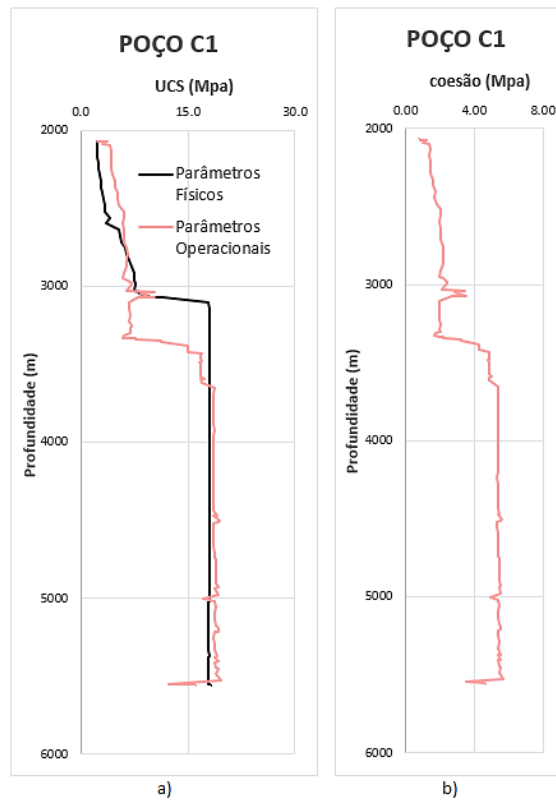


Figura 4.40 a) Comparação entre a curva de resistência não confinada dada pelos parâmetros físicos e pelos parâmetros operacionais para o Poço C1; b) Coesão a partir dos parâmetros operacionais para o Poço C1.

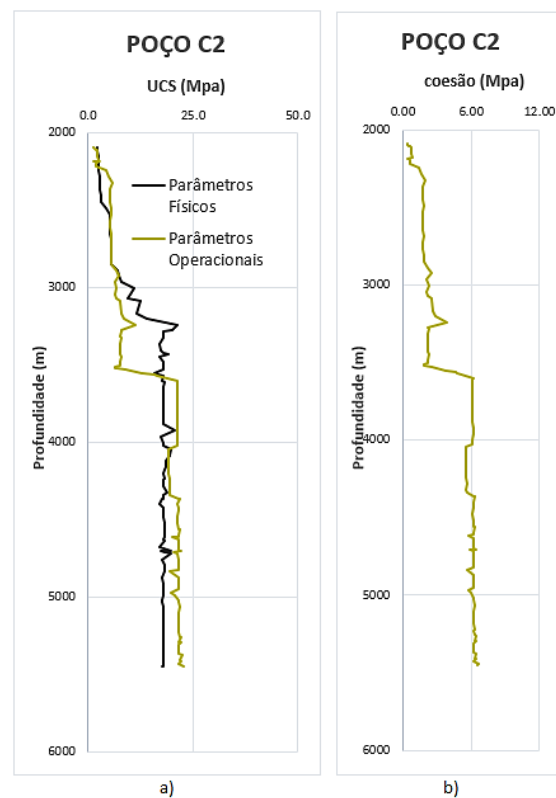


Figura 4.41 a) Comparação entre a curva de resistência não confinada dada pelos parâmetros físicos e pelos parâmetros operacionais para o Poço C2; b) Coesão a partir dos parâmetros operacionais para o Poço C2.

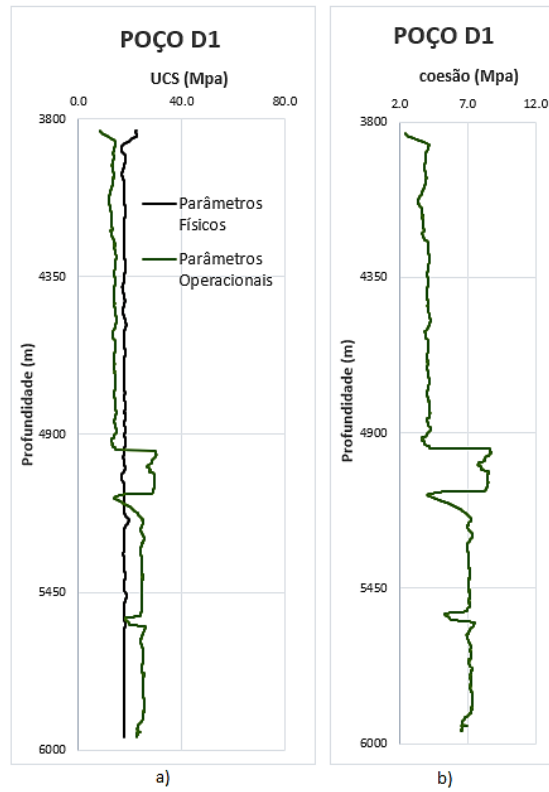


Figura 4.42 a) Comparação entre a curva de resistência não confinada dada pelos parâmetros físicos e pelos parâmetros operacionais para o Poço D1; b) Coesão a partir dos parâmetros operacionais para o Poço D1.

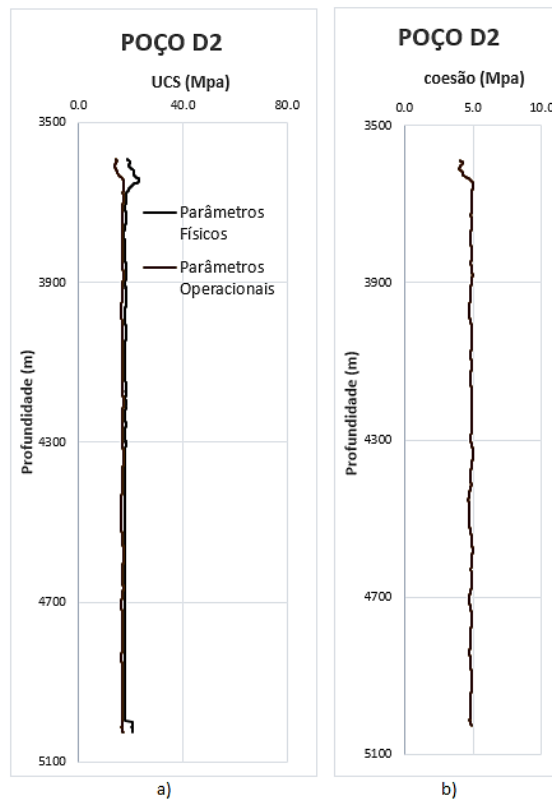


Figura 4.43 a) Comparação entre a curva de resistência não confinada dada pelos parâmetros físicos e pelos parâmetros operacionais para o Poço D2; b) Coesão a partir dos parâmetros operacionais para o Poço D2.

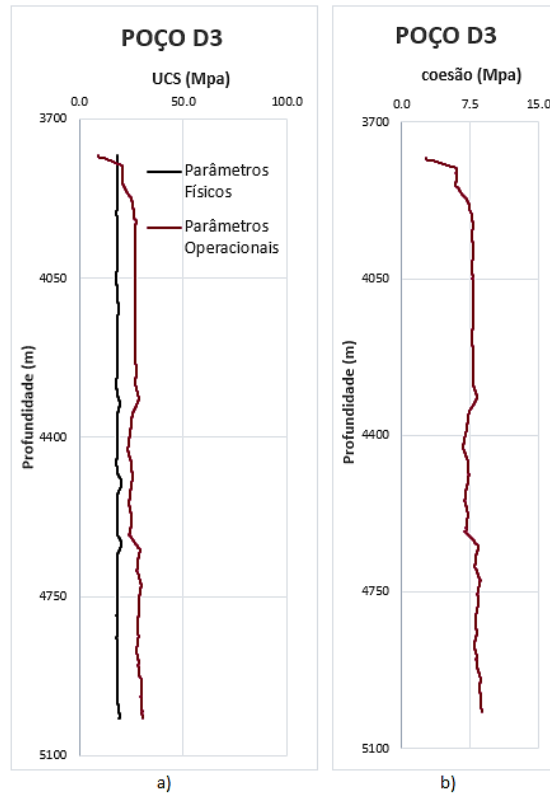


Figura 4.44 a) Comparação entre a curva de resistência não confinada dada pelos parâmetros físicos e pelos parâmetros operacionais para o Poço D3; b) Coesão a partir dos parâmetros operacionais para o Poço D3.

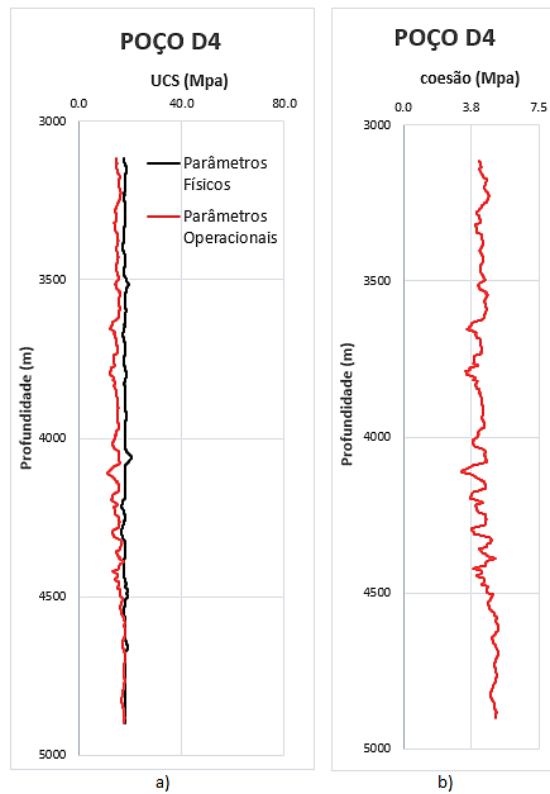


Figura 4.45 a) Comparação entre a curva de resistência não confinada dada pelos parâmetros físicos e pelos parâmetros operacionais para o Poço D4; b) Coesão a partir dos parâmetros operacionais para o Poço D4.

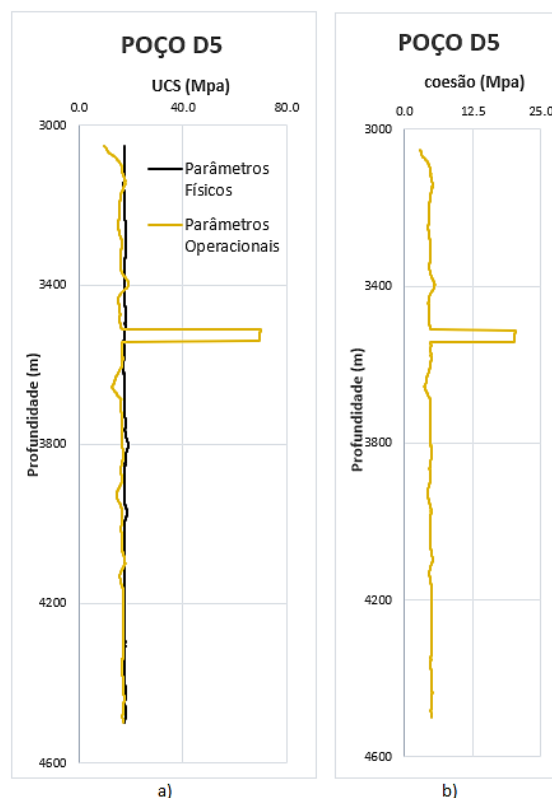


Figura 4.46 a) Comparação entre a curva de resistência não confinada dada pelos parâmetros físicos e pelos parâmetros operacionais para o Poço D5; b) Coesão a partir dos parâmetros operacionais para o Poço D5.

No início das camadas de folhelhos, a curva de resistência dada pelos parâmetros operacionais apresenta uma tendência levemente afastada à direita se comparada à curva prevista pelos parâmetros físicos, porém com o aumento da profundidade ambas as curvas propendem ao mesmo ponto. Observou-se também que, nessas camadas, a energia mecânica específica em alguns pontos foi menor do que a resistência à compressão não confinada calculada a partir do perfil geofísico, o que fisicamente é impossível já que a rocha foi efetivamente perfurada. Uma explicação para tal, é o fato de que os parâmetros operacionais são controlados direta ou indiretamente pelo operador e em algumas profundidades pode não ter sido aplicada uma relação ótima entre WOB/RPM. Dessa maneira, ressalta-se a necessidade de uma análise em conjunto com o Boletim Diário de Perfuração e de uma boa calibração das correlações. Ressalta-se ainda a importância da verificação da vida útil da broca que está sendo utilizada ao longo da profundidade do poço, uma vez que a eficiência da broca diminui ao longo de sua vida útil.

Nas camadas evaporíticas as duas curvas de resistência apresentaram forma e valores muito próximos, em determinadas profundidades iguais, exceto no Poço D3 e em um trecho do Poço D5. Cabe ressaltar que, conforme observado na figura 4.25,

os dados do Poço D3 provavelmente contém valores erráticos de peso sobre a broca, visto que a curva do parâmetro é idêntica a curva de taxa de rotação e que os valores estão em torno de 100 klbs, incoerentes com os valores usuais desse parâmetro, que para essa bacia em específico variaram entre 25 e 50 klbs. Já no Poço D5 pode haver erro/ruído no registo da taxa de rotação, dado que numa profundidade de aproximadamente 3500 metros há um salto de quatro vezes a taxa de rotação se comparado aos valores das profundidades anteriores e, logo após, um retorno à tendência anterior da curva. Nesse caso, o acesso ao Boletim Diário de Perfuração também facilitaria a análise, pois por meio dele seria possível identificar a razão para essa grande variação da RPM. Posto isso, os valores de resistência estimados para esse trecho podem não ser representativos.

No Poço D1 ocorre um pequeno salto no valor da resistência não confinada em torno de 4900 metros de profundidade, e nas camadas posteriores, onde apesar da redução do diâmetro do poço de 17 ½” para 12 ¼”, e consequentemente uma redução da área total da seção transversal do poço para a metade, houve necessidade de manter constantes os parâmetros operacionais de perfuração, comportamento esse que corrobora com a maior resistência da camada.

As primeiras camadas evaporíticas dos Poços C1 e C2 apresentaram uma resistência abaixo do esperado, considerando os valores de resistência comumente encontrados nessa litologia; porém de acordo com os parâmetros operacionais, visto que essas camadas foram perfuradas com o mesmo peso sobre a broca e taxa de rotação das camadas inconsolidadas de folhelho.

Para todos os poços houve boa concordância entre as curvas de resistência em ambas as abordagens, o que confirma a aplicabilidade da metodologia. Foi calculado um erro médio absoluto de 0,45 no poço B1; 0,30 no poço B2; 0,21 no poço C1; 0,25 no poço C2; 0,31 no poço D1; 0,07 no poço D2; 0,14 no poço D4 e 0,15 no poço D5. O maior deles corresponde a uma variação absoluta de 1,95 Mpa e o menor a uma variação absoluta de 1,39 Mpa. Ressalta-se ainda que foram desconsiderados os resultados do poço D3 e o trecho do poço D5 em que houve um possível erro/ruído no registro dos parâmetros operacionais – conforme justificado anteriormente.

Por fim, evidencia-se o fato de a curva de resistência dada pelos parâmetros operacionais exibir a mesma tendência da curva de taxa de rotação em praticamente todos os casos estudados, por vezes combinada com a curva de torque.

5 Conclusões

Após uma apresentação do conceito de tempo real e da necessidade da indústria petrolífera em aplicar esse conceito, assim como os principais softwares disponíveis no mercado para tal; uma descrição dos métodos disponíveis na literatura para a obtenção da resistência à compressão não confinada e uma justificativa a respeito dos pontos que dificultam a sua aplicabilidade em tempo real, foi apresentada uma metodologia para estimativa da resistência à compressão não confinada a partir dos parâmetros operacionais de perfuração e foi definido um grupo de correlações, por grupo litológico, para aplicação do método em tempo real.

Os resultados obtidos sugerem a aplicabilidade da metodologia proposta e das correlações sugeridas para folhelhos e evaporitos, independentemente do tipo de broca utilizada na operação de perfuração. Infelizmente não foram disponibilizados todos os dados necessários para a análise das camadas de arenitos, carbonatos ou ígneas/metamórficas, presentes em poços de produção. Como mencionado anteriormente, devido à variação do comportamento mecânicos das rochas a depender das geopressões às quais estão submetidas, da sua composição mineralógica, do nível de intemperismo e dos processos físico-químicos envolvidos na formação da bacia petrolífera a qual pertencem, as correlações propostas somente são aplicáveis a poços da mesma bacia estudada e, para utilização em outras localidades, é necessária a calibração das correlações para a geração de novos coeficientes a e b .

Concluiu-se que, para a aplicação da metodologia em um novo poço estratigráfico, é necessário que se avalie camadas entre 100 e 1000 metros de espessura, para que seja alcançada uma maior concordância entre as variáveis da correlação, tornando os coeficientes a e b mais representativos. É necessário, portanto, que se analise e selecione a camada litológica mais característica da bacia, na qual os dados relacionados graficamente apresentem uma tendência potencial bem definida.

Destaca-se ainda que, mesmo para projetos e análises *post mortem* de poços que contenham uma boa suíte de perfis geofísicos, as correlações propostas podem ser utilizadas em comparação com as correlações dadas pelos parâmetros físicos, uma vez que a nova metodologia proposta é baseada na energia mecânica específica

e que, portanto, pode evidenciar possíveis problemas na eficiência da perfuração na comparação entre as curvas de resistência. Um exemplo disso é a camada final do poço B2, em que a partir dos 2700 metros de profundidade a curva de resistência dada pelos parâmetros operacionais exibiu valores menores se comparados aos da curva dada pelo tempo de trânsito compressional.

Ademais, dada a concordância entre a curva de resistência estabelecida pelos parâmetros operacionais e a curva de taxa de rotação da broca, fica evidente que a correlação é mais sensível a variações da RPM do que dos outros parâmetros. Por esse motivo, a experiência do operador em conjunto com a análise do Boletim Diário de Perfuração são de extrema importância na avaliação da curva de resistência, visto que registros erráticos ou uma interferência intencional do operador nesses parâmetros – para controlar vibrações excessivas ou aumento do torque, por exemplo – podem causar significativa alteração na mesma, como exemplificado no Poço D5.

5.1. Recomendações para Trabalhos Futuros

Nesse estudo, pela dificuldade de obtenção de dados mais detalhados, foi necessário considerar uma hipótese simplificadora na qual não houve desgaste dos cortadores da broca. Uma abordagem alternativa com a inclusão do desgaste seria mais realista, visto que a interação entre a broca e a formação rochosa pode resultar em desgaste dos cortadores e, por conseguinte, numa diminuição da taxa de penetração. Sendo assim, a não inclusão do desgaste no cálculo de previsão da resistência não confinada da rocha pode resultar em valores superestimados e, consequentemente, em imprecisões na determinação da janela operacional.

Além disso, recomenda-se uma análise de sensibilidade dos parâmetros envolvidos, com base em um maior número de poços/dados de calibração e teste, de modo a reduzir a relação de dependência entre a resistência à compressão não confinada e a taxa de rotação. Em formações evaporíticas, principalmente, essa alta sensibilidade do modelo à taxa de rotação pode ser uma limitação, visto que nessa litologia em específico é comum que haja uma maior influência/controle por parte do operador. Além disso, se realizada em conjunto com o BDP, a análise pode agregar maior valor às estimativas, auxiliando no filtro de dados tendenciosos.

ABUGHABAN, M.; ALSHAARAWI, A.; MENG, C.; JI, G.; GUO, W. **Optimization of Drilling Performance Based on an Intelligent Drilling Advisory System**. IPTC-19263-MS, presented at the International Petroleum Technology Conference. Beijing, China, 2019.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIO-COMBUSTÍVEIS. Resolução nº699, de 8 de setembro de 2017. Estabelece os procedimentos para codificação de poços, definição dos Resultados de Poço, do Status de Poço, e envio de diversos relatórios para acompanhamento das atividades em poços por parte da ANP. **Diário Oficial da União**, 8 set. 2017.

AHMED, U.; BORDELON, D.; ALLEN, D. **MWD Rock Mechanical Properties to Avoid Drilling Related Problems**. SPE 25692-MS, presented at SPE/IADC Drilling Conference. Society of Petroleum Engineers. Amsterdam, Netherlands, 1993.

ALI KADKHODAIE-ILKHCHI, S. T. M.; RAMOS, F.; HATHERLY, P. **Rock Recognition from MWD Data: A Comparative Study of Boosting, Neural Networks, and Fuzzy Logic**. IEE Geoscience and Remote Sensing Letters, vol. 7, nº 4, October 2010.

AL-SUDANI, J. A. **Real-time Monitoring of Mechanical Specific Energy and Bit Wear Using Control Engineering Systems**. Journal of Petroleum Science and Engineering 149 (2017) 171-182, 2017.

AMEEN, M.; SMART, B. G. D.; SOMERVILLE, J. M. C.; HAMILTON, S.; NAJI, N. A. **Predicting Rock Mechanical Properties of**

Carbonates from Wireline Logs (A Case Study: Arab-D reservoir, Ghawar field, Saudi Arabia). Marine and Petroleum Geology 26 (2009) 430-444, 2009.

ASADI, A. **Application of Artificial Neural Networks in Prediction of Uniaxial Compressive Strength of Rocks Using Well Logs and Drilling Data.** Procedia Engineering 191 (2017) 279-286, 2017.

BASSIOUNI, Z. **Theory, measurement, and interpretation of well logs.** SPE Textbook Series Vol.4, 1994.

BOONE, D. E. **Analysis of Drilling Strengths in Evaporite Rocks.** SPE 5176, presented at the Deep Drilling and Production Symposium of the Society of Petroleum Engineers of AIME, Texas, 1974.

BRADFORD, I. D. R.; FULLER, J.; THOMPSON, P. J.; WALSGROVE, T. R. **Benefits of Assessing the Solids Production Risk in a North Sea Reservoir Using Elastoplastic Modeling.** SPE/ISRM 47360 presented at the SPE/ISRM Eurock '98 held in Trondheim, Norway, 1998.

BRUCE, S. **A Mechanical Stability Log.** IADC/SPE 19942 presented at the IADC/SPE Drilling Conference held in Houston, Texas, 1990.

CARRAPATOSO, C. M. **Análise dos Modelos Analíticos de Otimização de Perfuração Baseados em Energia Específica para Formações Evaporíticas.** Dissertação (mestrado) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Civil. Rio de Janeiro, RJ, BR. 2011.

CHANG, C.; ZOBACK, M. D.; KHAKSAR, A. **Empirical Relations Between Rock Strength and Physical Properties in Sedimentary Rocks**. Journal of Petroleum Science and Engineering 51 (2006) 223-237, 2006.

CHEN, X.; GAO, D.; GUO, B.; FENG, Y. **Real-time Optimization of Drilling Parameters Based on Mechanical Specific Energy for Rotating Drilling with Positive Displacement Motor in the Hard Formation**. Journal of Natural Gas Science and Engineering 35 (2016) 686-694, 2016.

CONYBEARE, C. E. B. **Influence of Compaction on Stratigraphic Analyses**. Bulletin of Canadian Petroleum Geology 15 (3): 331-345, 1967.

DUPRIEST, F.E.; KOEDERITZ, W. **Maximizing Drill Rates with Real-Time Surveillance of Mechanical Specific Energy**. SPE-116667-MS presented at the SPE/IADC Drilling Conference, Amsterdam, The Netherlands, 2005.

EDLMANN, K.; SOMERVILLE, J. M.; SMART, B. G. D.; HAMILTON, S. A.; CRAWFORD, B. R. **Predicting Rock Mechanical Properties from Wireline Porosities**. SPE/ISRM 47344 presented at the SPE/ISRM Eurock '98 held in Trondheim, Norway, 1998.

EREN, T.; OZBAYOGLU, M. E. **Real Time Optimization of Drilling Parameters During Drilling Operations**. SPE 129126, presented at the SPE Oil and Gas India Conference and Exhibition held. Society of Petroleum Engineers. Mumbai, India, 2010.

FALCONER, I. G.; SHEPPARD, M. C. **Separating Bit and Lithology Effects from Drilling Mechanics Data**. IADC/SPE 17191 presented at the 1988 IADC/SPE Drilling Conference held in Dallas, Texas, 1988.

FARROKHROUZ, M.; ASEF, M. R.; KHARRAT, R. **Empirical Estimation of Uniaxial Compressive Strength of Shale Formations**. Geophysics, vol. 79, nº 4 (July-august 2014), p. D227-D23. 10.1190/GEO2013-0315.1, 2014.

FARQUHAR, R. A.; SOMERVILLE, J. M.; SMART, B. G. D. **Porosity as a Geomechanical Indicator: An Application of Core and Log Data and Rock Mechanics**. SPE 28853 presented at the European Petroleum Conference held in London, U.K., 1994.

FJAER, E.; HOLT, R. M.; HORSRUD, P. RAAEN, A. M.; RISNES, R. **Petroleum Related Rock Mechanics**. Elsevier, Amsterdam, 1992.

GAMAL, H.; SALAHELDIN, E.; ADEBAYO, A.; BAGERI, B. **Effect of Exposure Time on the Compressive Strength and Formation Damage of Sandstone While Drilling Horizontal Wells**. Journal of Petroleum Science and Engineering 195 (2020) 107590, 2020.

GOODMAN, R. E. **Introduction to Rock Mechanics**. Second Edition, John Wiley & Sons, 1989.

HAMMOUTENE, C. **FEA Modelled MSE/UCS Values Optimize PDC Design for Entire Hole Section**. SPE 149372 presented at the North Africa Technical Conference and Exhibition, Egypt, 2012.

HARELAND, G. **Use of Drilling Parameters to Predict In-Situ Rock Stress Bounds**. M.Sc. Thesis – University of Tulsa, Tulsa, Oklahoma. 1985.

HARELAND, G.; NYGAARD, R. **Calculating Unconfined Rock Strength from Drilling Data**. ARMA-07-214 presented at 1st Canada – US Rock Mechanics Symposium. American Rock Mechanics Association. Vancouver, Canada, 2007.

HARELAND, G.; RAMPERSAD, P.R. **Drag-Bit Model Including Wear**. SPE 26957 presented at the III Latin American/Caribbean Petroleum Engineering Conference held. Buenos Aires, Argentina, 1994.

HARELAND, G.; WU, A.; RASHID, B. **New Drilling Rate Models for Tricone Bits and Its Application to Predict Rock Confined Compressive Strength**. Presented at the 44th US Rock Mechanics Symposium and 5th U. S., Canada, 2010.

HONÓRIO, M. C. **Qualidade dos Dados Transmitidos Durante a Perfuração de Poços de Petróleo**. Dissertação (mestrado) – Universidade Federal de Itajubá, Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Energia. Itajubá, MG, BR, 2007.

HORSUD, P. **Estimating Mechanical Properties of Shale from Empirical Correlations**. SPE Drilling & Completion p 68-73, June 2001.

JAMSHIDI, E.; ARABJAMALOEI, R.; HASHEMI, A.; EKRAMZADEH M. A.; AMANI, M. **Real-time Estimation of Elastic Properties of Formation Rocks Based on Drilling Data by Using an Artificial Neural Network**. Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects, 35:4, 337-351, 2013. DOI: 10.1080/15567036.2010.495971.

KALANTARI, S.; HASHEMOLHOSSEINI, H.; BAGHBANAN, A. **Estimating Rock Strength Parameters Using Drilling Data**. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences 104 (2018) 45-52, 2018.

KEELAN, D. K. **Core Analysis for Aid in Reservoir Description**. J Pet Technol 34. SPE-10011-PA, 1982.

KING, M. S. **Technical Note: Static and Dynamic Elastic Properties of Rocks from the Canadian Shield**. Int. J. Rock Mech. Min. Sci. & Geomech. Abstr. Vol. 20, nº5, pp. 237-241, 1983.

LACY, L. L. **Dynamic Rock Mechanics Testing for Optimized Fracture Designs**. SPE 38716 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in San Antonio, Texas, 1997.

LAL, M. **Shale Stability: Drilling Fluid Interaction and Shale Strength**. SPE 54356 presented at the SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference held in Caracas, Venezuela, 1999.

LIANG, W. G.; XU, S. G.; ZHAO, Y. S. **Experimental Study of Temperature Effects on Physical and Mechanical Characteristics of Salt Rock**. Rock Mechanics and Rock Engineering, 39 (5), p. 469-482, printed in Austria, 2006.

McNALLY, G. H. **Estimation of Coal Measures Rock Strength Using Sonic and Neutron Logs**. Geoexploration, 24 (1987) 381-395, 1987.

MIRANDA, A. I. D. **Imageamento da Porosidade Através de Perfis Geofísicos de Poço**. Tese (doutorado) – Universidade Federal do Pará, Centro de Geociências, Curso de Pós-Graduação em Geofísica. Belém, BR. 2004.

MOOS, D.; PESKA, P.; FINKBEINER, T.; ZOBACK, M. D. **Comprehensive Wellbore Stability Analysis Utilizing Quantitative Risk Assessment**. J. Pet. Sci. Eng. 38, 97-110. 2003.

MOOS, D.; ZOBACK, M. D.; BAILEY, L. **Feasibility Study of the Stability of Openhole Multilaterals, Cool Inlet, Alaska**. SPE 52186 presented at the SPE Mid-Continent Operations Symposium held in Oklahoma City, Oklahoma, 1999.

MORA-GUERRERO, L. A. **Uso de Parâmetros de Perfuração para Estimar a Resistência Não Confinada das Rochas**. Dissertação (mestrado) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Civil. Rio de Janeiro, RJ, BR. 2008.

OLEA, I. V.; SHIRKAVAND, F.; KUSTAMSI, A.; HARELAND, G.; NYGAARD, R.; HAYES, J.; TEICHROB, R. **Correlation of Sonic Log Values to Strength in Salt**. ARMA 08-277 presented at the 42th US Rock Mechanics Symposium and 2nd U.S.-Canada Rock Mechanics Symposium, held in San Francisco, 2008.

ONYIA, E. C. **Relationships Between Formation Strength, Drilling Strength, and Electric Log Properties**. SPE 18166 presented at the 63rd Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers held in Houston, 2-5, 1988.

PESSIER, R. C.; FEAR, M. J. **Quantifying Common Drilling Problems with Mechanical Specific Energy and a Bit-Specific Coefficient of Sliding Fraction**. SPE 24584 presented at the 67th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers, Washington, DC, 1992.

PRASAD, U.; CURRY, D.; MOHANTY, B.; NASSERI, M. H. B. **Improved Method for Estimating Strength of Carbonate Rocks**. IPTC 14043 presented at the International Petroleum Technology Conference, Doha, Qatar, 2009.

RAAEN, A. M.; HOVEM, K. A.; JORANSON, H.; FJAER, E. **FORMEL: A Step Forward in Strength Logging**. SPE 36533 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Denver, Colorado, 1996.

RABE, C.; SILVA, G.; NUNES, A. L. L. S.; SILVA, C. G. **Development of a New Correlation to Estimate the Unconfined Compressive Strength of a Chicontepec Formation**. International Journal of Geomechanics, ASCE, ISSN 1532-3641, 2018. DOI: 10.1061/(ASCE)GM.1943-5622.0001134.

RAHMAN, K.; KHAKSAR, A.; KAYES, T. **Minimizing Sanding Risk by Optimizing Well and Perforation Trajectory Using an Integrated Geomechanical and Passive Sand-Control Approach**. SPE 116633 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Denver, Colorado, EUA, 2008.

RASHID, B.; ASADI, A. **An artificial Intelligence Approach in Estimation of Formation Pore Pressure by Critical Drilling Data**. ARMA 18 – 1098 presented at the 52nd US Rock Mechanics / Geomechanics Symposium held in Seattle, USA, 2018.

REIS, A. F. C. **Orientação e Magnitude de Tensões na Bacia Potiguar: Implicações para Evolução de Bacias em Margens Passivas**. Dissertação (mestrado) – Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Centro de Ciências Exatas e da Terra, Programa de Pós-Graduação em Geodinâmica e Geofísica, Natal, RN, 2012.

SANTOS, E. D. R.; FERREIRA, F. H. **Mechanical Behavior of Brazilian Off-Shore Carbonate Reservoir**. ARMA 10-199 presented at the 44th US Rock Mechanics Symposium and 5th U.S.-Canada Rock Mechanics Symposium, Salt Lake City, 2010.

SARDA, J-P.; KESSLER, N.; WICQUART, E.; HANNAFORD, K.; DEFLANDRE, J-P. **Use of Porosity as a Strength Indicator for Sand Production Evaluation**. SPE 26454 presented at the 68th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers held in Houston, Texas, 1993.

SEST TR® 2.0. **Simulador de Estabilidade em Tempo Real.**

Versão 2.0, Manual Teórico, 2018.

SHIRKAVAND, F.; HARELAND, G.; OLSON, W. **The Design and Development of a Drilling Simulator for Planning and Optimizing Under-Balanced Drilling Operations.** Journal of Canadian Petroleum Technology. Society of Petroleum Engineers, p. 68-73. Jun 2010.

SILVA, C. F. **Análise Geomecânica dos Carbonatos do Pré-Sal da Bacia de Santos.** Dissertação (mestrado) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Civil. Rio de Janeiro, RJ, BR. 2016.

SILVA, F. G. M.; BENEDUZI, C. F. **O Perfil Sônico, a Física de Rochas e a Identificação de Fluidos em Reservatórios.** Boletim SBGF, nº 103, pp. 22-25. 2018.

SIMMONS, E. L. **A Technique for Accurate Bit Programming and Drilling Performance Optimization.** Paper IADC/SPE 14784-MS presented at the SPE/IADC Drilling Conference, Dallas, Texas, 1986. DOI: 10.2118/14784-MS.

STUNES, S. **Methods of Pore Pressure Detection from Real-time Drilling Data.** Master's Thesis. Norwegian University of Science and Technology, Department of Petroleum Engineering and Applied Geophysics. Norway, 2012.

TAHMEEN, M.; HARELAND, G.; NYGAARD, R. **Software Development for Real-time Drilling Data Analysis by Retrieving Data from a Remote Server.** Proceedings of the 12th World Multi-Conference on Systemics, Cybernetics and Informatics, VIII, 170-175. 2008.

TAHMEEN, M.; HARELAND, G. **Identification of Natural Fractures in Reservoirs Using Drilling Parameter Models**. Geo-Convention 2015, Geoscience, New Horizons. Canada, 2015.

TEALE, R. **The Concept of Specific Energy in Rock Drilling**. Int. J. Mech. Ming Sci. Vol. 2, pp. 57-73, 1965.

THOMAS, J. E. **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**. Interciência: Petrobras, 2001.

ZOBACK, M. D.; BARTON, C. A.; BRUDY, M.; CASTILLO, D. A.; FINKBEINER, T.; GROLLIMUND, B. R.; MOOS, D. B.; PESKA, P.; WARD, C. D.; WIPRUT, D. J. **Determination of Stress Orientation and Magnitude in Deep Wells**. Int. J. Rock. Mech. Min. Sci. 40, 1049-1076. 2003.

Apêndice A

Metodologia Geral para a Estimativa da Resistência Não Confinada em Tempo Real

Parâmetros de Entrada e Passo a Passo

Para aplicação da metodologia deve-se selecionar o poço estratigráfico que servirá como base para as correlações. Caso a litologia do poço não contemple todas as litologias que estimam-se estar presentes na bacia faz-se necessária a aplicação da metodologia em mais de um poço estratigráfico para a geração das correlações.

Inicialmente é necessário dispor dos seguintes parâmetros de entrada: taxa de penetração, torque, peso sobre a broca, taxa de rotação, litologia do poço, além do parâmetro físico a depender da correlação com perfil geofísico que será adotada (tempo de trânsito compressional ou cisalhante, densidade, porosidade...). A correlação a ser adotada deve ser selecionada com base na calibragem de dados, a partir de ensaios de laboratório, ou – na ausência de amostras – de acordo com as especificidades das bacias de desenvolvimento descritas pelos autores, a depender das características físicas da bacia estudada que melhor se assemelhassem a elas.

A obtenção dos parâmetros a e b a serem utilizados na correlação base do método (eq. 3.2) para a estimativa da resistência à compressão não confinada em tempo real é dada de acordo com os passos a seguir:

1. Calcular a UCS a partir dos parâmetros físicos;
2. Calcular a MSE a partir da equação de Teale (1965);
3. Definir a relação UCS/MSE [adimensional] e a relação T/ROP [klbs*m] metro a metro¹;
4. Plotar as relações graficamente, sendo a primeira delas no eixo y e a segunda no eixo x, e;
5. Determinar os coeficientes a e b da correlação da UCS com os parâmetros operacionais, a partir da linha de tendência potencial que representa a regressão linear múltipla dos dados.

¹ O coeficiente a entra como fator de correção de unidade [1/klbs*m] para que a UCS estimada seja em MPa.