

Análise de dados de perfuração das rochas carbonáticas microbiais do Pré –sal utilizando perfis de poços dos campos de Tupi e Iara: um estudo da influência da vibração nas taxas de penetração.

Ualas Magalhães Aguiar (CEUNES/UFES), Andreas Nascimento (DETEC/UFES), Carlos André Maximiano da Silva (DCN/CEUNES).

Copyright 2017, SBGf - Sociedade Brasileira de Geofísica

This paper was prepared for presentation during the 15th International Congress of the Brazilian Geophysical Society held in Rio de Janeiro, Brazil, 31 July to 3 August, 2017.

Contents of this paper were reviewed by the Technical Committee of the 15th International Congress of the Brazilian Geophysical Society and do not necessarily represent any position of the SBGf, its officers or members. Electronic reproduction or storage of any part of this paper for commercial purposes without the written consent of the Brazilian Geophysical Society is prohibited.

Abstract

Historically, failures resulting from the drilling of an oil and gas well are attributed to vibrations. These vibrations basically occur in three different modes: axial, torsional and lateral. Increased vibration in the column causes drilling rates to decrease, cause LWD and MWD equipment to fail, and even equipment failure. Such vibrations are mainly caused by the drill / formation interaction. Harder and abrasive formations cause higher levels of vibration. The work sought a correlation between the levels of intercalations occurring in the pre-salt carbonyl reservoirs and low levels of the penetration taxa, where it is observed that such intercalations increase a mechanical resistance of the formation and as they are speaking of a form of image, the Probe operators are limited by the lack of case data with similar cases, consequently working with low penetration rates in such training. Continuous management methods are used as one of the alternatives, where these methods, with the same characterization criteria as mechanical characteristics, perform the continuous monitoring of the drilling in order to maximize a penetration rate

Introdução

Os últimos anos têm sido marcados pela expansão das fronteiras exploratória e de produção de campos de petróleo, com destaque para as lâminas de água cada vez mais profundas, e o uso de técnicas direcionais que têm permitido a perfuração de poços de longa extensão, visando garantir a máxima recuperação do óleo em campos recém-descobertos, marginais e/ou maduros. (SIQUEIRA, 2011)

Nesse esforço de buscar de petróleo em horizontes mais profundos, e em condições ambientais adversas, surgem problemas que não só retardam o curso das operações como também oneram o custo dos projetos. A atividade de perfuração, por si só, exige paradas para manutenção, troca de equipamentos desgastados ou avariados, se forem adicionados os tempos não produtivos que os eventuais problemas operacionais podem causar, os projetos tornam-se cada vez mais caros e não atrativos economicamente. (CHIPINDU, 2010)

Utilização do LWD na indústria do petróleo

O LWD (Logging While Drilling – Perfilagem Durante a Perfuração) corresponde à técnica de perfilar poços durante a perfuração utilizando os mesmos perfis da perfilagem a cabo, sendo a diferença principal o sistema de obtenção das informações destes perfis. Enquanto na perfilagem a cabo os dados são enviados para a superfície após a perfuração do poço, através de um cabo elétrico, na técnica do LWD estes dados são obtidos pela telemetria de lama, permitindo, assim, a aquisição de perfis durante a perfuração do poço. A telemetria consiste no envio dos dados para a superfície através dos pulsos de variação de pressão na lama, que pode ser realizado em tempo real ou durante as manobras para troca de broca, seja em poços verticais, direcionais de alto ângulo ou horizontais. O LWD vem sendo muito utilizado na perfilagem de poços horizontais, uma vez que a perfilagem a cabo não consegue atingir o fundo do poço. Esta técnica trouxe diversos avanços para a indústria petrolífera devido a otimização do tempo e pela possibilidade de realizar a perfilagem de poços horizontais (Figura 1).

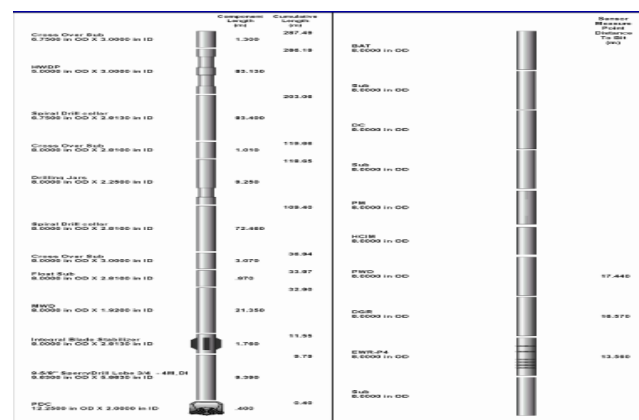


Figura 1 - Desenho esquemático da ferramenta de LWD.

Os dados são transmitidos em tempo real por telemetria através de um atuador, conhecido como *pulser*, localizado dentro da ferramenta produzindo perturbações/pulsos no fluido de perfuração que são interpretados em computadores na superfície por meio de um transdutor de pressão. Além desta transmissão em tempo real, os dados também são armazenados na memória da ferramenta, podendo ser extraído na superfície através do manuseio de cabos diretamente na própria ferramenta.

Vibrações mecânicas em colunas de perfuração

As vibrações mecânicas em colunas de perfuração são grandes limitantes do desempenho de perfuração.

Não somente causam falhas em equipamentos, mas também aumentam o tempo ocioso, elevando os custos envolvidos no desenvolvimento de um campo. Vibrações mecânicas em colunas de perfuração são inevitáveis. Seu grau de severidade e suas consequências ao processo dependem do projeto do bottomhole assembly (BHA) – incluindo estabilizadores, tubos de perfuração e a broca – do tipo de formação a ser enfrentado e a seleção adequada dos parâmetros de perfuração, principalmente do peso aplicado na broca, o torque apresentado no sistema de rotação e as velocidades de rotação desenvolvidas pela broca e o sistema de rotação. (WU, PAEZ e AGNIHOTRI, 2010).

As vibrações são uma das principais causas de falhas da coluna de perfuração e seus equipamentos mais sensíveis possuem componentes eletrônicos em seu interior próximos à broca (equipamentos do LWD e MWD). Estes componentes do LWD e do MWD são mais sensíveis e passíveis de sofrerem danos devido as altas vibrações, em caso de falha ou mal funcionamento dessas ferramentas, a operação de perfuração deve ser interrompida e pausada e em casos mais graves a coluna deve ser retirada para fazer a troca das ferramentas do LWD e MWD, atrasando a operação de perfuração, já que em perfurações direcionais de alta profundidade já não são mais possíveis de ocorrer sem as informações providas por estas ferramentas (Figura 2).

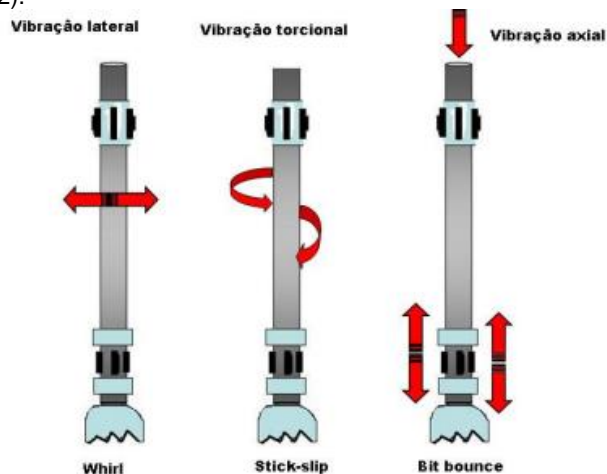


Figura 2 - Ilustração dos tipos de vibrações da coluna de perfuração

Os sintomas de vibrações podem ser verificados na superfície (na sonda) através das flutuações de valores de rotação da coluna de perfuração e do torque da mesma. As vibrações severas são consideradas causas de dificuldade de avanço, pois quando ocorrem se registra baixa ou nula taxa de perfuração, além de provocar danos nos equipamentos, que por sua vez, vai requerer manobras para trocá-los elevando assim Tempos Não Produtivos.

Geologia da Bacia de Santos

A Bacia de Santos localiza-se na porção sudeste da margem continental brasileira. Ela compreende os litorais dos estados do Rio de Janeiro, São Paulo, Paraná e

Santa Catarina, limitando-se, geologicamente, ao norte com a Bacia de Campos, pelo Alto de Cabo Frio, e ao sul, com a Bacia de Pelotas, pela Plataforma de Florianópolis (PEREIRA e MACEDO, 1998). A oeste, a bacia é limitada pelo Cinturão de Serras Costeiras (Maciço da Carioca, Serra do Mar e Serra da Mantiqueira). O limite de ocorrência do pacote Pré-Aptiano é dado por uma falha normal sintética posicionada cerca de 50 km do litoral e cujo traço é paralelo à linha de costa (Figura 3).

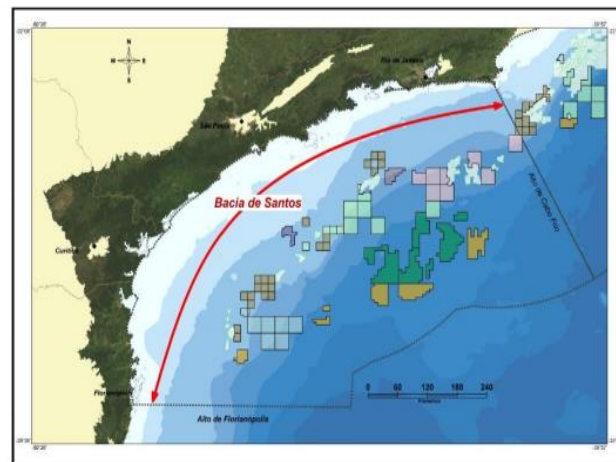


Figura 3 – Mapa da localização da bacia de Santos (Fonte: ANP/BDEP, fev.2010).

A Bacia de Santos é uma bacia do tipo margem passiva gerada por processos tectônicos relacionados com a fragmentação do Gondwana, iniciada no Mesozoico, e que resultaram na abertura do Atlântico Sul (MIO et al., 2003). Esses processos foram responsáveis pelas manifestações magmáticas e geração de estruturas rúpteis que influenciaram na compartimentação da bacia e na acumulação de sedimentos durante a fase rifte (Almeida e Carneiro, 1989). A sua geometria é moldada pela interação dos esforços descensionais com descontinuidades do embasamento (Zalán et al. 2009).

Formação Guaratiba

O início a fase pós-rifte é marcada pela sedimentação da Formação Barra Velha do Grupo Guaratiba, durante o Eoaptiano, equivalente ao andar local Alagoas inferior. A base da Formação Barra Velha é separada do topo da Formação Itapema pela discordância Pré- Alagoas. A deposição desta sequência é marcada por um ambiente transicional, entre continental e marinho raso, do tipo lagunar, bastante estressante, com a deposição de calcários microbiais, estromatólitos e laminitos, nas porções proximais, e folhelhos, nas porções distais, além de grainstones e packstones formados por fragmentos dos estromatólitos e ostracodes. Estes carbonatos podem estar parcialmente ou totalmente dolomitizados. Basaltos com 117 Ma foram datados dentro da sequência da Formação Barra Velha (Moreira et al., 2007)(Figura 4).

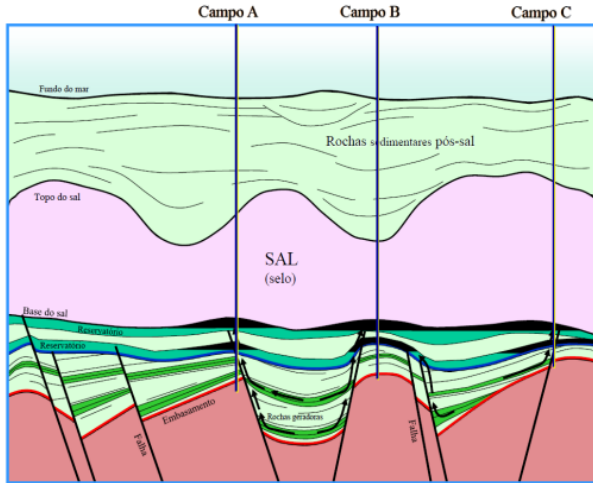


Figura 4– Desenho esquemático da configuração do sistema petrolífero subsal (Fonte : Nepomuceno,2008).

Campos de Iara e Tupi

O campo de Iara está localizado a 230 quilômetros do litoral da cidade do Rio de Janeiro. A profundidade total atingida pelo poço perfurador foi de 6.080 metros, com lâmina d’água de 2.230 metros – a distância entre a superfície e as rochas do fundo do mar; no caso da bacia de Santos, ainda é preciso superar a camada de sal. (Gazeta do povo) (Figura 5).



Figura 5- Foto da localização dos campos de Iara e Tupi

O campo de Tupi e está localizado a 250 quilômetros da costa do Rio de Janeiro. A partir dos primeiros estudos realizados no campo, ficou constatado que a reserva se concentra a uma profundidade de sete mil metros abaixo do nível do mar, estima-se que haja de 5 a 8 bilhões de barris de petróleo e gás. O óleo contido em Tupi, assim como em Iara são óleos leves, com densidade entre 26° e 30° API, de qualidade superior em relação ao extraído na bacia de Campos. (Blog do petróleo).

Metodologia

As vibrações são uma das principais causas de falha nas colunas de perfuração. Elas também prejudicam a estabilidade do poço. Toleram-se vibrações na região superior da coluna (onde estão os *drill-pipes*). Porém na região do BHA, principalmente onde estão as ferramentas de MWD e LWD elas devem ser evitadas

para não comprometer a integridade dos sensores as informações que elas proporcionam, cruciais as operações de perfuração (BRITTO, 2010).

Vibrações na coluna de perfuração são grandes responsáveis por reduções da taxa de penetração. Além de comprometerem a estabilidade das paredes do poço devido aos choques laterais da ferramenta com a parede do poço. Os campos de Tupi e Iara do Pré-sal possuem uma longa sequência carbonática, denominada formação barra velha do grupo Guaratiba, tal sequência carbonática é marcada por intercalações de mangas, dolomitos, folheiros e basaltos, camadas essas que podem variar de 2 a 10 metros de comprimento (Figura 6).

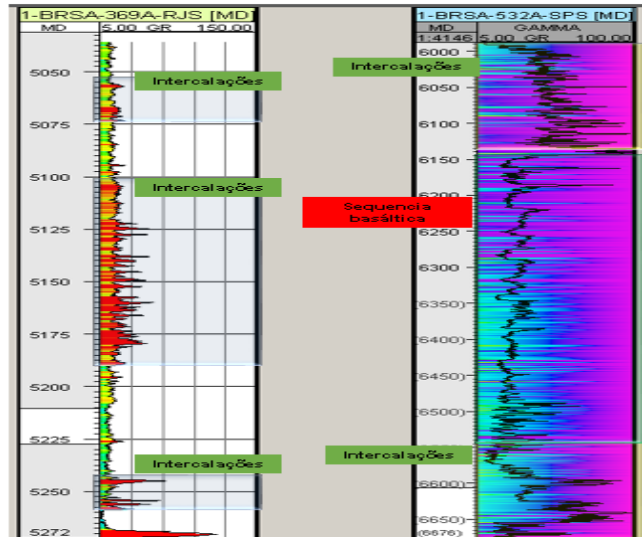


Figura 6 – perfil de raios gamma da formação carbonática de Guaratiba, campo de Tupi e Iara.

O trabalho aqui apresentado tem como objetivo de restabelecer nível de influência dessas intercalações da sequência carbonática no desempenho da atividade de perfuração, buscando compreender a influência dessas intercalações na taxa de penetração da sonda, buscando os motivos que levam as baixas taxas de penetração. A Taxa de Penetração de Broca (ROP), definida como a distância perfurada pela broca por unidade de tempo. É afetada por diversos fatores como a força atuante na broca(WOB), a velocidade de rotação da broca (RPM), o diferencial de pressão entre os fluidos de perfuração e a formação, a limpeza do fundo do poço, o aumento de resistência da rocha, dentre outros fatores (Figura 7)

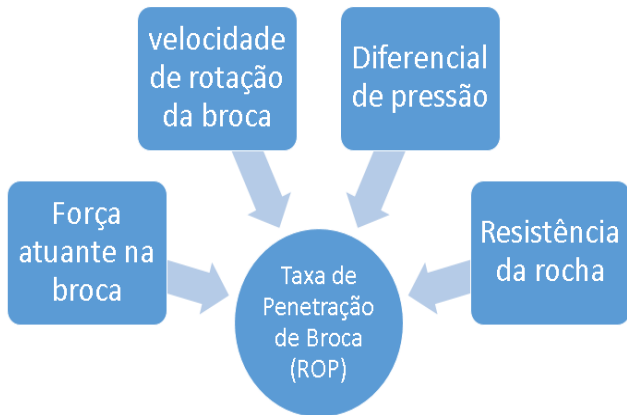


Figura 7 - Anagrama mostrando os fatores que interferem na taxa de penetração da broca.

Tal análise é feita através de perfis geofísicos de poços localizados nos campos de Tupi e Iara. O procedimento executado para obtenção do resultado final ao qual o trabalho se propõe resume-se nas seguintes etapas detalhadas abaixo (Figura 8).

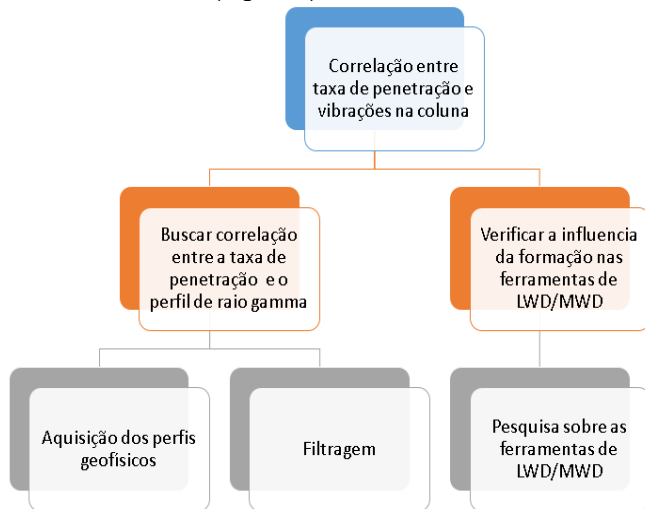


Figura 8 – Anagrama mostrando as etapas do trabalho

Resultados

Não foi considerado neste trabalho o estado dos equipamentos durante a perfuração do poço, ou seja, se os equipamentos eram novos ou usados. Foram utilizados os perfis de WOB (peso sobre a broca), RPM (velocidade de rotação), do GR (Gamma ray) e do ROP (taxa de penetração do poço) nas análises realizadas.

As Figuras 9 e 10 referem-se a quadros de perfis de perfuração. Os perfis estão dispostos da seguinte forma, na primeira coluna da direita para a esquerda, os perfis de Raios Gamma (ECGR) (Linha amarela), perfil do tempo (DTRP) (Linha verde), e o perfil da taxa de penetração em azul, na segunda coluna tem-se o perfil do torque aplicado a broca (DT) (Linha azul clara) na terceira coluna em preto tem-se a taxa de rotação da broca em (RPM), na quarta e quinta coluna tem-se os perfis de vibração lateral (linha em roza) e vibração axial (linha preta). A sequência carbonática da formação Guaratiba nos campos de Tupi e Iara tem os topos e os

fundos localizados a 5040 a 5271 metros e 6000 a 6700 metros de profundidade. (Figura 9).

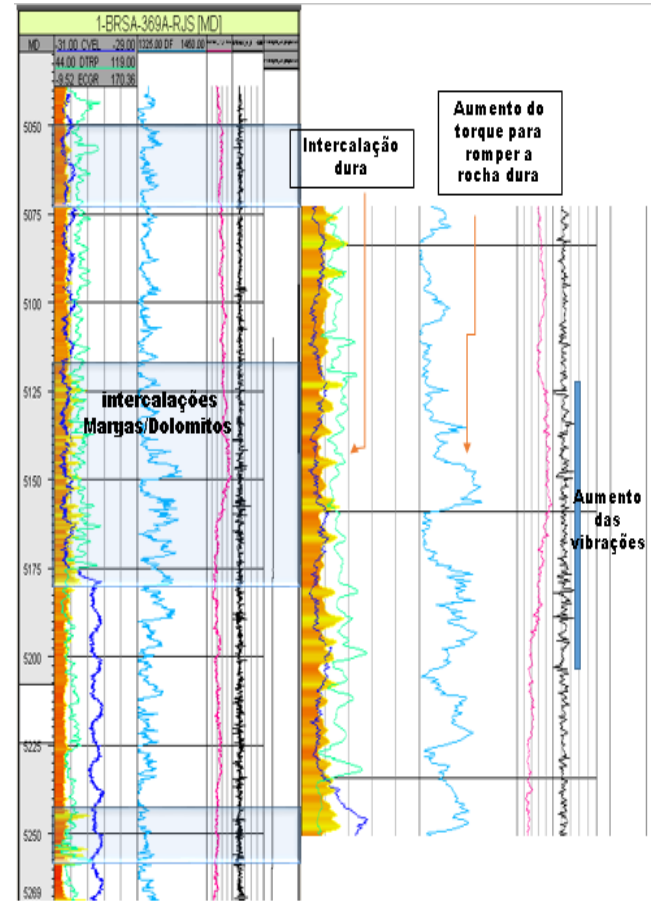


Figura 9 – Quadro mostrando os perfis dos dados de perfuração do poço do campo de Tupi

A linha azul escuro mostra em tempo real a interação entre a broca e a formação, onde a taxa de penetração da formação varia de acordo com o torque aplicado na broca, a rotação da broca e as características da formação. No campo de Tupi a sequência carbonática se encontra em quase toda a sua extensão intercalada por carbonatos dolomitizados, margas e folheiros na sua parte. Quando se analisa o perfil do torque aplicado a broca, percebe-se que em quase toda a extensão o perfil apresenta flutuações bruscas de valores, isso se deve à o aumento do torque pelo operador da sonda para romper uma parte da formação mais dura, passagem da broca por um parte da formação mais mole para uma mais dura ou vice versa . Tais flutuações do torque estão contidos sempre do intervalo de 1300 a 1450 newtons/metro, o que se torna basicamente o intervalo de operação da broca, já que para se romper os intervalos de formação mais dura tem que se aumentar a pressão de cisalhamento sobre a rocha, tal aumento do torque sobre a formação dura causa o também o aumento de vibrações laterais e axiais na coluna, que se atingirem altos valores podem danificar equipamentos do BHA, então toda a operação do torque sobre a broca fica aprisionado em um faixa de valor entre o torque mínimo

para que ocorra a perfuração com uma taxa de perfuração razoável e o torque máximo onde não há risco de ocorrência de falhas mecânicas provocadas por vibrações na coluna (figura10).

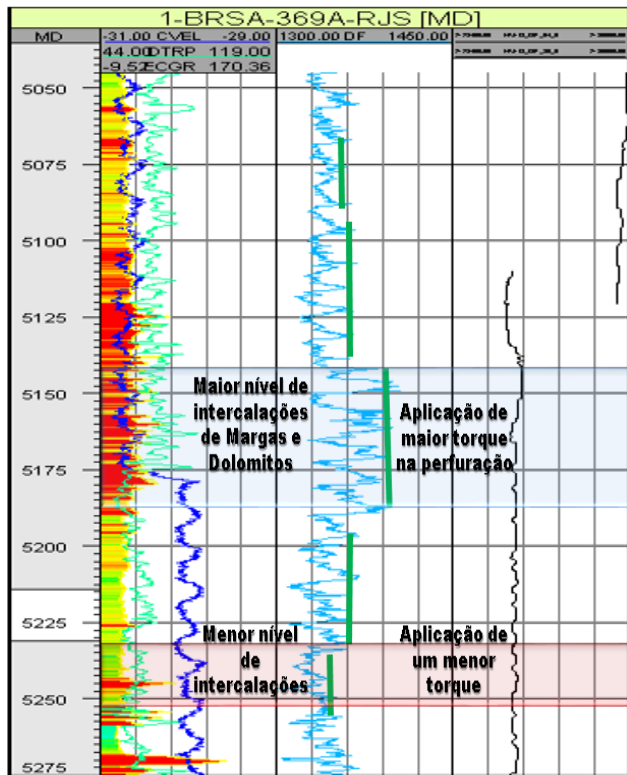


Figura 10 - visão geral da correlação entre o torque aplicado a broca e o nível de intercalações na formação, onde em subsequências com menor nível de intercalação se tem um menor torque aplicado sobre a broca.

Tal operação do ponto de vista da eficiência não apresenta bons resultados, já que em intercalações mais duras (dolomitos e esferulitos) o torque requerido ou a rotação da broca é maior e conseqüentemente ocorre o aumento do nível das vibrações (figura 10). Dentro de tal cenário o operador da sonda perfuração é obrigado a operar com taxas de penetração menores para que o nível de vibração não alcance altos valores.

No campo de lara os dados de perfuração apresentam um comportamento similar. No campo de lara a formação carbonática de Guaratiba possui um longa sequência basáltica de 200 metros, que se estende de 6150 a 6450 metros, o topo da formação carbonatica se localiza a 6000 metros e se estende até 6700 metros, de 6000 a 6150 metros e 6480 a 6700 metros a sequência carbonatica de encontra intercalada por dolomitos, folhelhos e esferulitos (Figura 11). O gráfico da taxa de penetração do campo apresenta mudanças bruscas, resultado da diversidade litológica do campo, já que em 700 metros de profundidade se tem nove mudanças litológicas (heterogeneidade intensa). Tal diversidade litológicas dificulta muito a atividade de perfuração algo bem observado no gráfico da taxa de penetração, nos primeiros 150 metros do poço vemos

essas mudanças bruscas provocadas pelas alterações na resistência da rochas (Figura 11) , percebe-se e diminuição da taxa de penetração com o aumento da profundidade ,tal diminuição se deve ao aumento das vibrações axiais na coluna, tal aumento se deve a uma maior resistência das intercalações dolomíticas e dos esferulitos, já no caso das intercalações de folhelhos se deve a uma maior abrasividade dessa rocha que por ser formada por grãos muito finos e abrasivos acaba aderindo a broca provocando o efeito de “enceramento” da broca diminuindo a sua efetividade, forçando o operador da sonda a operar com uma baixa taxa de rotação na tentativa de conter a subida nos valores da vibração axial.

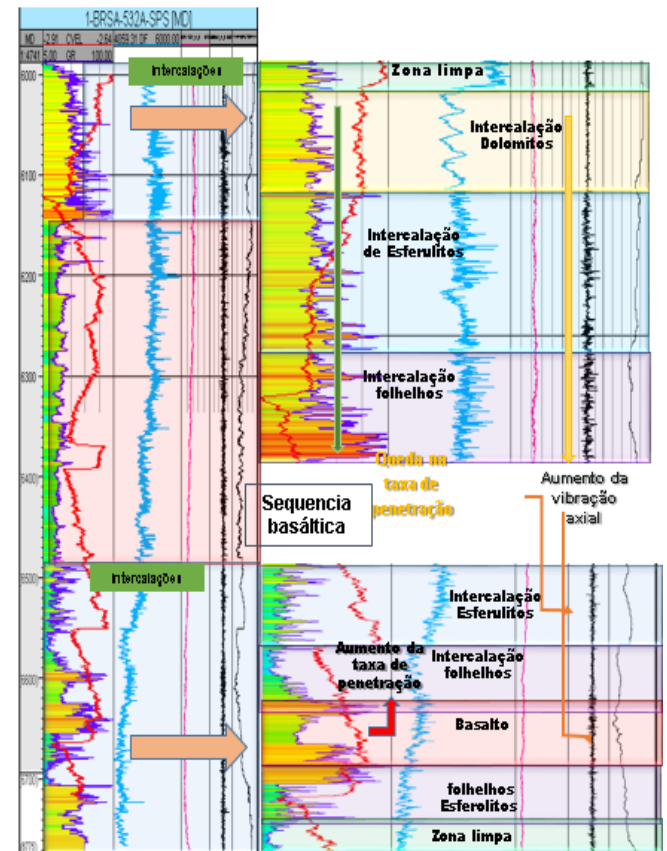


Figura 11 – Quadro mostrando os perfis dos dados de perfuração do poço do campo de lara.

O gráfico abaixo mostra bem essa relação entre o aumento do torque na broca, para romper uma formação mais dura, e o aumento das vibrações no BHA no campo de lara.

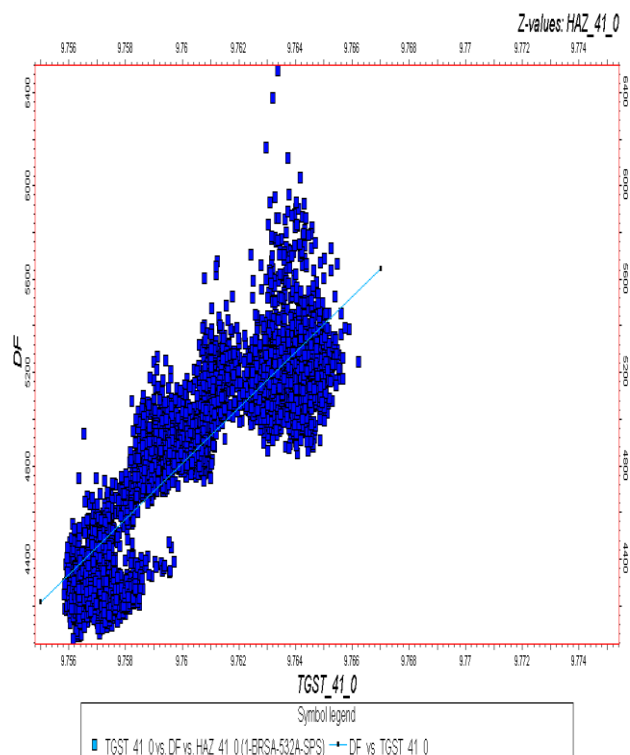


Figura 12- Gráfico do torque na broca (DF) em relação as vibrações axiais e laterais, mostrando a relação direta entre o aumento do torque sobre a broca e as vibrações.

Conclusão

As atividades de perfuração de poços em regiões do pré-sal apresentam uma taxa de penetração que varia, em média, entre 0,5 m/h e 6,0 m/h, o que é consideravelmente baixo (CHIPINDU 2010), tal afirmação pode ser observada analisando os dados de perfuração dos carbonatos, a formação Guaratiba. Tais baixas taxas de penetração se devem principalmente a dureza, abrasividade e o auto nível de compactação das rochas carbonáticas, que em quase toda a sua extensão se encontram intercaladas por margas, dolomitos, folhelhos, basaltos e esferolitos que potencializam essa natureza dura e abrasiva da formação que tomam maior resistência mecânica da rocha. Resistência essa que provoca o aumento das vibrações na coluna de perfuração que podem chegar a níveis considerados de alto risco, danificando equipamentos e diminuindo a taxa de penetração. Métodos de gerenciamento contínuo são apresentados como uma das alternativas, onde tais métodos utilizando dados de poços com as mesmas características mecânicas realizam o monitoramento contínuo da perfuração buscando maximizar a taxa de penetração. Já que se constata que um dos motivos dos baixos desempenhos na perfuração dos poços de tupi e lara e a não familiarização com as características geológicas do campo, tal afirmação pode ser comprovada quando analisamos os tempos ociosos da sonda durante a perfuração da sequência carbonática e a camada de sal dos campos de tupi e iara.

Tabela 1 - Tempos ociosos da sonda perfuração durante a perfuração formação carbonática de Guaratiba e a última fase da camada de sal (em horas).

	Rochas carbonáticas	Camada de sal
Campo de Tupi	317.5 h	90 h
Campo de lara	801.6 h	403,2 h

Referências

- ALMEIDA, F.F.M. e CARNEIRO, C.D.R.** (1989) - Magmatic occurrences of post-permian age of the South American Platform. Boletim do IG-USP - Série Científica, 20, 71-85.
- BASTOS, Ana Rafaela Gonçalves.** COMPARAÇÃO DA PERFILAGEM ELÉTRICA CONTÍNUA DURANTE A PERFURAÇÃO COM A PERFILAGEM ELÉTRICA CONVENCIONAL. 2013. 71 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Geológica e de Minas, Técnico Lisboa, Lisboa, 2013.
- CHIPINDU, N. S. C.** Pós-análise em Problemas de Perfuração de Poços Marítimos de Desenvolvimento. Campinas: Universidade Estadual de Campinas, 2010.
- Campo de Tupi: a descoberta que mudou o Brasil.** Disponível em: < <http://blogdopetroleo.com.br/campo-de-tupi-descoberta-que-mudou-o-brasil/> >. Acesso em: 12 nov. 2016.
- Campo de lara, vizinho a Tupi, tem até 4 bilhões de barris de óleo.** Disponível em: < <http://www.gazetadopovo.com.br/economia/campo-de-lara-vizinho-a-tupi-tem-ate-4-bilhoes-de-barris-de-oleo-b67jisqn9wycozfksumite6/> >. Acesso em: 12 nov. 2016.
- SIQUEIRA, João Gabriel Carvalho de.** ANÁLISE CRÍTICA DE VIBRAÇÕES EM COLUNAS DE PERFURAÇÃO. 2011. 52 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia de Petróleo, Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2011.
- Hbaieb, S.; Azar, M., 2013,** "Innovative Hybrid Bit Mitigates Geological Uncertainties, Improves Drilling Performance in Brazilian Pre-Salt Formations", Society of Petroleum Engineers.
- ZALÁN, P. V.; WOLIF, S.; ASTOLFI, M. A. M.; VIEIRA, S.; CONCEIÇÃO, J. C. J.; APPI, V. T.; NETO, E. V. S.; CERQUEIRA, J. R.; A., M. (1990)** - The Paraná basin, Brazil. In: Leighton, M. W.; Kolata, D. R.; Oltz, D. F.; Eidel, J. J. (ed.) Interior cratonic basins. AAPG (Memoir 51), 681-708.