

Monografia de Graduação

Análise da influência da lubrificação no desgaste das brocas de perfuração

Kaciê Karoline de Araújo Trindade

Natal, outubro de 2016

UFRN - CT - NUPEG - Campus Universitário - CEP 59.072-970 - Natal/RN - Brasil Fone/Fax: +55 (84) 3215-3773 - www.nupeg.ufrn.br - prhanp14@nupeg.ufrn.br

À memória de Telma Cristina de Araújo Trindade, minha amada mãe.

Agradecimentos

Agradeço, primeiramente, à minha família – meu pai, Arnaldo; minha mãe, Telma, que está presente neste momento em meu coração; e meus irmãos, Kamélia e João. Sem o apoio deles, eu jamais teria conseguido concluir essa etapa da minha vida. Eles abdicaram da minha presença e superaram muitos momentos difíceis sem minha ajuda para que eu pudesse obter sucesso acadêmico. Sou extremamente grata a cada um de vocês.

Agradeço à minha orientadora, professora Salete Martins Alves, por ter me acolhido com muita paciência, apoiando-me quando as dúvidas surgiram e incentivando-me a enfrentar novos desafios à medida que iam surgindo.

Agradeço a Jânio Pablo por todo suporte psicológico e acadêmico que foi dedicado a mim com muito amor e companheirismo para a conclusão desse trabalho.

Agradeço ao professor José Romualdo Dantas Vidal pelos seus conselhos, confiança e presteza oferecidos a mim e à minha querida orientadora.

Agradeço também, em especial, ao professor Ricardo Pinheiro e ao técnico Leonardo Chagas, ambos da DIACIN/IFRN, pela ajuda intelectual e suporte técnico oferecido a mim; aos professores Adilson José e Igor Lopes, da UFRN, por terem me adotado no LABMAN e aos alunos integrantes do GET/UFRN pelo apoio científico quando as dúvidas surgiram.

Ao Coordenador e todos do Programa PRH-ANP 14, em especial professor Osvaldo Chiavone Filho e a secretária Maria Brunet, pelo apoio no decorrer desses anos, deixo a minha gratidão.

A todos meus amigos e colegas que participaram direta e indiretamente da conclusão deste trabalho.

Por fim, agradeço à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), que contribuiu financeiramente para a realização deste projeto, e à Petrobras pelo fornecimento do fluido e das brocas de perfuração usados durante os ensaios. Trindade, K. K A. **Análise da influência da lubrificação no desgaste das brocas de perfuração.** 2016. 83 p. Monografia (Especialização em Engenharia de Processos em Plantas de Petróleo e Gás Natural) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal-RN, 2016.

Resumo

A broca de perfuração é um dos componentes que possui elevada importância durante a perfuração de poços de petróleo devido ao alto custo e essencial função, entretanto está sujeita a desgaste excessivo, uma vez que está em contato direto com a rocha, raspando, esmagando e triturando-a. Esse trabalho objetiva determinar o efeito da lubrificação no desgaste das brocas de perfuração. Para isso, foram utilizadas pastilhas de carboneto de tungstênio (WC-Co, classe H13A - Sandvik), como referência para análises em brocas tricônicas com insertos de WC, e cortadores/bits de diamantes sintético policristalino (PDC) com 11 mm incrustados em uma broca de bitola 6 1/8" cedida pelo Petrobrás (modelo DSX111 HGJW B1, série 111986). Para realização dos experimentos, foram construídos além de suportes, uma bancada que foi anexada a plaina mecânica com o objetivo de simular o processo de deposição gradual do fluido de perfuração durante a raspagem da rocha. Em seguida, realizaram-se os testes de raspagem utilizando os cortadores de WC-Co e de PDC, caracterização do fluido de perfuração a partir de sua análise reológica e análises microscópicas com o auxílio de microscópio endoscópio digital e microscópico eletrônico de varredura. A bancada construída mostrou-se satisfatória, visto que atendeu com sucesso o propósito de simular o processo de deposição gradual do fluido de perfuração durante o ensaio tribológico. Nos testes experimentais envolvendo arenito, calcário e granito em raspagem auxiliada por plaina, notou-se que o desgaste nas pontas dos insertos de carboneto de tungstênio e de PCD submetidos a atrito com uso do fluido de perfuração foi reduzido 22% em média quando comparado ao desgaste que o par tribológico sofreu em atrito a seco, o que fortalece a hipótese que o fluido de perfuração pode agir como lubrificante e fluido de corte, embora seja um fluido argiloso, salgado e polimérico.

Palavras-chave: brocas de perfuração, desgaste, fluido de perfuração, petróleo.

Trindade, K. K. A. **Analysis of the influence of lubrication at the wear of drilling bits**. 2016. 83 p. Monograph (Specialization in Process Engineering in Oil and Natural Gas Plants) - Federal University of Rio Grande do Norte, Natal-RN, 2016.

Abstract

Drilling bit is a component that has high importance during the drilling of oil wells due to high cost and essential, function; however it is liable to excessive wear, since it is in direct contact with the rock, scraping, crushing and grinding it. This study aims to determine the effect of lubricating in the wear of drilling bits. Thus, tungsten carbide inserts are used (WC-Co, H13A class - Sandivik) as a reference for analysis in Roller Cone Bits with WC-Co inserts (Tricone carbide insert bit) and cutters of pollycrystalline diamond compact (PDC) embedded in a PDC drilling bit with diameter 6 1/8 " provided by the Petrobras (model DSX111 HGJW B1, 111986 series). They were constructed toolholders and a workbench which was attached to planer in order to simulate the process of gradual deposition of drilling fluid during the scraping of the rock. Then, the scraping tests using the WC-Co and the PDC cutters were performed. Thereafter, the drilling fluid used in the experiments was characterized by rheological analysis, moreover, microscopic analysis, with the aid of digital and electronic scanning microscope, were performed to observe the wear on the cutters. The workbench constructed proved to be satisfactory, once successfully served the purpose of simulating the process of a gradual deposition of drilling fluid during the tribological test. In the scraping experimental tests involving sandstone, limestone and granite, it was noted that the wear on the tips of tungsten carbide inserts and PCD subjected to friction with the use of the drilling fluid was reduced 22% on average compared to wear that pair tribological suffered in dry friction. This fact supports the idea that the drilling fluid may act as a lubricant and cutting fluid, although it is a clay, salt and polymer fluid.

Keywords: drilling bits, wear, drilling fluid, oil.

Lista de llustrações

Figura 1: Atuação do fluido de perfuração com a broca.	_8
Figura 2: (a) Ciclo do fluido de perfuração no poço e (b) Sistema de tratamento lama.	de 17
Figura 3: (a) Broca tipo integral de lâmina de aço, (b) Broca de diamantes naturais (c) Broca de diamante artificial PDC	s e 19
Figura 4: (a) Broca tricônica de dentes de aço e (b) Broca tricônica de insertos carboneto tungstênio	de _20
Figura 5: Componentes de uma broca tricônica	.22
Figura 6: Brocas tricônicas com insertos de carboneto tungstênio desgastadas	23
Figura 7: (a) Poço com detritos não removidos e menor taxa de penetração e Poço com detritos removidos, resultando em maior taxa de penetração	(b) _25
Figura 8: Comportamento dos cortadores de PDC e WC-Co na perfuração granito.	de 26
Figura 9: Medição do desgaste na ponta de cortadores e gráfico da taxa penetração versus comprimento perfurado.	de 27
Figura 10: (a) raspagem, (b) choque e descamação, (c) fratura por fadiga de impa	cto
e (d) fragmentação e fissuras	28
Figura 11: Formação de trincas na camada de PDC	29
Figura 12: Formações geológicas que permitem a retenção de petróleo.	.32
Figura 13: Reômetro	.39
Figura 14: Suporte para o cortador de carboneto de tungstênio	.40
Figura 15: Suporte para o cortador de PDC	.40
Figura 16: (a) mão-francesa e bomba centrífuga, (b) suporte tipo calha, (c) supo metálico juntamente com o conjunto bateria e botoeira acionadora da bomba e	rte (d)

Figura 17: a) Vista em perspectiva dimétrica do suporte para o sistema de acionamento da bomba, (b) Vista em perspectiva isométrica da mão-francesa e reservatórios de fluido de perfuração e (c) Vistas em perspectiva trimétrica do suporte tipo calha. _____43

Figura 18: (a) Vista frontal, (b) Vista lateral esquerda e (c) Vista superior da plaina juntamente com a bancada.

Figura 19: (a)Vista superior e (b) Vista lateral da broca PDC utilizada. _____45

Figura 20: (a) Aletas retiradas para análise e (b) Corte por jato de água para retiradas das aletas da broca PDC. _____46

Figura 21: MEV da aresta de corte das pastilhas de PDC antes da realização dos ensaios tribológicos._____46

Figura 22: (a) Desenho esquemático do esclerômetro e (b) ensaio em halita. _____49

Figura 23: (a) halita e (b) microscopia da face lateral com fraturamento. _____49

Figura 24: (a) arenito com óleo impregnado e (b) microscopia do arenito estudado.50

Figura 25: (a) testemunho de granito e (b) microscopia da face superior do granito.51

Figura 26: (a) testemunho de calcário e (b) microscopia da face lateral com fratura 52

Figura 27: Ensaios na plaina limadora. _____53

Figura 28: Curvas de fluxo do fluido de perfuração analisado e variáveis do modelo de Herschel-Bulkley. _____55

Figura 29: Curva de viscosidade e taxa de cisalhamento. 56

Figura 30: (a) Inserto de carboneto de tungstênio não desgastado e (b) Inserto desgastado por abrasão no atrito com arenito com óleo impregnado após sequência de sete riscamentos auxiliados por Esclerômetro. _____57

Figura 31: Desgaste do cortador de carboneto de tungstênio por microscopia. ____57

Figura 32: Comparativo entre o desgaste sofrido pela pastilha de carboneto de tungstênio em contato com o arenito e o calcário em atrito à seco e utilizando fluido de perfuração como lubrificante. _____58

Figura 33: Desgaste do cortador de PDC por microscopia. _____59

Figura 34: Comparativo entre o desgaste sofrido pela cortador de PDC em contato com o arenito e o calcário em atrito à seco e utilizando fluido de perfuração como lubrificante._____61

Lista de Tabelas

Tabela 1: Modelo matemático que descreve o comportamento reológico dos fluido	13
Tabela 2: Tipo de fluxo e comportamento reológico	.14
Tabela 3: Principais propriedades da halita	.34
Tabela 4: Equações de fluxo	.38
Tabela 5:Tempo calculado para cada ensaio tribológico	.53

SUMÁRIO

	DEDICATÓRIA						
RESUMO							
	AB	ABSTRACT					
	LIS	LISTA DE ILUSTRAÇÕES					
	LIS	TA DE TAI	BELA	S	Vi		
1	INT	RODUÇÃO)		02		
	1.1	OBJETI	VOS.		05		
2	RE	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA					
	2.1	FLUIDC)S DE	PERFURAÇÃO	07		
		2.1.1 T	Tipos	de fluidos de perfuração	09		
		2.1.2 F	atore	es que influenciam na escolha de um fluido de			
		perfuração11					
		2.1.3 F	Propr	edades reológicas	12		
		2.1.3	3.1	Modelo de Herschel-Bulkley	15		
		2.1.4	Sister	na de circulação de fluidos	16		
	2.2	BROCA	AS DE	PERFURAÇÃO DE POÇOS	17		
		2.2.1 T	Tipos	de brocas de perfuração	18		
		2.2.2	Desga	stes sofridos pelas brocas	22		
2.3 ROC		ROCHA	AS		30		
		2.3.1 T	Tipos	das rochas	30		
		2.3.1	1.1	Arenito com óleo impregnado	32		
		2.3.1	1.2	Halita	33		
		2.3.1	1.3	Calcário	34		
		2.3.1	1.4	Folhelho	35		
		2.3.1	1.5	Granito	36		
3	ME	TODOLOG	61A		38		
3.1 CARACTERIZAÇÃO DO FLUIDO DE PERFURAÇÃO3.2 SUPORTES PARA OS CORTADORES			TERI	ZAÇÃO DO FLUIDO DE PERFURAÇÃO	38		
			PARA OS CORTADORES	39			
	3.3	PROJE	TO E	CONSTRUÇÃO DA BANCADA	41		
	3.4	CARAC	TERI	ZAÇÃO DA BROCA DE PDC	45		

	3.5	ENSAIOS TRIBOLÓGICOS ENVOLVENDO CORTADORES E	
	ROCI	HA	48
4	RESL	JLTADOS E DISCUSSÕES	55
5	CON	CLUSÕES	63
6	REFE	RÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	65
	ANEX	(O – COMPONENTES DA BANCADA	69





1 INTRODUÇÃO

O petróleo é a fonte de energia que há muito tempo rege a economia mundial. A descoberta dessa matéria-prima no Brasil colocou o país entre os grandes produtores de energia, e com os avanços da tecnologia foi possível à exploração do "ouro negro" em águas profundas. Com a descoberta do pré-sal, cresceram os investimentos nesse tipo de exploração e em 2009 iniciou-se a ampliação da produção nacional. Para iniciar os processos de exploração e perfuração em uma região com indícios de petróleo é necessário um estudo geológico e geofísico do local, uma vez que os investimentos iniciais para esse processo são da ordem de alguns milhões de dólares (GAUTO, 2011).

A formação geológica que possui mais chance de conter petróleo é a sedimentar. As rochas sedimentares foram formadas a partir da deposição de matéria orgânica, areia e lama gordurosa. Da matéria orgânica, sujeita a elevados níveis de compressão provenientes da deposição das camadas sedimentares superiores, originaram-se o petróleo e o gás que eventualmente o acompanha. As rochas com potencial capacidade de terem dado origem ao petróleo são chamadas Rochas Matrizes, exemplo desse tipo de rocha é o folhelho negro (rocha sedimentar argilosa, finamente folheada) de decomposição marinha ou lacustre.

Entretanto, o petróleo não se acumula na rocha em que foi gerado, movimenta-se sob o efeito de pressões causadas por deposições posteriores e escoa para regiões de mais baixa pressão através de poros ou fraturas das rochas, sendo esse movimento comparado ao da ultrafiltração. Neiva (1974 pag. 11) afirma que:

> "Logicamente, existem condições que interrompem a migração do petróleo, estabilizando-o e acumulando-o em determinadas porções ou áreas da bacia sedimentar (...) que dispõem de condições de fechamento, aprisionadoras do petróleo, e que consistem da (...) existência de calcário compacto que, em contato com a rocha reservatório, por cima e lateralmente, impede o movimento do petróleo retendo-o."

Essas condições são encontradas na chamada Rocha Reservatório, nela é localizada grande quantidade de petróleo em arenitos porosos.

Conhecendo as prováveis localizações do petróleo, realiza-se a perfuração do poço. Nele são usados os seguintes equipamentos: torre de sondagem, haste rotativa (coluna de perfuração), válvula de segurança, conduto de escoamento da lama, tubagens protetoras, broca de perfuração e o fluido de perfuração, também chamado lama de perfuração. As rochas são perfuradas por meio de movimentos de rotação e do peso transmitidos pela coluna de perfuração à broca. O fluido de perfuração é um dos componentes fundamentais para o êxito de uma perfuração, uma vez que ele é responsável por lubrificar e resfriar a broca, manter a coluna hidrostática, a fim de evitar possível erupção súbita ocasionada por uma zona de alta pressão, além de agir como reboco às paredes do poço (evitando desmoronamento) e levar à superfície os fragmentos da rocha perfurada, evitando o retrabalho da broca (NEIVA, 1974).

Esse fluido é transportado por dutos até a parte superior da haste rotativa e, através de um equipamento chamado cabeça de injeção, é injetado, sob pressão, no interior da haste. Ao atingir a broca, passa por seus bordos e retorna à superfície pelo espaço compreendido entre as hastes e as paredes do poço trazendo consigo todo o material triturado resultante da perfuração. Caso o fluido de perfuração não esteja de acordo com o sistema a ser perfurado, podem ocorrer problemas como a perda de circulação, a ineficiência da limpeza do poço, ocasionar um potencial agressivo ao meio ambiente, ser um possível formador de hidratos, dentre outros (SORGARD *et al.*, 2001).

Visando uma perfuração econômica e segura, sem problemas de inchamento das argilas, desmoronamentos e alargamentos excessivos, é construído um programa de fluido. Nele, o fluido é escolhido de acordo com as formações a serem atravessadas e o tempo de exposição a elas. Também se sabe que a densidade, o teor de sólidos, o filtrado e a viscosidade são as propriedades do fluido que mais influenciam no custo da perfuração, uma vez que afetam diretamente na taxa de penetração (THOMAS, 2004).

O processo de perfuração é bastante demorado, a cada 27 metros perfurados os sondadores encaixam um novo tubo, podendo realizar essa atividade mais de 200 vezes de acordo com a profundidade desejada. Cada período em que a perfuração é interrompida os custos do poço crescem bastante, devido ao tempo gasto para a manobra e conexão dos equipamentos comprometidos ou anexados (GAUTO, 2011).

A broca é outro equipamento que influencia consideravelmente na otimização da perfuração, visto que possui vida útil relativamente curta por está sujeita a um elevado desgaste. Dessa forma, é construído um programa de broca. Para isso, utilizam-se os dados dos fabricantes, dos poços de correlação (poços perfurados próximos ao poço analisado) e os perfis geológicos. Assim, sabe-se quando se deve trocar a broca a partir do acompanhamento do custo métrico em intervalos de tempos predeterminados, do torque na mesa rotativa e da taxa de penetração (THOMAS, 2004).

Outros atrasos no processo de perfuração podem ser devido a necessidade de realizar testemunhagem, cimentação, perfilagem ou alguns testes na coluna de perfuração, a fim de verificar possível vazamento. Todas essas paradas na perfuração, programadas ou não, refletem em um custo de perfuração elevado, visto que o custo do metro perfurado cresce linearmente com o tempo gasto no processo, conforme a equação 1.

$$C_M = \frac{C_B + C_H * (t_p + t_m)}{M_p}$$
 Eq.(1)

Onde: C_M é o custo métrico;

C_B é o custo das brocas;

C_H é o custo horário da sonda de perfuração;

t_p é o tempo gasto perfurando (h);

t_mé o tempo gasto manobrando (h);

M_p é o intervalo perfurado (m).

A partir dessa equação, percebe-se o quanto se pode reduzir o custo controlando a variável tempo gasto. Quanto menos paradas necessitarem ser realizadas, menos tempo de manobra será gasto e maior será o intervalo perfurado, reduzindo o custo final da perfuração. Para minimizar a quantidade de paradas para troca dos equipamentos comprometidos, devem-se reduzir ao máximo o desgaste

dos componentes da broca, isso é possível escolhendo a broca e o fluido de perfuração adequados às formações.

Embora existam algumas pesquisas relacionadas a esse tema, a carência de informações quanto à relação entre a redução do desgaste da broca e o uso do fluido de perfuração motivaram a realização desse trabalho.

1.1 OBJETIVOS

O objetivo geral deste trabalho é compreender a influência do fluido de perfuração na vida útil da broca, determinando a relação de lubricidade do fluido de perfuração com a broca no contato com diversos tipos de rocha, a fim de analisar o seu desempenho na redução do desgaste da broca.

Nesse sentido, serão adotados os seguintes objetivos específicos:

- Construir uma bancada simulando o processo de desgaste sofrido pela broca de perfuração durante a raspagem da rocha utilizando e não utilizando o fluido de perfuração.
- Caracterizar o fluido de perfuração utilizado nos testes por meio de análise reológica.
- Avaliar a taxa de desgaste de cortadores de carboneto de tungstênio e diamante sintético policristalino (PCD), respectivamente, com relação ao uso do fluido de perfuração.



Capítulo 2 Revisão Bibliográfica

2 **REVISÃO BIBLIOGRÁFICA**

Nesta seção serão apresentadas informações pertinentes para o entendimento científico dos fluidos usados na perfuração de poços petrolíferos, brocas comumente usadas para essa finalidade e rochas que possuem funções no que diz respeito a geração, acumulação e retenção do hidrocarboneto. Diante disso, organizou-se essa seção nos seguintes tópicos: *Fluidos de perfuração, Brocas de perfuração de poços*, por fim, *Rochas*.

2.1 FLUIDOS DE PERFURAÇÃO

Os fluidos de perfuração devem ser especificados de forma a garantir uma perfuração rápida e segura. Portanto, eles necessitam ser estáveis quimicamente, devem facilitar a separação dos cascalhos na superfície, devem ser inertes com as rochas produtoras, serem capazes de aceitar tratamento físico e/ou químico, serem passíveis de bombeamento e ainda apresentar baixo grau de corrosão e abrasão em relação à coluna de perfuração e seus equipamentos. Devem também resfriar e limpar pequenas impurezas, apresentar baixo custo de operação, facilitar as interpretações geológicas do material retirado do poço e, além disso, não serem agressivos ao meio ambiente (THOMAS, 2004).

Os fluidos também exercem grande importância na remoção dos cascalhos gerados na perfuração, dessa forma, evitando retrabalho da broca sobre estes e garantindo a limpeza do poço, mesmo em situações nas quais não há bombeio, nesse caso o fluido deve manter os sólidos em suspensão. Outras funções tão importantes que os fluidos exercem são listadas por Rocha *et al.* (2011) e mostradas a seguir:

- Manter o controle dos fluidos contidos nas formações atravessadas pelo poço;
- Estabilizar as paredes do poço;
- Transmitir potência hidráulica à broca, turbinas e motores de fundo;
- Fornecer energia a equipamentos da coluna de perfuração;
- Preservar ao máximo a formação portadora de hidrocarbonetos (mínimo dano ao reservatório);
- Formar reboco fino e pouco permeável

- Lubrificar a coluna de perfuração;
- Resfriar a broca (Ver figura 1);
- Permitir a transmissão de informações entre o fundo do poço e a superfície;
- Não interferir nos equipamentos de perfilagem (método mais conhecido para definição de camadas produtoras e que permite uma análise detalhada e precisa do conteúdo fluido das rochas do subsolo; é realizada por sondas).

Esse tipo de fluido assume comportamento não-newtoniano e é tratado como uma mistura complexa de sólidos, líquidos, produtos químicos e, por vezes, até de gases, podendo assumir aspectos de suspensões, dispersões coloidais ou emulsões, dependo do estado físico dos componentes.

Figura 1: Atuação do fluido de perfuração com a broca.



Fonte: PINHO e PLÁCIDO (2009)

É comum o uso de aditivos nos fluidos de perfuração. Nesse tema, as argilas destacam-se, uma vez que podem associar-se de diferentes maneiras, influenciando na qualidade e na eficiência dos fluidos. Os quatro efeitos causados pelas diferentes associações das argilas são agregação (argila seca), dispersão (estado pretendido pelo fluido, inverso da agregação), floculação (abrupto aumento da viscosidade, alta gelificação) e defloculação. A atuação dessas argilas no campo petrolífero se dá pela alta retenção de água, conferindo ao fluido boas propriedades viscosificantes, formadoras de gel e controladoras de filtração. Assim como as argilas, outros aditivos podem ser usados nas operações de perfuração, tais como: lignossulfatos, taninos, lignitos e fosfatos, usados como dispersante e inibidor físico; baritina e

hematita, usadas como adensante (ou seja, tem a função de controlar a densidade do fluido de perfuração); soda e potassa cáustica e cal hidratada, usadas como alcalinizantes, controladores de PH e floculante; surfactantes, sabões e ácidos graxos, usados com a finalidade de emulsificar a água e reduzir a tensão superficial do fluido; dentre outros. Esses aditivos citados podem ser combinados de acordo com cada fluido de perfuração e as condições de operação. A concentração de cada aditivo tem relação direta com cada uma das propriedades requeridas a ele (GUIMARÃES e ROSSI, 2008).

2.1.1 Tipos de fluidos de perfuração

Os fluidos de perfuração podem ser classificados quanto a sua fase contínua. Nesse critério, os fluidos podem ser*: fluidos à base de água, fluidos à base de óleo* e *fluidos à base de ar ou gás*.

Os fluidos à base de água vêm da combinação de meio aquoso, viscosificante, gelificante, alcalinizante, floculante, inibidor físico e/ou químico, dispersante, redutor de filtrado e adensante. Como se pode esperar, a água é o principal componente de qualquer fluido aquoso, podendo ser doce, com salinidade inferior a 1000 ppm de NaCl, nesse caso não é necessário pré-tratamento químico porque praticamente a água doce não afeta o desempenho dos aditivos empregados no preparo do fluido; dura, com concentrações de cálcio e magnésio suficientes para alterar o desempenho dos aditivos químicos; ou salgada, com salinidade superior a 1000 ppm de NaCl, podendo ser natural, como a água do mar. Os fluidos argilosos e poliméricos são exemplos de fluidos de base aquosa (ROCHA *et al.*, 2011).

As argilas e polímeros tem a função de controlar a viscosidade, limite de escoamento, forças géis e filtrado em valores adequados para conferir ao fluido uma boa taxa de remoção dos sólidos perfurados e capacidade de estabilização das paredes do poço, enquanto que a principal função da água é prover um meio de dispersão para esses materiais (argila e polímero) (MELO, 2008).

Os fluidos à base de óleo possuem fase contínua ou dispersante constituída por uma fase óleo, geralmente composta de hidrocarbonetos líquidos, e fase

dispersa composta por alguns sólidos coloidais, de natureza orgânica ou inorgânica. De acordo com Thomas (2004), suas principais características são:

- a) Grau de inibição elevado em relação às rochas ativas;
- b) Baixíssima taxa de corrosão;
- c) Propriedades controláveis acima de 176°C até 260°C;
- d) Grau de lubricidade elevado;
- e) Amplo intervalo de variação de densidade: de 0,89 a 2,4;
- f) Baixíssima solubilidade de sais inorgânicos.

Tais fluidos têm grandes aplicações em poços sujeitos à alta pressão e alta temperatura (HPHT), em formações *salinas de halita*, *silvita*, *carnalita*, de *arenitos*, de *folhelhos argilosose plásticos*, em formações com baixa pressão de poros ou de fratura, e ainda, em poços direcionais por minimizar o atrito da coluna de perfuração com as paredes do poço.

Em meio a tantas aplicações desse tipo de fluido não se pode esquecer o alto grau de poluição do fluido à base óleo. Isso faz com que eles sejam empregados com menor frequência do que os fluidos à base de água. Outras desvantagens do fluido à base óleo são o alto custo inicial, as menores taxas de penetração e a dificuldade na detecção de gás no poço devido a sua solubilidade na fase contínua.

Os fluidos à base de ar são utilizados geralmente em zonas com perdas de circulação severas e formações produtoras com pressão muito baixa ou com grande susceptibilidade a danos, além de serem também usados em formações muito duras (como o *basalto* ou o *diabásio*) estáveis ou fissuradas, onde o objetivo é aumentar a taxa de penetração, e ainda, em regiões com escassez de água ou regiões glaciais com camadas espessas de gelo. Esse tipo de fluido é usado em processo de perfuração com ar puro, utilizando ar comprimido ou nitrogênio com fluido em formações que não produzam elevadas quantidades de água nem contenham hidrocarbonetos; com névoa, utilizando mistura de água dispersa no ar sendo empregado em formações que produzem água em quantidade suficiente para comprometer a perfuração com ar puro; com fluido de perfuração com a finalidade de reduzir a densidade do sistema; e por fim, na perfuração com espuma, usando uma dispersão de gás em líquido quando se necessita de uma eficiência elevada de carregamento dos sólidos. (THOMAS, 2004)

2.1.2 Fatores que influenciam na escolha de um fluido de perfuração

Os fluidos de perfuração tem grande importância na perfuração de poços de petróleo, uma vez que são responsáveis por executar funções primordiais para o sucesso do processo de perfuração. Portanto, é necessário escolher adequadamente o fluido.

Há vários fatores que influenciam na escolha do fluido de perfuração, são eles: condições de segurança, formações rochosas salinas, zonas de altas pressões e temperaturas, condições ambientais, formações argilosas, trajetória do poço e questões econômicas. Nas condições de segurança é levado em conta o peso do fluido, uma vez que este deve possuir peso mínimo que garanta a não formação de hidratos gasosos. Quanto às formações rochosas salinas deve-se atentar para a diferença de pressão osmótica do local de perfuração. Sobre as zonas de altas pressões e temperaturas é necessário atenção dobrada, pois elas podem alterar as propriedades físico-químicas do fluido de perfuração. É também bastante importante conhecer a legislação ambiental em vigor nos locais onde será realizada a perfuração, para que o fluido utilizado não prejudique o meio ambiente da região. As formações argilosas são citadas por poderem alterar as propriedades reológicas dos fluidos de perfuração. Quanto à trajetória do poço deve-se levar em consideração a sua orientação, caso ela seja horizontal a atuação do fluido será dificultada. Por fim, temos as questões econômicas, as quais estão relacionadas ao custo da disposição final do fluido, custo de aditivos, custo de manutenção, entre outros (GUIMARÃES, ROSSI, 2008).

Ainda, o tipo e a qualidade do fluido de perfuração tem um efeito considerável no rendimento da broca. Sabe-se que fluidos de perfuração com base óleo melhoram o rendimento das estruturas de corte de PDC, enquanto que os de base água apresentam maiores problemas de limpeza em função da reatividade das formações na fase aquosa do fluido. Em poços com geometria mais complexa, como os direcionais, horizontais ou de grandes afastamentos, o fluido de perfuração deve apresentar algumas características imprescindíveis, como boa tixotropia, que garante a suspensão dos cascalhos em vazões muito baixas ou paradas de bombeio; alta lubricidade, que serve para reduzir esforços de torção na coluna de perfuração e garantir que o peso chegue sobre a broca; e baixa reatividade química com as rochas, que evita o inchamento ou o desmoronamento das formações perfuradas. "Finalmente, a seleção do fluido de perfuração não deve ser baseada somente em seu custo, mas também na melhoria do desempenho geral do poço", afirma Rocha *et al.* (2008).

2.1.3 Propriedades reológicas

O comportamento do fluxo de um fluido é definido pelos parâmetros reológicos. Para isto considera-se que o fluido segue um modelo reológico, cujos parâmetros vão influir diretamente no cálculo de perdas de carga na tubulação e velocidade de transporte dos cascalhos (THOMAS, 2004).

O controle de propriedades reológicas é de vital importância nas operações de perfuração, pois elas são responsáveis pela remoção dos cascalhos perfurados. Além disso, influencia no progresso de perfuração, chamado de taxa de penetração. No campo, as propriedades reológicas de interesse para o desenvolvimento de um fluido de perfuração são citadas por Melo (2008) e listadas a seguir:

- Viscosidade aparente, que é a viscosidade que o fluido teria se fosse Newtoniano;
- Viscosidade plástica, a parte da resistência ao fluxo causada pela fricção mecânica (esta fricção pode ser causada por concentração de sólidos, tamanho e forma dos sólidos e viscosidade da fase fluida). Essa propriedade pode ser aumentada pelo aumento da concentração dos sólidos ou pela diminuição da área superficial;
- Limite de escoamento, definido como a tensão mínima aplicada ao fluido para que haja alguma deformação cisalhante;
- Força gel, um parâmetro que indica o grau de gelificação devido à interação elétrica entre partículas dispersas no fluido. A força gel inicial mede a resistência inicial para colocar o fluido em fluxo e a força gel final mede a resistência do fluido para reiniciar o fluxo quando este fica um tempo em repouso.

Os parâmetros reológicos são determinados considerando um modelo matemático particular. Os modelos mais usuais são o de Newton, de Bingham ou

plástico ideal, de Ostwald de Waale ou de potência e o de Herschel-Bulkley ou de potência modificado. (Machado, 2002 apud MELO, 2008). A tabela 1 apresenta as equações de cada modelo matemático e a tabela 2 exibe as curvas de fluxo características para cada modelo matemático.

Modelo reológico	Equação do modelo	
Newton	$\tau = \mu \dot{\gamma}$	
Bingham	$\tau = \tau_0 + \mu \dot{\gamma}$	
Herschel-Bulkley	$\tau = \tau_0 + K\dot{\gamma}^n$	
	$\tau = A\gamma^n$	
	n = 1, para fluido	
Lei das potências	newtoniano	
Lei das potencias	n > 1, para fluido dilatante	
	n < 1, para fluido	
	pseudoplástico	
Vom Berg,	$\tau = \tau_0 + Bsen^{-1}(\dot{\gamma}/C)$	
Ostwald-de-Waele	0	
Robertson-Stiff	$\tau = a(\gamma + C)^b$	
Eyring	$\tau = a\dot{\gamma} + Bsen^{-1}(\dot{\gamma}/C)$	
Atzeni et al.	$\dot{\gamma} = \alpha \tau^2 + \beta \tau + \delta$	

Tabela 1: Modelo matemático que descreve o comportamento reológico dos fluidos.

em que: η = viscosidade (Pa.s); K = índice de consistência (Pa.sⁿ); n = índice de comportamento (adimensional); τ = tensão de cisalhamento (Pa); $\dot{\gamma}$ = taxa de deformação (s⁻¹); $\eta_{p,\pi}$ viscosidade plástica; τ_0 = limite de escoamento; A = parâmetro reológico semelhante a τ_0 ; B = parâmetro reológico que mede a taxa de quebra da estrutura; t = tempo; k = parâmetro de ajuste; E = energia de ativação para viscosidade (J/kg.mol.K); R = constante universal dos gases (1,987 cal/g.mol.k); T = temperatura absoluta (K).

Fonte: CASTRO et al. (2011)



Tabela 2: Tipo de fluxo e comportamento reológico.



Nessa monografia será descrito apenas o modelo de Herschel-Bulkley, uma vez que este foi o modelo que caracterizou o fluido de perfuração usado nos experimentos deste trabalho.

2.1.3.1 Modelo de Herschel-Bulkley

Quando são necessárias medições de viscosidade de altas taxas de cisalhamento (procedimento habitual), o modelo plástico de Bingham superestima a viscosidade de baixas taxas de cisalhamento da maioria dos fluidos de perfuração e o modelo da potência (também chamado de modelo Ostwald de Waele) subestima a viscosidade de baixas taxas de cisalhamento, uma vez que, neste modelo, o valor da tensão de cisalhamento é sempre zero quando a taxa de cisalhamento é zero. Para aliviar este problema com baixas taxas de cisalhamento, o modelo Herschel-Bulkley foi inventado (HARVEY e GROWCOCK, 2005).

O modelo de Herschel-Bulkley caracteriza fluidos não newtonianos independentes do tempo com tensão de cisalhamento inicial. Diz-se que eles são independentes do tempo porque suas propriedades reológicas independem do tempo de aplicação da tensão de cisalhamento.

Também chamado de Bingham generalizado. Este tipo de fluido também necessita de uma tensão inicial para começar a escoar. Entretanto, a relação entre a tensão de cisalhamento e a taxa de deformação não é linear. Esta relação depende do expoente adimensional n, característico para cada fluido, conforme mostrado na equação 2 (REOLOGIA, [20--?]).

O modelo de Herschel-Bulkley pode ser pensado como um híbrido entre os modelos de Lei de Potência (*Power Law*) e Plástico Bingham. Ele é essencialmente o modelo de Lei de Potência com um limite de elasticidade. Um comparativo entre esses modelos de reologia foram apresentados na Tabela 2. Para os fluidos de

perfuração não aquosos (NAFs) e as lamas à base de água e argila (WBMS), o modelo de Herschel-Bulkley funciona muito melhor do que o modelo Bingham plástico (HARVEY e GROWCOCK, 2005).

2.1.4 Sistema de circulação de fluidos

A maior parte do fluido utilizado em uma operação de perfuração é recirculada em um ciclo contínuo. No método rotativo, a remoção dos cascalhos da rocha é feita juntamente com o retorno do fluido, comumente chamado de lama.

O fluido é armazenado nos tanques de lama onde é succionado pelas bombas. Após a sucção, desloca-se por tubulações até ser injetado no interior da coluna através da cabeça de injeção (Swivel). Em seguida, ele se desloca por dentro da coluna, sai através de orifícios existentes na broca, conhecidos como jatos da broca, e retorna a superfície, pelo espaço anular (compreendido entre a parede do poço ou o revestimento e a coluna de perfuração), chegando ao subsistema de tratamento. Nele, a lama de perfuração é tratada, retirando partículas sólidas ou gasosas e adicionando produtos químicos, se necessário, para poder ser reinjetada no poço.

O sistema de tratamento é composto por peneiras vibratórias, onde se inicia a fase de tratamento retirando cascalhos; hidrociclones, responsáveis por retirar a areia do fluido; dessiltador, com a função de decantar partículas de dimensões equivalentes ao silte; mud cleanner, que é um dessiltador com peneira que permite recuperar partículas; centrífugas, sendo menos comum e que têm a função de retirar partículas bem pequenas ainda não removidas pelos hidrociclones; e, por fim, composto pelo desgaseificador, cuja função é eliminar o gás do fluido de perfuração proveniente, provavelmente, de um influxo de gás contido na formação (THOMAS, 2004).

Os sistemas de circulação dos fluidos e de tratamento de lama são mostrados na figura 2.



Figura 2: (a) Ciclo do fluido de perfuração no poço e (b) Sistema de tratamento de lama

Fonte: (a) <http://www.slb.com> e (b) THOMAS (2004)

2.2 BROCAS DE PERFURAÇÃO DE POÇOS

As brocas são equipamentos que têm a função de promover a ruptura e desagregação das rochas ou formações. O estudo das brocas, considerando seu desempenho e economicidade, é um dos fatores importantes na perfuração de poços de petróleo (THOMAS, 2004).

Na escolha da broca em uma perfuração deve-se considerar o rendimento que esta terá durante o processo (relação tempo gasto e profundidade alcançada), a economia (brocas com diamantes custam mais caro que as tricônicas), se o poço é direcional, o tipo e homogeneidade da formação rochosa, além da profundidade e geometria do poço (PLÁCIDO, PINHO, 2009).

As brocas variam em tipo e dimensões que são determinados de acordo com as formações a serem atravessadas e com a geometria do poço a ser perfurado. Devido a isto, as brocas podem variar de grandes (26") a pequenos diâmetros (4 ¾") (LIRA, 2013).

No processo de perfuração, a broca é o primeiro elemento a ser inserido na coluna de perfuração, estando em contato direto com a rocha. A rotação que lhe é aplicada em conjunto com o peso da coluna de perfuração promove a fragmentação da rocha. Os mecanismos de corte da broca podem ser por esmagamento, raspagem, torção, percussão e acunhamento. Também é comum ataques à rocha por erosão com a ação dos jatos de fluido. A forma de ataque dependerá do tipo e das características da rocha que se deseja cortar, principalmente em função de sua dureza e abrasividade. Esses fatores são de extrema importância na classificação das brocas. Thomas (2004 pag. 77) em seu livro *Fundamentos da Engenharia do Petróleo* afirmou: "As brocas para rochas moles possuem poucos cortadores de maior tamanho, enquanto que para as rochas mais duras possuem cortadores menores e em maior quantidade".

Em meio a tantas formas de ataque agressivas, a broca fica sujeita a grandes tensões, dessa forma o seu tempo de vida se reduz consideravelmente devido aos diversos tipos de desgastes que sofre.

2.2.1 Tipos de brocas de perfuração

As brocas são classificadas de acordo com suas partes cortantes, que podem ser móveis ou não, desse modo, tem-se os seguintes tipos: brocas sem partes móveis e brocas com partes móveis.

As **brocas sem partes móveis**, são caracterizadas pela inexistência de partes móveis e rolamentos, o que diminui a possibilidade de falhas. As principais brocas desse tipo são: *integral de lâminas de aço*, *diamantes naturais* e *diamantes artificiais* (PDC/TSP). A figura 3 apresenta esses três tipos de brocas.

Figura 3: (a) Broca tipo integral de lâmina de aço, (b) Broca de diamantes naturais e (c) Broca de diamante artificial PDC.



Fonte: PLÁCIDO, PINHO (2009)

As brocas de lâmina de aço foram as primeiras a serem usadas, possuem característica de perfurar por cisalhamento. Elas praticamente deixaram de ser usadas na perfuração de poços de petróleo, devido ao aparecimento das brocas de cones e também por causa de sua vida útil muito curta.

As brocas de diamantes naturais atacam a rocha por esmerilhamento. Comumente são usadas em testemunhagem (operação na qual se perfura apenas uma coroa da formação, preservando a parte interna para estudos), ou em formações extremamente duras e abrasivas (ROCHA *et al*, 2011).

As brocas com diamantes artificiais tipo PDC (*Polycrytalline Diamond Compact*) perfuram a rocha por cisalhamento, uma vez que promovem um efeito de cunha. Sua estrutura é formada por pastilhas ou compactos, montados sobre bases cilíndricas, instaladas no corpo da broca. As pastilhas são compostas por uma camada fina de partículas de diamantes aglutinados com cobalto, fixada a outra camada composta de carboneto de tungstênio. Esse tipo de broca é usado para perfurar formações moles com altas taxas de penetração (PLÁCIDO e PINHO 2009).

A necessidade de perfurar formações mais duras usando brocas com diamantes sintéticos ao invés das brocas com diamantes naturais, uma vez que essas últimas possuem elevado custo, fez a engenharia desenvolver os compactos TSP (*ThermallyStablePolycrystalline*). A broca com TSP resiste mais ao calor, pelo fato de não possuir cobalto, desse modo, pode ser usada na perfuração de formações duras, diferentemente da broca PDC que nesse tipo de formação tem as ligações entre os diamantes e o cobalto destruídas pelo calor gerado durante a perfuração (THOMAS, 2004).

As **brocas com partes móveis** são caracterizadas pela existência de um a quatro cones capazes de girar e que abrigam a estrutura cortante da broca. Desse grupo, as mais utilizadas são as tricônicas devido a sua eficiência e menor custo inicial em relação às demais (ver figura 4). Todas as brocas com partes móveis possuem dois elementos principais, são eles: estrutura cortante e rolamentos.

Figura 4: (a) Broca tricônica de dentes de aço e (b) Broca tricônica de insertos de carboneto tungstênio



Fonte: PLÁCIDO, PINHO (2009)

A estrutura cortante de uma broca com partes móveis consiste nas fileiras de dentes montados sobre o cone que se interpõem entre as fileiras dos dentes dos cones adjacentes, quando a broca possui dois ou mais cones. No caso da broca tricônica, a estrutura cortante divide essa categoria em outros dois tipos, são eles: as brocas tricônicas com dentes de aço, que possuem sua estrutura cortante fresada no próprio cone; e as brocas tricônicas com inserto de carboneto de tungstênio, que possuem os insertos instalados por processo de interferência em orifícios abertos na superfície do cone (THOMAS, 2004).

É importante salientar que há vários formatos de dentes e de inserto, cada qual para um tipo de formação.

As brocas tricônicas atacam a rocha por raspagem, devido à excentricidade dos eixos dos cones em relação ao eixo da broca (*offset* do cone), ou ainda devido aos cones serem, na realidade, junções de troncos de cones com ângulos diferentes; lascamento, esmagamento e erosão por impacto dos jatos de lama. Esses mecanismos de desgaste agem de forma combinada, entretanto, dependendo do tipo de formação, há um mecanismo que se sobrepõe aos demais (ROCHA *et al.*, 2011).

Nas brocas projetadas para rochas moles o efeito de raspagem é predominante. Em rochas duras, onde a taxa de penetração é baixa e os custos de perfuração tendem a ser altos, o mecanismo de esmagamento provou ser o mais adequado (THOMAS, 2004).

Quanto aos rolamentos presentes nas brocas tricônicas sabe-se que são: com roletes e esferas não selados (não possuem lubrificação própria, sendo lubrificados pelo fluido de perfuração), com roletes e esferas selados (possuindo lubrificação própria, o que aumenta a vida útil da broca) e com mancais de fricção tipo *jornal* (mancais revestidos com metais nobres com dispositivo interno de lubrificação). Esse último são de maior custo, mas são os mais eficazes apresentando baixo índice de falha.

A figura 5 mostra os componentes de uma broca tricônica com insertos de carboneto de tungstênio.



Figura 5: Componentes de uma broca tricônica

2.2.2 **Desgastes sofridos pelas brocas**

Quando uma broca sai do poço deve-se verificar os desgastes que ela sofreu para que essas informações, quando registradas, sirvam para a otimização de futuros projetos de perfuração na área.

Há vários fatores que influenciam no desgaste da broca, são eles: geológicos, de operação, de manejo e transporte. Pode-se considerar o fator geológico como o mais importante, uma vez que influencia diretamente na seleção e operação da broca. É necessário o conhecimento prévio da geologia do poço a ser perfurado a fim de avaliar a abrasividade e a resistência das rochas que serão atravessadas durante o processo de perfuração.

A composição de materiais abrasivos na constituição da rocha é a causa de desgaste prematuro em todas as estruturas de uma broca, nesse caso, o calibre é o parâmetro mais afetado. A resistência da rocha está diretamente relacionada ao tipo de formação (cimentação dos grãos, forma e tamanho) e aos eventos geológicos

que ela sofreu. Rochas que foram confinadas a grandes profundidades e posteriormente ficaram a profundidades menores defido a levantamentos tectônicos, geralmente, são mais compactas que as de tipo similares que não trocaram de profundidade ao longo do tempo.

Os fatores de operação estão relacionados com a geologia e geometria do poço, eles podem ser modificados em campo de acordo com desempenho observado na perfuração. Os principais fatores desse tipo são: peso sobre a broca (PSB), velocidade de rotação, geometria do poço e limpeza do fundo do poço.

À medida que a broca perfura, os dentes ou cortadores se desgastam, e geralmente se aplica cada vez mais peso. Este aumento de peso pode ser feito até chegar a um ritmo de penetração adequado ou até chegar ao limite prescrito nas recomendações de operação da broca, caso contrário, a broca terá um desgaste prematuro, seja ela de cones ou diamante (PLÁCIDO e PINHO, 2009).

Uma broca tricônica está sujeita ao desgaste da estrutura cortante, do rolamento e do calibre, podendo ocorrer fratura do cone e dos dentes da broca, além da remoção de alguns dos cones ou mesmo dos insertos, conforme ilustrado na figura 6.



Figura 6: Brocas tricônicas com insertos de carboneto tungstênio desgastadas

Fonte: THONSON, KRASUK e ROMERO(2011)

A velocidade de rotação pode limitar o funcionamento da broca acarretando em uma vida útil mais curta, caso seja aplicada uma velocidade inadequada ao tipo de broca. Deve-se observar que em formações moles um aumento na velocidade de rotação resulta em um aumento proporcional de penetração, enquanto que em formações duras é possível que ocorra o contrário. As brocas impregnadas de diamante suportam altas velocidades, por isso podem ser usadas com motor de fundo ou turbina. As brocas tricônicas, geralmente, trabalham em baixa rotação com a finalidade desgastar o mínimo possível dos seus componentes móveis. Entretanto, também existem brocas tricônicas especiais para altas velocidades de rotação que são projetadas para serem usadas com motor de fundo (suportando 50 a 600 rpm) ou turbina (suportando 1000 rpm). Nesse caso, as brocas possuem melhorias no sistema de rolamento e no hidráulico, além de possuir um recobrimento de carboneto de tungstênio para proteger contra a abrasão, além disso, selo e graxa para operar em condições de alta temperatura com segurança (PLÁCIDO e PINHO, 2009).

A limpeza do fundo do poço é importante para evitar o retrabalho da broca e o desgaste dela por atrito das partículas de rocha já cortadas. Nesse âmbito, o fluido de perfuração exerce papel fundamental, visto que ele tem a função de limpar o poço e carregar os cascalhos, além de resfriar os dentes da broca e lubrificar o corpo dela evitando, assim, o desgaste. A figura 7 ilustra um poço lubrificado e sem lubricação, nela pecebe-se que no poço sem lubricação os detritos de rocha ficam livres atritando com a broca e dificultando a operação de perfuração, confirmada pela menor taxa de penetração.

"Em função da experiência, em certas situações como a de desviar um poço, é necessário utilizar condições de operação não recomendáveis como o peso sobre a broca, velocidade de rotação variável para aumentar, diminuir ou manter o ângulo de perfuração. Nesses casos o desgaste das brocas é inevitável". Plácido *et al.* (2009 pag. 54).

Figura 7: (a) Poço com detritos não removidos e menor taxa de penetração e (b) Poço com detritos removidos, resultando em maior taxa de penetração.



Fonte: MATA, GALVÃO (2012)

Outro ponto a ser tratado diz respeito ao desgaste causado na broca de perfuração devido ao contato deslizante e impacto com a superfície da rocha. O desgaste das brocas durante a perfuração é um dos fatores principais que determinam o tempo de vida da broca, uma vez que ele diminui a taxa de penetração e aumenta a força de perfuração durante o processo de perfuração de um poço. Significante economia pode ser obtida se o controle eficaz do desgaste das brocas for obtido. Cada tipo de rocha produz um diferente tipo e taxa de desgaste, isso varia de acordo com a natureza da interação entre a broca e a rocha. Contudo, o desgaste mais comum encontrado em testes realizados com a broca PDC é o desgaste por abrasão. Outros tipos de desgaste também encontrados foram: desgaste por fadiga, considerado o mais catastrófico dos desgastes; por erosão e por corrosão (ERSOY, WALLER, 1995).

Os resultados da pesquisa de Ersoy e Waller (1995) mostraram que rochas que contém partículas grandes e moles fracamente ligadas e uma quantidade considerável de poros têm taxa de desgaste muito baixa (exemplo é o Calcário); rochas que contém partículas anguladas e tamanhos de grãos significativamente grandes têm maiores taxas de desgaste (exemplo é o granito); as taxas de desgaste das brocas aumentam rapidamente com o teor de silicato nas rochas (exemplo é o
Arenito); e o volume de desgaste abrasivo é linearmente proporcional ao peso da broca e ao torque aplicado. Contudo, estes autores não avaliaram o efeito dos fluidos de perfuração na redução do desgaste.

Miyazaki et al. (2016) mostraram, através de testes de perfuração em amostras de granito (50 x 50 x 80 cm cada) realizados em laboratório, que o desgaste em insertos carboneto de tungstênio (WC-Co) é maior do que o desgaste em insertos de diamante compacto policristalino (PDC) sob as mesmas dimensões de operação (ver figura 8), consequentemente, brocas com insertos de PDC têm tempo de vida maior comparadas com brocas com cortadores de WC-Co. Também foi realizada a medição do torque sobre as brocas com ambos os tipos de insertos (ver figura 9) e notou-se um aumento acentuado do torque nas brocas com WC-Co devido ao aumento do atrito entre o corpo da broca e a rocha, uma vez que a área superficial da broca em contato com a rocha aumentou devido ao desgaste dos cortadores. Consequentemente, a broca com WC-Co teve seu avanço dificultado necessitando de troca antecipada. Entretanto, ao se realizar a troca da broca, o furo deve ser escareado usando a nova broca e isso provoca a ocorrência de perda de calibre na nova broca antes mesmo dela atingir a parte inferior do furo. Assim, o uso de broca com cortadores de PDC mostrou-se satisfatória na perfuração de formações rochosas duras por contribuir na redução de operações de escareamento do furo, evitar problemas de tubos presos no poço e também por apresentar uma taxa de penetração aproximadamente constante durante a perfuração nessas condições rochosas.



Figura 8: Comportamento dos cortadores de PDC e WC-Co na perfuração de granito.

Fonte: Adaptado de MIYAZAKI et al. (2016)





Fonte: Adaptado de MIYAZAKI et al. (2016)

Para Ghosh *et al.* (2016), a taxa de perfuração (isto é, taxa de penetração) ou é reduzida gradualmente pela deterioração contínua da broca ou mais rapidamente por danos completos dos dentes (insertos). Com o desgaste da broca, a taxa de penetração no final da vida útil de uma broca tricônica pode ser reduzida de 50 a 75% em comparação com uma broca tricônica nova. Dessa forma, a taxa de penetração é um parâmetro bastante usado por operadores para identificarem o tempo de troca da broca. Em seu estudo, Ghosh *et al.* (2016) detectaram que as características de massa da rocha não estão correlacionados como tempo de vida da broca e que os parâmetros operacionais (torque de rotação, velocidade de rotação e uma força de avanço) estão correlacionados negativamente com esse tempo. Esta correlação negativa sugere que a magnitude dos parâmetros operacionais possa, eventualmente, ser reduzida a fim de aumentar o comprimento do tempo de vida operacional da broca, e, por sua vez, reduzir os custos gerados pela necessidade de troca da broca, diminuindo, consequentemente, o custo total de perfuração.

Quanto aos fatores que influenciam a vida de uma broca, KATIYAR *et al.* (2016) mostraram que o tempo de vida de uma broca com cortadores de carboneto de tungstênio ligados por cobalto (WC-Co) é influenciada pelos seguintes fatores: composição da liga (que altera propriedades mecânicas, químicas e térmicas do componente), geometria (tamanho, forma e dimensão) do componente e as condições físico-químicas do ambiente em que a broca opera. Eles também afirmaram que alterações em qualquer um desses fatores tornam a broca

susceptível aos seguintes modos de falha: desgaste abrasivo e erosivo, corrosão, lascamento/fratura do carboneto de tungstênio cimentado (WC/Co) na superfície dos componentes, ações de craqueamento térmico e deformação térmica. O desgaste abrasivo e erosivo durante a perfuração é causado pelo fluxo de fluido (líquido ou ar) em alta velocidade contendo partículas sólidas resultantes da perfuração (minerais, rochas e areia) e pode ser solucionado por uma composição com menor teor de ligante (Co, Ni) e grãos de WC de fina granulometria, uma vez que eleva a dureza do cortador tornando-o mais resistente ao desgaste cuja taxa depende da pressão do fluxo do fluido e da morfologia das partículas abrasivas. Raspagem é outro mecanismo que geralmente ocorre durante a perfuração. Ele acontece quando a broca está operando em alta velocidade de rotação, na perfuração de rochas com alta dureza e/ou quando há bordas relativamente afiadas na rocha da formação. A figura 10 ilustra imagens ópticas de várias superfícies de insertos de carboneto de tungstênio com desgastes.

Figura 10: (a) raspagem, (b) choque e descamação, (c) fratura por fadiga de impacto e (d) fragmentação e fissuras.



Fonte: KATIYAR et al. (2016) apud ZHOU (2014).

Maior teor de elemento metálico com microgrãos de WC é também uma solução para problemas de lascamento e fraturamento da superfície com WC-Co,

uma vez que proporcionam excelente resistência à tração e dureza ao cortador. Em contra partida, quanto maior for teor de níquel (Ni) e cobalto (Co) com grãos grossos de WC, mais resistente o material será ao choque térmico. Componentes reforçados por níquel como ligante, em vez de cobalto, associado a partículas grosseiras de WC apresentaram maior resistência à corrosão (KATIYAR *et al.*, 2016).

A fim de aperfeiçoar a eficiência de corte e reduzir a taxa de desgaste em cortadores de PDC, Yahiaoui et al. (2013) realizaram experimentos avaliando a interação de quatro principais propriedades que interferem na qualidade do material PDC, são elas: teor de cobalto nas amostras, presença de fase indesejada de carboneto de tungstênio, tamanhos de grãos dos diamantes e distribuição de tensões residuais. Segundo os autores, o tamanho de grão de diamante é o parâmetro mais sensível quando se exige cortadores resistentes à abrasão. Quanto mais finos forem esses grãos, mais resistente o cortador será ao mecanismo de desgaste abrasivo. Sobre o cobalto usado como ligante, foi descoberto que ele não é apenas um catalisador usado para a sinterização, mas é um precursor para a formação de diamante, uma vez que o carboneto de cobalto permanece após a sinterização do PDC. Entretanto, o aumento do teor de cobalto, na parte diamante do cortador, aumenta a taxa de desgaste na amostra. Os resultados ainda mostraram que a presença de partículas de carboneto de tungstênio na região do PDC gera cortadores de baixa qualidade e que tensões residuais de tração no diamante promovem propagação de trincas (ver figura 11) e induzem menor resistência à abrasão causada pelo enfraquecimento do contorno de grão.



Figura 11: Formação de trincas na camada de PDC.

Fonte: YAHIAOUI et al. (2016).

2.3 ROCHAS

Sabe-se que o petróleo é formado a partir da matéria orgânica depositada confinante com sedimentos e que essa matéria pode ser proveniente de algas e microorganismos que formam o fitoplâncton ou de vegetais superiores, como plantas e árvores. Contudo, para originar o petróleo, a qualidade do sedimento e das condições térmica, além da matéria orgânica, são fatores que interagem diretamente na formação do óleo e do gás. De acordo com Thomas (2004), a necessidade de condições não-oxidantes pressupõe um ambiente de deposição composto de sedimentos de baixa permeabilidade, inibidor da ação de água circulante em seu interior. Dessa forma, a matéria orgânica marinha é mais propícia a dar origem ao petróleo por não sofrer processo de oxidação, enquanto que a proveniente de vegetais superior é menos propensa devido o meio oxidante.

Depois de formado, o petróleo migra por entre as rochas porosas e permeáveis até ser interceptado e contido por uma barreira geológica, encontrada essa barreira dá-se a acumulação do óleo naquele local. A rocha onde o petróleo acumula-se é chamada de reservatório e a rocha onde ele é formado é dita geradora ou fonte. Quanto menor a distância das rochas geradoras para a região do reservatório menor será a perda pelo seu transporte. Distâncias elevadas implicam na dissipação de parte do petróleo durante seu trajeto. Dá-se o nome de armadilha às formações rochosas constituídas por um tipo de rocha ou conjunto de rochas que são capazes de aprisionar o petróleo após sua formação, evitando que ele escape. A armadilha ideal deve apresentar rochas-reservatório adequadas, ou seja, porosidade entre 15% e 30%, condições favoráveis para a migração do petróleo das rochas fonte para as rochas-reservatório e ainda um selante adequado para evitar a fuga do petróleo para a superfície (THOMAS, 2004).

2.3.1 Tipos das rochas

Na indústria do petróleo três tipos de rochas têm bastante importância, são elas: a rocha fonte, a rocha-reservatório e a rocha selante.

A rocha geradora é onde o petróleo é gerado, ela é formada por sedimentos finos, ricos em matéria orgânica, soterrados a uma profundidade mínima de 500

metros. Devido à deposição de matéria sobre ela, a rocha se comprime, diminuindo sua porosidade e, com a alta temperatura, induz os hidrocarbonetos a migrarem para cima, uma vez que ela possui micro fraturas. Dessa forma, inicia-se o fluxo de migração do óleo para um ambiente de menor pressão e maior porosidade. É a partir da migração que o petróleo terá chances de se acumular em um reservatório e formar reservas de interesse econômico. *As rochas argilosas (folhelhos) são um exemplo de rocha geradora* (ROCHA *et al.*, 2008 e THOMAS, 2004).

A rocha-reservatório é onde o petróleo fica acumulado. Ela pode ter qualquer origem ou natureza, entretanto para se transformar em um reservatório deve possuir porosidade, ou seja, espaços vazios no seu interior que devem estar interconectados. Isso confere à rocha a característica de permeabilidade. Sendo assim, arenitos, calcarenitose todas as rochas sedimentares essencialmente dotadas de porosidade intergranular que sejam permeáveis podem se constituir em rochas-reservatórios. Ainda, folhelhos e carbonatos (que são porosos e impermeáveis) podem conter petróleo acumulado caso estejam naturalmente fraturados.

"Nas bacias sedimentares brasileiras produtoras de petróleo os reservatórios são dominantemente convencionais, arenitos e calcarenitos. Porém, existem exemplos de acumulações de hidrocarbonetos em rochas tanto sedimentares quanto ígneas e metamórficas não convencionais, como os folhelhos fraturados na Bacia do Recôncavo, BA, os basaltos na Bacia de Campos, RJ, e metamórficas fraturadas na Bacia Sergipe-Alagoas". Thomas (2004 pag. 18).

A rocha selante ou selo é aquela responsável por formar uma barreira que impede a migração de hidrocarbonetos das rochas reservatório, favorecendo a sua acumulação. Ela caracteriza-se pela impermeabilidade (ou baixa permeabilidade) e plasticidade. Esta última característica capacita a rocha a manter sua condição selante mesmo depois de submetida a esforço determinante de deformações. A eficiência selante de uma rocha não depende só de sua espessura, mas também de sua extensão. Duas classes de rochas são selantes por excelência: os *folhelhos* (rochas argilosas laminadas) e os *evaporitos* (sal). *Rochas carbonáticas e rochas ígneas* são exemplos de outros tipos de rochas que também podem funcionar como rocha selante (MATHIAS et al., 2011).

A figura 12 esquematiza como se dá a migração de petróleo, ilustrando os tipos de formações rochosas que participam desse processo.



Figura 12: Formações geológicas que permitem a retenção de petróleo.

Fonte: <http://diariodopresal.files.wordpress.com/2009/01/extracao-de-petroleo.jpg?597>

2.3.1.1 Arenito com óleo impregnado

Arenitos são rochas sedimentares de origem mecânica do tipo arenáceas constituídas de partículas ou grânulos de quartzo detrítico, subangulares ou angulares. Eles são formados em inumerosos ambientes de sedimentação: marinho, lacustre, praial, estuarino, fluvial, eólico e periglacial.

Esse tipo de rocha possui coloração variada: geralmente são amarelados, avermelhados, cinzentos, castanhos ou brancos. A granulação média constitui textura comum e apresentam-se bem estratificados, muitas vezes com estratificação cruzada, marcas de ondulação, concreções ou fósseis. O quartzo constitui o mineral principal, podendo ocorrer, igualmente, feldspato, mica ou outros minerais. Os grãos podem estar cimentados por uma matriz argilosa ou por sílica, calcita ou óxido de ferro (GODOY, 2005).

Segundo Morelatto e Fabianovicz (2015), os principais reservatórios da Bacia Potiguar são constituídos por arenitos flúvio-deltaicos e turbidíticos da Formação Pendência, por arenitos deltaicos da Formação Alagamar e por arenitos flúvioeólicos da Formação Açu (que concentra cerca de 70% das reservas de hidrocarbonetos da bacia).

Uma vez que o arenito é uma rocha comumente encontrada nas bacias brasileiras produtoras de petróleo, inclusive na Bacia Potiguar, notou-se demasiada importância na análise tribológica da pastilha de carboneto de tungstênio em contato com essa rocha.

2.3.1.2 Halita

Com o descobrimento do pré-sal, o estudo do comportamento dos equipamentos de perfuração ao atravessar a camada de sal tem sido largamente difundido. Nesse sentido, analisou-se o desgaste de um inserto de carboneto de tungstênio no ataque por cisalhamento à rocha de halita.

A halita é uma rocha sedimentar evaporítica de origem química originada por depósitos salinos formados principalmente a partir da evaporação da água do mar. As condições mais propícias para a sua formação são encontradas em locais com limitada circulação de água e clima seca, onde a evaporação é maior que a precipitação (GODOY, 2005).

Os evaporitos são rochas selantes por excelência, uma vez que possuem boa impermeabilidade e plasticidade, características que os capacitam a manter suas condições selantes mesmo após submetidos a esforços determinantes de deformação.

Halita, cuja composição química é NaCl, é o nome mineralógico para o sal. Esta possui uma estrutura simples, além de ser também um exemplo clássico de um composto com ligação iônica. Os cristais de halita apresentam estrutura cristalina cúbica com raias brancas e fraturamento perfeito (MELO, CARVALHO, PINTO, 2008).

A tabela 3 mostra as propriedades desse mineral.

Propriedades	Halita			
Brilho	Vítreo, normalmente incolor para branco, mas, quando impura pode exibir tonalidades amarelo, vermelho, azul e púrpura.			
Cor	Incolor a ligeiramente colorida (branca a amarela, azul a roxa).			
Transparência	Transparente a translúcido			
Sistema Cristalino	Isométrico, hexaoctaédrica, 4/m 32/m			
Hábito	Usualmente cúbico, raramente octaédrica, alguns cristais possuem configuração afunilada, maciço, granular a compacto.			
Fratura	Conchoidal, brilhante			
Clivagem	(001) perfeita			
Germinação	Observada em (111)			
Dureza (escala de Mohs)	2,0 a 2,5	Ponto de ebulição	1.413°C	
Densidade (g/cm ³)	2,168			
Índice de refração	1,554	Solubilidade a: (0°C)	35,7 partes por 100 partes de água	
Ponto de fusão	840°C	(100°C)	39,8 partes por 100 partes de água	

Tabela 3: Principais propriedades da halita.

Fonte: MELO, CARVALHO, PINTO (2008)

2.3.1.3 Calcário

O calcário é uma rocha sedimentar constituída por carbonato de cálcio (Calcita). Ele pode apresentar estruturas diferentes e originarem-se em circunstâncias ecológicas muito variadas (pode ser encontrado em rios, lagos e no subsolo). Embora a maioria seja formado em ambiente marinho, ele também pode ser originado em água doce de pouca profundidade. Ele pode ser formado pela precipitação química do carbonato de cálcio na forma de bicarbonato ou a partir do acúmulo de organismos com esqueletocalcário – protozoários, coraliários, moluscos, entre outros (GODOY, 2005)

Os calcários comuns são rochas compactas com aparência macroscópica não cristalina, constituídas essencialmente por grãos finos de calcite. Apresentam cores diversas desde a branca, negra, bege, amarela, cinzenta, vermelha, castanhas e rosa, dependendo do tipo de impureza que tiverem.

As impurezas incluem quartzo, argila, óxido de ferro e fragmentos de rochas, entre outros materiais. A textura pode variar de granulação muito fina até grosseira. Frequentemente há estratificação, bem como numerosos fósseis. O calcário é formado essencialmente por calcita. A sílica está presente em forma de sílex finamente cristalizado, formando estratos ou massas nodulares. O quartzo, silte ou argila ocorrem em quantidades variáveis (GODOY, 2005).

2.3.1.4 Folhelho

Folhelhos são rochas sedimentares argilosas formadas, principalmente, pelo acúmulo de detritos provenientes da desagregação e decomposição de rochas na superfície terrestre. Uma característica marcante dos folhelhos é a fissilidade, uma propriedade que permite os folhelhos partir-se facilmente em finas placas dando a ele um aspecto foleado.

Eles são comumente encontrados durante a perfuração de poços de óleo e gás, representando mais de 75% das formações perfuradas e sendo responsáveis por grande parte dos problemas de instabilidade de poços de petróleo (RABE, 2003).

Na composição do folhelho é predominante a presença de argilas, cuja fração pode variar de 15% a 100%, e siltes de fina granulometria. Mas também, minerais como o quartzo, carbonatos e feldspatos podem ser encontrados.

Os folhelhos podem ser classificados como negros, silicosos, aluminosos e calcíferos. Os folhelhos negros são muito ricos em matéria orgânica de (3 a 15%), e desagregam-se em lascas finas, semiflexíveis e altamente físseis. Já os folhelhos silicosos, são caracterizados pelo alto teor de sílica, cerca de 85% de sua composição (o teor médio é de 58% de SiO2). Os folhelhos aluminosos tem uma porcentagem de alumina Al₂O₃ superior a 22% (a média de alumina é de 15,4%). Enquanto que os folhelhos calcíferos são ricos em CaCO₃, originado por precipitação química ou fragmentos de carapaças calcárias de organismos. Com o aumento do carbonato nos folhelhos, a fissilidade tem diminuição gradativa, passando para marga e calcário argiloso (MACHADO, 200-?).

Os folhelhos são bastante importantes para a indústria do petróleo uma vez que são rochas selante que devido sua baixa permeabilidade, impede o escape de hidrocarbonetos da rocha reservatório. Sua eficácia pode ser quantificada a partir de análises de sua extensão e espessura. Diferente das rochas de arenito, calcário, halita e folhelho, o granito é uma rocha ígnea produzida pela solidificação de um magma e é constituído, principalmente, por quartzo, um mineral incolor; feldspato (ortoclase, sanidina e microclina), responsável pela variedade de cores; e mica (biotite e moscovite), que confere o brilho à rocha.

Uma vez que o granito possui alto teor de quartzo, ele tem elevada dureza. Por esse motivo, ele foi escolhido para ser usado na realização de ensaios tribológicos envolvendo cortador de PDC.





3 METODOLOGIA

Nessa seção serão explicitados os procedimentos experimentais adotados para a análise do desgaste de insertos de carboneto de tungstênio e de diamante sintético policristalisno (PDC), comumente usado em brocas tricônicas e em brocas PDC, respectivamente, na perfuração de poços de petróleo. Os testes baseiam-se na análise tribológica com uso ou não de fluido de perfuração. Primeiramente, realizaram-se testes de riscamentos em halita e arenito com o auxílio de um esclerômetro, para isso foi necessário a usinagem de um suporte para a pastilha de carboneto de tungstênio. A seguir, construiu-se uma bancada que foi anexado a plaina mecânica com o objetivo de simular o processo de deposição gradual do fluido de perfuração durante a raspagem da rocha. Em seguida, realizaram-se os testes de raspagem utilizando os cortadores de carboneto de tungstênio e de PDC, caracterização do fluido de perfuração a partir de sua análise reológica e ensaios microscópicos com o auxílio de microscópio endoscópio digital e microscópico eletrônico de varredura.

3.1 CARACTERIZAÇÃO DO FLUIDO DE PERFURAÇÃO

O fluido de perfuração utilizado nos experimentos foi um fluido salgado base água em dispersão de argila com polímero, cedido pela empresa Petrobrás. A fim de caracterizar o fluido de perfuração foram realizados ensaios reológicos.

O método para obtenção dos parâmetros reológicos consiste em um sistema de cilindros coaxiais, onde a amostra é cisalhada entre as paredes do cilindro de raio maior e de raio menor. As constantes de taxa de cisalhamento e tensão cisalhante são calculadas conforme ilustrado no tabela 4.

Equações	Variáveis	
2	$K_{\dot{\gamma}}$ = Constante de taxa de cisalhamento	
$K_{\dot{\gamma}} = \frac{1}{1 - \left(\frac{R_{menor}}{R_{maior}}\right)^2}$	K_{τ} = Constante de tensão cisalhante	
	L = Comprimento do rotor	
$K_{\tau} = \frac{1}{1}$	R_{menor} = Raio do rotor	
$2\pi L - (R_{menor})^2$	R_{maior} = Raio do copo	

Tabela 4: Equações de fluxo.

Fonte: Elaborada pelo autor.

As curvas de fluxo foram obtidas pelo método CR (taxa de cisalhamento controlada) no intervalo de 0 a 1200 s⁻¹.

Os ensaios de reologia foram obtidos a temperatura ambiente (24,8°C) durante o tempo de 80 segundos com a utilização do Reômetro (mod. R/S SST, série 302348, BrasEq), exibido na figura 13. Os dados analisados pelo reômetro são enviados para um computador acoplado ao equipamento, então, um software, do próprio equipamento, gera os reogramas de tensão por taxa de cisalhamento, aplica os modelos matemáticos de acordo com a escolha do operador e compara com os modelos de curvas de fluxo existentes.



Figura 13: Reômetro.

Fonte: Elaborada pelo autor.

3.2 SUPORTES PARAS OS CORTADORES

Com a finalidade de realizar os testes experimentais de riscamento no Esclerômetro e na Plaina mecânica, foi necessária a usinagem e a adaptação de dois suportes nos padrões geométricos do porta-ferramentas comumente usados nesses equipamentos.

O suporte para a pastilha de carboneto de tungstênio (ilustrado na figura 14) foi usinado em um tarugo cilíndrico de aço SAE 1020 com ½" de diâmetro. Utilizouse torno mecânico para facear o tarugo e fresadora horizontal para desbastar uma de suas pontas. Com o auxílio de uma furadeira de bancada, fez-se um furo passante com 3,5 mm de diâmetro. Por fim, usinou-se uma rosca externa (M12x1,5) e outra interna (M4x0,5) utilizando um cossinete e um macho, respectivamente.



Figura 14: Suporte para o cortador de carboneto de tungstênio.

Fonte: Elaborada pelo autor

O suporte para os cortadores de PDC (figura 15) foi obtido por meio da adaptação de um porta-ferramenta de plaina mecânica (*Boring-Tool Holder*, número 80 fabricado pela J.H WILLIAMS CO.). Nessa adaptação, foram utilizadas duas cantoneiras em aço SAE 1020 com 20 mm de comprimento e 3 mm de espessura para aumentar a área de contato das aletas onde estavam encravados três cortadores de PDC, uma vez que essa área era limitada por elas possuírem superfícies irregulares. As cantoneiras foram soldadas no porta-ferramenta com auxílio de uma máquina de solda TIG (TIG 160S STAR WELD).



Figura 15: Suporte para o cortador de PDC.

Fonte: Elaborada pelo autor

3.3 PROJETO E CONSTRUÇÃO DA BANCADA

Nessa etapa foi projetada e construída uma bancada que trabalha associada à plaina limadora, cujo objetivo foi tornar a análise mais prática e eficiente, reduzindo o trabalho do operador, controlando melhor a vazão e a circulação do fluido de perfuração utilizado nos experimentos.

Foi utilizada uma Plaina Limadora (mod. PL400, nº 4677, SANCHES BLANES S.A) composta por torpedo, cabeçote e mesa, trabalha com velocidade em golpes por minuto, removendo a superfície da peça de trabalho por cisalhamento.

A bancada é constituída por:

- a) 1 suporte metálico para o sistema de acionamento da bomba centrífuga, usinado em aço SAE 1020 (Ver figura 16 c);
- b) 1 suporte metálico tipo calha em aço SAE 1020 (Ver figura 16 b);
- c) 2 mãos-francesas de aço SAE 1020 (Ver figura 16 a);
- d) 2 reservatórios plásticos (Ver figura 16 d);
- e) 4 parafusos cabeça quadrada;
- f) 1 botoeira;
- g) 1 bomba centrífuga (GMBOMBAS cod.94701581, 16V);
- h) 1 bateria 12V/1,3A;
- i) Mangueiras de nível de 3/8";
- j) Cabo flexível de cobre com 1,5mm de diâmetro.

Figura 16: (a) mão-francesa e bomba centrífuga, (b) suporte tipo calha, (c) suporte metálico juntamente com o conjunto bateria e botoeira acionadora da bomba e (d) reservatório do fluido de perfuração.





Fonte: Elaborada pelo autor.

A figura 17 esboça, em perspectiva, os componentes mecânicos da bancada projetados com auxílio de um software CAD. No Anexo 1 é possível conhecer as dimensões de cada peça.

Figura 17: (a) Vista em perspectiva dimétrica do suporte para o sistema de acionamento da bomba, (b) Vista em perspectiva isométrica da mão-francesa e reservatórios de fluido de perfuração e (c) Vistas em perspectiva trimétrica do suporte tipo calha.



Fonte: Elaborada pelo autor

Para a usinagem das peças metálicas, foram utilizados máquinas como a serra de disco e a serra hidráulica, fresadora, a furadeira de bancada e a máquina de solda elétrica. Também se utilizaram ferramentas como lima, arco e lâmina de serra e cossinete com desandador. A figura 18 ilustra a bancada montada junto à plaina mecânica.

Figura 18: (a) Vista frontal, (b) Vista lateral esquerda e (c) Vista superior da plaina juntamente com a bancada.



(a)

(b)



(c) Fonte: Elaborada pelo autor.

3.4 CARACTERIZAÇÃO DA BROCA DE PDC

Foi utilizada uma broca de perfuração com insertos de diamantes sintético policristalino (PDC) com bitola de 6 1/8" cedida pela Petrobrás, conforme figura 19.



Figura 19: (a)Vista superior e (b) Vista lateral da broca PDC utilizada.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Essa broca (modelo DSX111 HGJW B1, série 111986) possui conexão 3 $1/_2$ " regular, com quatro jatos de 13/32" e trinta cortadores (bits) de 11 mm distribuídos num total de sete aletas.

Uma vez que esse trabalho concentra-se na análise do desgaste apenas dos cortadores de PDC e eles estavam fortemente incrustados na broca de perfuração, foi necessária a remoção de parte de duas aletas para ser possível realizar os testes abrasivos. Dessa forma, utilizou-se a técnica de corte por jato de água que consiste, basicamente, em aplicar um jato de água com numa elevada pressão em um equipamento específico com área de saída muito pequena. Esse corte foi escolhido devido sua versatilidade em cortar materiais com grande espessura e dureza, além de não modificar a microestrutura da broca por ser um processo de corte por erosão e não por queima/fundição, como o corte a plasma ou laser. Na figura 20 é ilustrado o corte com a retirada de uma aleta.

Figura 20: (a) Aletas retiradas para análise e (b) Corte por jato de água para retiradas das aletas da broca PDC.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Vale salientar que a broca de perfuração utilizada nos experimentos já havia sido utilizada na perfuração de poços de petróleo, portanto apresentava desgaste prévio em seus cortadores, em virtude disso, foram realizadas microscopias com auxílio de um microscópio eletrônico de varredura (MEV) para avaliação e caracterização dos mecanismos de desgastes que os cortadores apresentavam antes da realização dos ensaios, as imagens obtidas são expostas também na figura 21.

Figura 21: MEV da aresta de corte das pastilhas de PDC antes da realização dos ensaios tribológicos.



Amostra 1 – Desgaste acentuado na aresta do cortador. Marcas da compactação e sinterização bem delimitadas.



Amostra 2 – Presença de ranhuras e partículas adesivadas a superfície, caracterizando mecanismos de desgastes abrasivo e adesivo.



Amostra 3 – Desgaste acentuado na aresta do cortador. Presença de ranhuras e partículas adesivadas a superfície, caracterizando mecanismos de desgastes abrasivo e adesivo.



Amostra 4 – Presença de partículas adesivadas a superfície, caracterizando mecanismos de desgastes adesivo.



Amostra 5 – Presença de partículas adesivadas a superfície.



Amostra 6 – Presença de trinca na superfície.

Fonte: Elaborada pelo autor.

3.5 ENSAIOS TRIBOLÓGICOS ENVOLVENDO OS CORTADORES E ROCHAS

Antes de começar a construção da bancada, viu-se necessário a realização de testes experimentais a fim de verificar a taxa de desgaste de uma pastilha de carboneto de tungstênio após séries de riscamentos à seco em arenito e halita.

Para analisar a resistência a abrasão, primeiramente, realizaram-se testes de riscamentos em halita e arenito utilizando um equipamento chamado Esclerômetro Pendular, composto principalmente por um pêndulo e um indentador acoplado a ele, ilustrado na figura 22. Nos ensaios com Esclerômetro adotou-se a profundidade

média de corte de 3,0 mm e realizou-se uma sequência de sete riscamentos em cada tipo de rocha.



Figura 22: (a) Desenho esquemático do esclerômetro e (b) ensaio em halita.

Fonte: (a) SOUZA (2008) e (b) Elaborada pelo autor

A amostra de halita obtida para a realização dos testes tinha um tamanho reduzido comparado com as amostras de arenito e calcário, portanto nela realizaram-se apenas riscamentos utilizando esclerômetro. A figura 23 ilustra detalhes da halita utilizada.



Figura 23: (a) halita e (b) microscopia da face lateral com fraturamento.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Objetivando analisar a influência da lubricidade do fluido de perfuração no desgaste dos insertos de carboneto de tungstênio e de PDC no contato com diferentes tipos de rocha, foram realizados ensaios tribológicos de raspagem utilizando a plaina mecânica juntamente com a bancada construída (detalhada no

item 3.3). Desse modo, foram utilizadas as seguintes rochas nos ensaios de raspagem: arenito com óleo impregnado, calcário e granito.

Portanto, o par tribológico adotado nos ensaios era composto por pastilha de carboneto de tungstênio e o cortador de PDC, ambos agindo como corpo de prova e a rocha, agindo como contra corpo.

Para a realização de testes experimentais simulando o desgaste de brocas tricônicas com insertos de carboneto de tungstênio (WC) foram usadas ferramentas de corte em forma de pastilha compostas por WC (classe H13A - Sandvik).

As pastilhas foram devidamente fixadas no suporte usinado (descrito no item 3.2) e submetidas à séries testes de raspagens em rocha arenito e calcário, respectivamente, com e sem a utilização do fluido de perfuração como lubrificante.

O testemunho de arenito analisado foi proveniente de um rocha-reservatório – porosa e permeável – e nele estavam acumulados hidrocarbonetos entre os grãos de quartzo, argila e feldspato. O testemunho possuía formato irregular medindo aproximadamente 12 cm de comprimento, 9 cm de largura e 5 cm de altura. Na figura 24 é possível ver o testemunho de arenito analisado.

Figura 24: (a) arenito com óleo impregnado e (b) microscopia do arenito estudado.



(a)



Fonte: Elaborada pelo autor.

Para a realização de testes experimentais simulando o desgaste de brocas PDC foram utilizados cortadores de diamantes sintético policristalino (PDC) com 11 mm incrustados em duas aletas removidas de um broca de bitola 6 1/8" cedida pelo Petrobrás (conforme descrita no item 3.3). As aletas foram devidamente fixadas no porta-ferramenta adaptado (descrito no item 3.2) e submetidas à séries testes de raspagens em rocha granito e calcário, respectivamente, com e sem a utilização do fluido de perfuração como lubrificante.

O testemunho de granito (ver figura 25) foi escolhido para análise, embora seja uma rocha ígnea, devido ser constituído por grãos de quartzo e feldspato, assim como o arenito. O testemunho possuía formato regular medindo 23 cm de comprimento, 15 cm de largura e 1,7 cm de altura, e é comercialmente conhecido como granito verde Ubatuba com granulometria de média a grossa.

Figura 25: (a) testemunho de granito e (b) microscopia da face superior do granito.



Fonte: Elaborada pelo autor.

O testemunho de calcário usado em ambos os ensaios (PDC e WC como corpo de prova), semelhantemente ao arenito, foi derivado de uma rochareservatório sendo porosa e permeável proveniente de uma formação sedimentar do Rio Grande do Norte. Possuindo aparência macroscópica não cristalina e sendo constituído essencialmente por grãos finos de calcite, o calcário estudado possuía formato de paralelepípedo dimensionando 16 x 6.5 x 7 cm de comprimento, largura e altura, respectivamente. A figura 26 ilustra o testemunho de calcário examinado.



Figura 26: (a) testemunho de calcário e (b) microscopia da face lateral com fratura.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Uma vez que cada rocha possui dimensões diferentes, foi adotado um padrão de deslocamento com o objetivo de unificar os ensaios de raspagem. Como a plaina limadora atua com frequência em golpes por minuto, manteve-se a frequência constante para todos os ensaios e o tempo de raspagem foi o parâmetro variável de acordo com o comprimento da rocha analisada, conforme mostrado na equação 3.

$$t = \frac{d}{(L * f)}$$
Eq.3

Onde: t = tempo (min)d = deslocamento total especificado (m)L = comprimento por golpe (m/golpe)f = frequência (golpe/min)

Foi adotado, aproximadamente, 151 metros como parâmetro de deslocamento total percorrido por cada cortador, que raspava e removia 1 mm de profundidade da superfície da rocha em cada golpe. A frequência da plaina foi mantida constante em 28 golpes/min. Os tempos dos ensaios para cada tipo de rocha são mostrados na tabela 5.

Rocha	Comprimento	Tempo
	(m/golpe)	(min)
Arenito	0,12	45
Calcário	0,16	34
Granito	0,23	23

Tabela 5: Tempo calculado para cada ensaio tribológico.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Para a realização dos testes em cada tipo de rocha e em ambas as situações (utilizando e não utilizando o fluido de perfuração como lubrificante) fixou-se a rocha na morsa da plaina mecânica e foram iniciados os ensaios, primeiramente sem o uso do fluido de perfuração e posteriormente, com a utilização do fluido para analisar a influência dele no desgaste dos cortadores. Na figura 27 podem-se observar imagens de alguns dos ensaios realizados.

Figura 27: Ensaios na plaina limadora.



(a) WC em arenito sem fluido de perfuração.





(c) PDC em calcário sem fluido de perfuração.

(b) WC em calcário com fluido de perfuração.



(d) PDC em granito com fluido de perfuração.

Fonte: Elaborada pelo autor.





4 **RESULTADOS E DISCUSSÕES**

Os resultados da caracterização do fluido de perfuração mostraram que ele se comporta como um fluido de Herschel-Bulkley. A figura 28 ilustra as curvas de fluxo comparativas geradas pelo software do Reomêtro. Nesta figura, nota-se com facilidade que a curva que melhor se assemelha é a curva de fluxo de Herschel-Bulkley, a grande discrepância nos valores iniciais de tensão de cisalhamento e viscosidade provém do Reômetro usado no experimento, que demora a se estabilizar. Na figura 28 também é possível verificar os valores de cada variável do modelo de Bulkley para esse fluido.





Fonte: Elaborada pelo autor.

Na figura 29 percebe-se o comportamento do fluido de perfuração com relação à viscosidade e taxa de cisalhamento. Nela, é possível notar que a viscosidade do fluido torna-se aproximadamente estável no valor de 20 mPa.s ou 20 cP. Tal valor é considerado baixo se comparado a fluidos de corte comercias tais como Dromus (Shell) cuja viscosidade é 39,7 cP e OP38 (Lubrax) cuja viscosidade é 37,0 cP. Entretanto, esses fluidos comumente são diluídos em água para aumentar

seu poder de resfriamento – quando é usado em situação com alta velocidade de corte – consequentemente, eles têm suas viscosidades diminuídas. Esse fato torna a viscosidade do fluido de perfuração razoável para lubrificar a broca e dessa forma reduzir o desgaste, o atrito e as forças de corte sobre ela.



Figura 29: Curva de viscosidade e taxa de cisalhamento.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Nos ensaios utilizando esclerômetro não se notou desgaste significativo do inserto de carboneto de tungstênio no riscamento da halita. Isso, provavelmente, se deve à baixa dureza desse tipo de rocha. Entretanto, numa perfuração que atravesse uma camada de sal (halita), é importante verificar o fluido adequado a ser utilizado no processo, uma vez que a halita, cujo constituinte principal é o composto iônico NaCl, pode reagir com o fluido de perfuração base água desequilibrando-o. Outro ponto ainda não analisado, mas que exige uma atenção fundamental, é a análise de desgaste por corrosão do inserto quando imerso em uma mistura de fluido de perfuração e halita.

Nos testes experimentais envolvendo o arenito com óleo impregnado em riscamento auxiliado por esclerômetro notou-se um pequeno desgaste na ponta do inserto, conforme ilustrado na figura 30.

Figura 30: (a) Inserto de carboneto de tungstênio não desgastado e (b) Inserto desgastado por abrasão no atrito com arenito com óleo impregnado após sequência de sete riscamentos auxiliados por Esclerômetro.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Nos ensaios tribológicos utilizando plaina limadora envolvendo a pastilha de carboneto de tungstênio, o arenito com óleo impregnado e o calcário notou-se um desgaste acentuado na ponta do inserto de carboneto de tungstênio submetido a atrito sem uso do fluido de perfuração quando comparado ao desgaste com uso dele, o que fortalece a hipótese que o fluido de perfuração exerce poder lubrificante na broca durante a perfuração. Na figura 31 é ilustrada a vista superior de cada pastilha submetida aos testes de raspagem.

Figura 31: Desgaste do cortador de carboneto de tungstênio por microscopia.



 (a) Pastilha de WC submetida à raspagem em arenito utilizando o fluido de perfuração.



(b) Pastilha de WC submetida à raspagem em arenito à seco.





(c) Pastilha de WC submetida à raspagem em calcário utilizando o fluido de perfuração. (d) Pastilha de WC submetida à raspagem em calcário à seco.



Os desgastes sofridos em ambas as situações são tipicamente abrasivos em virtude da dureza das rochas e da energia dissipada no atrito. Na figura 32 é representada uma análise comparativa do desgaste sofrido pela pastilha de carboneto de tungstênio nos ensaios com o arenito e calcário.

Figura 32: Comparativo entre o desgaste sofrido pela pastilha de carboneto de tungstênio em contato com o arenito e o calcário em atrito à seco e utilizando fluido de perfuração como lubrificante.



Fonte: Elaborado pelo autor.

É possível observar que a pastilha apresentou maior desgaste quando submetida à raspagem em arenito quando comparado ao calcário. Em ambas as situações, o desgaste foi reduzido pela utilização do fluido de perfuração, entretanto o percentual de redução do desgaste proveniente da utilização do fluido foi maior (23%) no ensaio envolvendo o calcário como contra corpo.

Semelhante aos resultados obtidos usando o carboneto de tungstênio, os testes com insertos de diamante sintético policristalino (PDC) obtiveram redução no desgaste do cortador quando foi utilizado o fluido de perfuração como lubrificante. Na figura 33 são mostrados os valores obtidos para desgaste dos cortadores por meio de imagens microscópicas.



Figura 33: Desgaste do cortador de PDC por microscopia.

Amostra 4 – PDC e Calcário submetidos a atrito sem adição de fluido de perfuração. (Total desgastado = 0,020 mm)



Amostra 1 – PDC e Calcário submetidos a atrito com adição de fluido de perfuração. (Total desgastado = 0,015 mm)



Amostra 2 – PDC e Granito submetidos a atrito sem adição de fluido de perfuração. (Total desgastado = 0,031 mm)



Amostra 3 – PDC e Granito submetidos a atrito com adição de fluido de perfuração. (Total desgastado = 0,025 mm)

Fonte: Elaborada pelo autor.

O desgaste do cortador de PDC equivale a 3,8%, em média, do desgaste da pastilha de carboneto de tungstênio. Logo, foi construído um gráfico comparativo (mostrado na figura 34) semelhante ao gráfico exposto na figura 32, para representar os valores obtidos para o desgaste do cortador de PDC em ambas as situações de corte.



Figura 34: Comparativo entre o desgaste sofrido pelo cortador de PDC em contato com o arenito e o calcário em atrito à seco e utilizando fluido de perfuração como lubrificante.

Fonte: Elaborado pelo autor.

No gráfico observa-se que o cortador de PDC apresentou maior desgaste quando submetido à raspagem em granito quando comparado ao calcário. Em ambas as situações, o desgaste foi reduzido pela utilização do fluido de perfuração, entretanto o percentual de redução do desgaste proveniente da utilização do fluido foi maior (25%) no ensaio envolvendo o calcário como contra corpo, resultado bastante semelhante ao obtido para a análise da pastilha de carboneto de tungstênio.

Notou-se uma diferença significativa no desgaste de ambos os cortadores utilizando o arenito/granito e o calcário como contra corpo. Esse resultado se deu porque o calcário possui dureza inferior ao do arenito e granito. De acordo com a Escala de Dureza de Mohs – que quantifica a dureza dos minerais, isto é, a resistência que um determinado mineral oferece ao risco (à retirada de partículas da sua superfície) – a calcita, principal constituinte do calcário, possui valor de dureza igual a 3 enquanto que o quartzo, principal constituinte do arenito e do granito, possui dureza igual a 7.




5 **CONCLUSÕES**

Com os resultados obtidos, tem-se a comprovação, baseada na literatura, da importância do fluido de perfuração para o arrefecimento da broca, visto que propriedades como dureza e resistência ficam comprometidas com o aumento da temperatura, além do material ficar susceptível à oxidação.

A bancada construída mostrou-se satisfatória, visto que atendeu com sucesso o propósito de simular o processo de deposição gradual do fluido de perfuração durante o ensaio tribológico.

Nos testes experimentais envolvendo arenito, calcário e granito em raspagem auxiliada por plaina notou-se que o desgaste nas pontas dos insertos de carboneto de tungstênio e de PCD submetidos a atrito com uso do fluido de perfuração foi reduzido 22% em média quando comparado ao desgaste que o par tribológico sofreu em atrito a seco, o que fortalece a hipótese que o fluido de perfuração pode agir como lubrificante e fluido de corte, embora seja um fluido argiloso, salgado e polimérico.



Capítulo 6 Referências Bibliográficas

6 **REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS**

[1] CARVALHO, A. L. C. Processamento de lamas de perfuração (lamas a base de água e lamas a base de óleo). 2005. 65p. Monografia (Graduação) – Universidade Federal de Itajubá. Itajubá, MG.

[2] CURSO PRÁTICO E OBJETIVO SOBRE PERFURAÇÃO. Disponível em: http://www.tecnicodepetroleo.ufpr.br/apostilas/engenheiro_do_petroleo/perfuracoes .pdf>. Acesso em 20 de junho de 2013.

[3] ERSOY, A.; WALLER, M.d. Wear characteristics of PDC pin and hybrid core bits in rock drilling. **Wear**, v. 188, n. 1, p. 150-165,1995.

[4] GAUTO, Marcelo Antunes. Petróleo S.A. - Exploração, produção, refino e derivados. Rio de Janeiro: Editora Ciência Moderna Ltda., 2011. 130 p.

[5] GODOY, Luiz Carlos. **Apostila de geologia**. Universidade Estadual de Ponta Grossa, 2005. Disponível em: http://www.geomarco.org/download/Apostila%20-%20Intemperismo.pdf>. Acesso: 22 de abril de 2016.

[6] GOMIDE, R. Operações Unitárias: Fluidos na indústria. Vol. 2. São Paulo,1993. 1-68 p.

[7] GONZÁLEZ, J. M. *et al.* Effect of interactions between solids and surfactants on the tribological properties of water-based drilling fluids. Colloids and Surfaces A: Physicochem. Eng. Aspects, v. 391, n.1, p. 216 – 223, 2011.

[8] GUIMARÃES, I. B.; ROSSI, L. F. S. Estudo dos constituintes dos fluidos de perfuração: proposta de uma formulação otimizada e ambientalmente correta. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENGENHARIA QUÍMICA, 17., 2008, Curitiba. **Anais**... Recife: COBEQ, 2008. p. 1-8.

[9] HARVEY, Tim; GROWCOCK, Fred. Drilling Fluids. In:____. Drilling FluidsProcessing – Handbook. Oxford: Elsevier, 2005. cap. 2.

[10] LIRA, Gustavo A. R. **Perfuração de poços**. Aula 13-16: Brocas-tipos, classificação e desgaste. UFRN: Natal, 2013.

[11] MACHADO, Fábio Braz. Folhelho. Banco de Dados Unesp, [200-?].
 Disponível em http://www.rc.unesp.br/museudpm/rochas/sedimentares.html.
 Acesso em 29 de janeiro de 2015.

[12] MAHTO, V.; SHARMA, V.P. Rheological study of a water based oil well drilling fluid. **Journal of Petroleum Science & Engineering: Elsevier**, v. 45, n.1, p. 123-128, 2004.

[13] MATHIAS, Caíque A. S.; BARROS, Jefferson C.; SANTOS, Diego A. S. Características das rochas selantes e armadilhas. UNINORTE - Centro Universitário do Norte, 2011.

[14] MATA, Wilson da; GALVÃO, Edney R.V.P. **Fluidos de perfuração**. Slides de aulas. UFRN: Natal, 2012.

[15] MELO, Klismeryane C. Avaliação e modelagem reológica de fluidos de perfuração de base água. 2008. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal, RN.

[16] MELO; CARVALHO; PINTO. **Halita**. Rio de Janeiro, 2008. Disponível em: http://www.cetem.gov.br/publicacao/CTs/CT2008-177-00.pdf>. Acesso em 27 de julho de 2013.

[17] NEIVA, Jucy. **Conheça o petróleo.** 3º edição Rio de Janeiro: Instituto Nacional do Livro, 1974.

[18] NJOBUENWU, Derrick O.; WOBO, Chimeka A. Effect of drilled solids on drilling rate and performance. Journal of Petroleum Science & Engineering: Elsevier, 55, p. 271-276, 2007.

[19] PINHO, Rodrigo; PLÁCIDO, João C. R. **Brocas de perfuração de poços de petróleo**. Rio de Janeiro, 2009.

[20] RABE, Claudio. Estudo experimental da interação folhelho-fluido através
 de ensaios de imersão. 2003. Tese (Doutorado) – Pontifícia Universidade Católica
 de São Paulo. São Paulo, SP.

[21] REOLOGIA de fluidos. Florianópolis, SC: [s.n.: 20--?]. Disponível em: <
 http://enq.ufsc.br/disci/eqa5415/REOLOGIA%20DE%20FLUIDOS%20 %20apostila.pdf>. Acesso em 11 de fevereiro 2014.

[22] ROCHA, Luiz A.S.; AZUAGA, Denise; ANDRADE, Renata; VIEIRA, João L.B.; SANTOS, Otto L.A.S. **Perfuração direcional**. 2 ed. Rio de Janeiro: Interciência: Petrobrás: IBP, 2008. [23] ELEMENTOS DE GEOLOGIA E MECÂNICA DOS SOLOS: rochas sedimentares. Disponível em:<http://www.ft.unicamp.br/~mantelli/Gerais/3%20ST% 20409%20Rochas%20Sedimentares%202009.pdf>. Acesso em 02 de fevereiro de 2014.

[24] SOUZA, J. R.; MEDEIROS, J. T. N; SILVA, R. C. L. **Resposta das resinas epóxi e poliéster ortoftálica a ensaios esclerométricos**. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) – Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal, 2008.

[25] SORGARD, E.; ALTEAS, E.; HYDRO, N.; FIMREITE, G; DZIALOWSKI, A.;
SVANES, G.S. Design of water based drilling fluid systems for deep water normay.
In: SPE/IADC DRILLING CONFERENCE, 2001, Amstedam. Anais... Amstedam:
SPE, 2001.

[26] TEIXEIRA, W.; TOLEDO, C.; FAIRCHILD, T.; TAIOLI, F. **Decifrando a terra**. São Paulo: Oficina de Textos, 2000.

[27] THOMAS, José Eduardo. **Fundamentos de engenharia do petróleo.** 2º edição. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2004.

[28] THONSON, L.; KRASUK, R.; ROMERO, K. Hybrid drill bit improves drilling performance in heterogeneous formation in Brazil. In: SPE OFFSHORE CONFERENCE, 2011, Macaé. **Anais**... Macaé: SPE, 2011.

[29] CASTRO, A. L. de; LIBORIO, J. B. L.; PANDOLFELLI, V. C. Reologia de concretos de alto desempenho aplicados na construção civil –Revisão. Cerâmica, v. 57, n.41. p. 63 – 75, 2011.

[30] MORELATTO, R.; FABIANOVICZ, R. Bacia potiguar – Sumário Geológico e Setores em Oferta. Décima Terceira Rodada de Licitações – Agência Natural do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), 2015.

[31] MIYAZAKI, K.; OHNO, T., KARASAWA, H.; TAKAKURA, S.; EKO, A. Performance evaluation of polycrystalline diamond compact percussion bits through laboratory drilling tests. **International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences**, v. 87, n.1. p. 1 – 7, 2016.

[32] KATIYAR, P. K.; SINGH, P. K.; SINGH, R.; KUMAR, A. L. Modes of failure of cemented tungsten carbide tool bits (WC/Co): A study of wear parts. **Int. Journal of Refractory Metals and Hard Materials**, v. 54, n.1. p. 27–38, 2016.

[33] ZHOU, Y. *et al.* Experimental study of WC/Co cemented carbide air impact rotary drill teeth based on failure analysis. **Engineering Failure Analysis**. v. 36, n.1. p. 186–198, 2014.

[34] GHOSH, R.; SCHUNNESSON, H.; KUMAR, U. Evaluation of operating life length of rotary tricone bits using Measurement While Drilling data. **International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences**. v. 83, n.1. p. 41–48, 2016.

[35] YAHIAOUI, M.; GERBAUD, L.; PARIS, J. Y.; DENAPE; J.; DOURFAYE, A. A study on PDC drill bits quality. **Wear**. v. 298 – 299. p. 32–41, 2013.



Anexo Componentes da Bancada





