

CARACTERIZAÇÃO DE FLUIDO DE PERFURAÇÃO PARA POÇOS DE PETRÓLEO

Orientadora: Prof^a. Dr^a. Carina Ulsen

Bolsista: Bianca Levy Sgroi Geranutti

Escola Politécnica da Universidade de São Paulo

bianca.geranutti@usp.br

Resumo

A busca intensiva por petróleo começou no Século XIX com a industrialização e, consequente, aumento da demanda mundial por derivados de petróleo. Inicialmente, os poços eram perfurados por métodos à percussão, em baixa profundidade e com o uso de água ou suspensões formadas com argilas locais, como fluidos de perfuração (BALTAR & LUZ, 2008). A literatura registra que o uso de aditivos, como tentativa de controlar as propriedades de um fluido de perfuração, ocorreu pela primeira vez no ano de 1921 (DARLEY & GRAY, 1988).

A escolha de fluidos de perfuração de poços de petróleo e gás natural, bem como a avaliação do desempenho desses fluidos durante a operação, é muito importante na fase exploratória e também de desenvolvimento do campo. Esses fluidos têm por funções principais carrear o cascalho gerado na perfuração, promover o resfriamento da broca, auxiliar na manutenção da estabilidade do poço, bem como para o controle da pressão para evitar a entrada de fluxo de óleo, gás ou água proveniente das rochas perfuradas.

Os fluidos de perfuração são cuidadosamente formulados com o intuito de se obter uma emulsão bastante estável com propriedades específicas para cada tipo de poço, visto que as condições desses variam conforme o solo a ser perfurado.

Assim, este estudo visa à caracterização de fluidos de perfuração base água através de análises físicas, químicas e mineralógicas, com determinações da distribuição granulométrica e morfologia das partículas, composição química e mineralógica, determinações de densidade, viscosidade e pH para avaliação das propriedades tecnológicas.

Palavras Chaves: fluido de perfuração, petróleo, caracterização de fluidos.

Abstract

The intensive search for oil began in the 19th century with industrialization and, consequently, increased global demand for petroleum products. Initially, the wells were drilled by percussion methods, in low depth and with the use of water or suspensions formed with local clays as drilling fluids (BALTAR & LUZ, 2008). The literature shows that the use of additives in an attempt to control the properties of a drilling fluid, first occurred in 1921 (DARLEY & GRAY, 1988).

The choice of drilling fluid of oil and natural gas wells, as well as the assessment of the performance of these fluids during operation, is very important in the exploratory phase and field development. The main task of these fluids are to carry the gravel generated in drilling, promote cooling the drill, assist in maintaining the stability of the pit, control the pressure to prevent the entry of oil flow, gas or water from the drilled rocks.

The drilling fluids are carefully formulated in order to obtain a fairly stable emulsion with specific properties to each type of well, since these conditions vary according to the soil to be drilled.

Thus, this study aims to characterize drilling fluids water based through physical, chemical and mineralogical analyzes by assessing particle size and shape analysis, chemical and mineralogical composition, besides density, viscosity and pH to evaluate technological properties.

Key words: drilling fluid, oil, fluid characterization.

Introdução

Os fluidos de perfuração são vistos de diferentes maneiras por diferentes autores. O Instituto Americano de Petróleo (API) considera fluido de perfuração qualquer fluido circulante capaz de tornar a operação de perfuração viável. Contudo, autores como (THOMAS et al. 2002) consideram os fluidos de perfuração como misturas complexas de sólidos, líquidos, produtos químicos e, por vezes, até de gases. Sendo que, do ponto de vista químico, eles podem assumir aspectos de suspensão, dispersão coloidal ou emulsão, dependendo do estado físico dos componentes. Do ponto de vista físico, os fluidos de perfuração assumem comportamentos de fluidos não newtonianos, ou seja, a relação entre a taxa de cisalhamento e a taxa de deformação não é constante (MACHADO, 2002).

Esses fluidos são comumente classificados com relação ao seu componente principal que constitui a fase contínua ou dispersante, que pode ser água, óleo ou gás, sendo chamado de fluido à base de água ou fluido à base de óleo, quando essa fase dispersante é constituída respectivamente por água ou o óleo.

As propriedades de controle dos fluidos podem ser físicas ou químicas. As propriedades físicas são mais genéricas e são medidas em qualquer tipo de fluido, enquanto que as químicas são mais específicas e determinadas para distinguir certos tipos de fluidos. O estudo dessas propriedades é de fundamental importância para que haja uma melhor interação entre o fluido de perfuração e o sistema a ser perfurado, bem como a melhora das funções específicas do fluido e a diminuição de riscos ambientais.

O fluxo do fluido de perfuração é constantemente acompanhado no poço para a garantia de seu desempenho, evitando a formação de reboco de baixa qualidade, dano de formação, má circulação, formação de hidratos e ocorrência de kicks. Esse monitoramento indicará possíveis modificações químicas no fluido através de aditivação ou diluição no sistema. Em suma, o fluido tem que ter na sua composição substâncias que confirmam a ele um desempenho adequado no que diz respeito à sua funcionalidade na perfuração da rocha com segurança e qualidade (MELO, 2008).

Objetivos

O objetivo desse projeto é estudar as propriedades de fluidos de perfuração base água utilizados na indústria de petróleo, tais como distribuição granulométrica, composição química e mineralógica, além de aspectos físicos para a determinação do melhor fluido para cada processo de perfuração, tendo em vista as condições de operação do poço a ser prospectado, explorado ou explotado.

Materiais e Métodos

Preparação do fluido de perfuração: Foram preparados dois tipos de misturas de fluidos de perfuração, sendo um tipo com barita e outro com caulinita. Os fluidos de perfuração foram preparados em um agitador mecânico da marca Nova Ética, modelo 103, a uma velocidade entre 360 rpm a 3600 rpm, com uma média de 1440 rpm, durante 20 minutos. A seguir, os fluidos permaneceram em repouso durante 24h em câmara úmida. Os insumos variáveis foram Carboximetilcelulose (CMC) e Polifosfatos Tensoativos.

Tabela 1 – Composição dos fluidos de perfuração formulados em laboratório

Componentes	Massa (%)							
	C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7	C8
CMC(massa variável)	0,13	0,13	0,28	0,28	0,28	0,28	0,65	0,65
Polifosfatos (massa variável)	0,00	0,13	0,00	0,13	0,00	0,13	0,00	0,13
Água	65,84	65,75	65,74	65,65	65,74	65,65	65,49	65,41
Barita	30,02	29,98	29,98	29,94	-	-	-	-
Caulinita	-	-	-	-	29,98	29,94	29,86	29,83
Bentonita	3,82	3,81	3,81	3,81	-	-	-	-
Sulfato de Potássio	-	-	-	-	3,81	3,81	3,80	3,79
Hidróxido de Sódio	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
Carbonato de Sódio	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09

Caracterização da mistura: O procedimento experimental envolveu a determinação das principais propriedades dos fluidos de perfuração: parâmetros físicos tais como a distribuição granulométrica, morfológica das partículas, densidade e viscosidade; e químicos, sendo a composição química e mineralógica e pH.

Distribuição granulométrica: A distribuição granulométrica das partículas foi determinada pela análise de imagens por espalhamento a laser de baixo ângulo em equipamento Malvern Mastersizer 2000. A importância de se caracterizar a distribuição do tamanho das partículas está no fato de que a capacidade do fluido de perfuração de formar uma camada de partículas úmidas, denominadas de reboco, sobre as rochas permeáveis expostas pelas brocas.

Morfologia das partículas: A determinação dos parâmetros de forma das partículas foi realizada por análise de imagens por fluxo dinâmico. Caracterizar a morfologia de partículas é uma demanda de extrema importância porque tais características físicas influenciam diretamente no comportamento reológico do fluido, parâmetros ligados diretamente ao cálculo de perdas de carga na tubulação e velocidade de transporte dos cascalhos.

Densidade: Foi usada uma balança de lama (Mud Balance). Os limites de variação da densidade dos fluidos para perfurar uma determinada fase são definidos pelo limite mínimo da pressão de poros e pelo limite máximo da pressão de fratura das formações expostas.

Viscosidade: Para se avaliar a viscosidade com maior precisão científica foi utilizado o viscosímetro rotacional. A viscosidade é uma propriedade reológica do fluido de perfuração que tem efeito importante sobre a limpeza do poço

Composição química e mineralógica: A composição química foi determinada por análises quantitativas por espectrometria de fluorescência de raios X em equipamento AxiosAdvanced, marca PANalytical, em amostras fundidas com tetraborato de lítio anidro, por comparação com materiais certificados de referência na calibração. Houve também necessidade de análises sem padrões dos elementos detectados, de flúor a urânio. A determinação dos principais minerais presentes na amostra foi realizada por difratometria de raios X através do método do pó, em equipamento X'Pert PRO com detector X'Celerator, marca PANalytical. A identificação das fases cristalinas foi realizada por comparação do difratograma das amostras com os bancos de dados PDF2 do ICDD - International Centre for Diffraction Data (2003) e PAN-ICSD – PANalytical Inorganic Crystal Structure Database (2007). A relevância na determinação desses parâmetros é que influenciam diretamente as propriedades dos fluidos e consequentemente o sucesso de uma operação de perfuração

Acidez e Alcalinidade: Foi verificado se o fluido estava com característica ácida ou básica usando o papel medidor de pH (0-14) Merck. É importante a análise dessa propriedade para controle de corrosão.

Resultados

Distribuição Granulométrica e Morfologia das Partículas: Foram realizadas análises de distribuição granulométrica e morfológica nos insumos utilizados na preparação dos fluidos de perfuração, Na Tabela 2o parâmetro D[10] representa o diâmetro passante de 10% do volume das partículas, D[50] o diâmetro passante de 50% do volume das partículas e D[90] o diâmetro passante de 90% do volume das partículas. Span é o índice utilizado para representar a polidispersão. A tabela ainda conta com área superficial específica das partículas.

Tabela 2 – Parâmetros estatísticos das distribuições dos insumos

	D[10]	D[50]	D[90]	Span	Área sup. (m ² /g)
Barita	4,979	19,820	46,917	2,116	0,530
Bentonita	2,910	12,538	38,132	2,809	0,844
Caulinita	1,750	6,260	26,405	3,938	1,500
Sulfatos	52,280	180,868	438,370	2,135	0,090
Polifosfatos	31,299	146,229	675,398	4,405	0,085

Densidade: As densidades médias obtidas para as diferentes composições de fluidos foram: C1 = 1,330 g/cm³, C2 = 1,325 g/cm³, C3 = 1,318 g/cm³, C4 = 1,325 g/cm³, C5 = 1,275 g/cm³, C6 = 1,265 g/cm³, C7 = 1,260 g/cm³, C8 = 1,270 g/cm³.

Viscosidade: Seguindo o Modelo Plástico de Bingham, as médias das viscosidades calculadas através dos ângulos medidos para os fluidos preparados foram: C1 = 18,7 cP, C2 = 16,0 cP, C3 = 37,0 cP, C4 = 34,0 cP, C5 = 16,3 cP, C6 = 17,3 cP, C7 = 51,7 cP e C8 = 53,3 cP.

Composição Química: As composições químicas dos insumos utilizados na preparação dos fluidos, expressa em % em massa, e perda ao fogo (ou perda por calcinação). O insumo Bentonita Brasilminas obteve teores de SiO₂ (55,8), Al₂O₃ (20), Fe₂O₃ (5,24), MnO (<0,1), MgO (2,19), CaO (2,21), Na₂O (1,74), K₂O (1,68), Ti₂O (0,73), P₂O₅ (<0,1) e PF igual a 9,98. O insumo Barita Brasilminas obteve teores de BaO (48,4), SO₃ (24,8), SiO₂ (21,7), Al₂O₃ (0,97), Fe₂O₃ (3,91) e PF igual a 0,47. O insumo Caulinita Brasilminas obteve teores de SiO₂ (45,9), Al₂O₃ (38), Fe₂O₃ (0,48), MnO (<0,1), MgO (0,12), CaO (<0,1), Na₂O (0,1), K₂O (0,43), Ti₂O (<0,1), P₂O₅ (<0,1) e PF igual a 14. O insumo Sulfatos SM HiB obteve teores de Na₂O (1,56), MgO (0,412), Al₂O₃ (0,048), SiO₂ (0,14), P₂O₅ (2,65), SO₃ (42,6), Cl (1,2), K₂O (51,1), CaO (0,244), Fe₂O₃ (0,031) e PF igual a 18,8. O insumo Polifosfatos Tensoativos Hexa T obtiveram teores de SiO₂ (29,4), P₂O₅ (25,4), SO₃ (0,197), CaO (0,12), Cl (0,105), Fe₂O₃ (0,098), Al₂O₃ (0,062), K₂O (0,043), Na₂O (35,5), TiO₂ (0,024), NiO (0,006) e PF igual a 8,99.

Composição Mineralógica: As amostras enviadas para análise mineralógica foram os insumos utilizados na preparação dos fluidos de perfuração. O insumo Barita Brasilminas obteve os minerais Barita (Ba(SO₄)), Quartzo (SiO₂) e Hematita (Fe₂O₃). A Bentonita Brasilminas obteve os minerais Quartzo (SiO₂), Caulinita (Al₂Si₂O₅(OH)₄), Ortoclásio (KSi₃AlO₈), Calcita (CaCO₃), Anastásio (TiO₂), Montmorilonita (Na_{0,3}(Al,Mg)₂Si₄O₁₀(OH)₂·8H₂O). A Caulinita Brasilminas obteve os minerais Caulinita (Al₂Si₂O₅(OH)₄) e Muscovita (Al₃Si₃K(OH)₂O₁₀). Os Sulfatos SM HiB obtiveram os Minerais Sulfato de Potássio (K₂SO₄) e Sulfato de Potássio e Sódio (K₃Na(SO₄)₂). Os Polifosfatos Tensoativos Hexa T obtiveram os compostos Fosfato de Sódio (Na₅P₃O₁₀) e Silicato de Sódio Hidratado (Na₂SiO₃·5H₂O).

Acidez e Alcalinidade: Os pHs obtidos para os fluidos de mistura com barita (C1, C2, C3 e C4) em todos os casos foram 11, para as misturas com caulinita (C5, C6, C7 e C8) em todos os casos o pH foi 10.

Conclusões

No projeto fez-se um comparativo entre os fluidos com composição de Barita e Bentonita com outras compostas por Caulinita e Sulfato de Potássio, de forma que foi possível analisar os diferentes comportamentos. As primeiras composições, obtiveram densidades, viscosidades e pH maiores em relação as segundas.

Foi possível analisar ainda que a quantidade de CMC (carboximetilcelulose) presente na composição é essencial para homogeneização e influência fortemente a viscosidade do fluido. Com relação ao Polifosfatos Tensoativos foi possível analisar que ele influencia a viscosidade do fluido conforme interação entre as partículas dessa. Nas composições com Barita diminuiu e nas composições com Caulinita aumentou a viscosidade. Não foi possível observar a influência do CMC e dos Polifosfatos na densidade.

Referências Bibliográficas.

- DARLEY, H. C. H.; GRAY, G. R. **Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids**. Houston: Gulf Publishing Company, 1988.
- LUZ, A.B.; BALTAR, C.A.M. 2008. **Barita**. In: LUZ, A.B.; LINS, F.F. 2008 (Orgs.). Rochas & Minerais Industriais: Usos e Especificações. 2. ed. Rio de Janeiro: Centro de Tecnologia Mineral - CETEM, 2008, p.295-310.
- MACHADO, J. C. **Fundamentos e Classificação de Fluidos Viscosos. Reologia e Escoamento de Fluidos—Ênfase na indústria do petróleo**. Editora Interciência. Rio de Janeiro, 2002. pg 1-40
- MELO, K. C. **Avaliação e Modelagem Reológica de Fluidos de Perfuração Base Água**. Dissertação de Mestrado. 100p. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química-Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal, 2008.
- THOMAS, Perfuração. In: **Fundamentos de Engenharia do Petróleo**. Editora Interciência. Rio de Janeiro, 2002. P. 81-87.