

6º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

ESTUDO DE UM FLUIDO DE PERFURAÇÃO BASE ÁGUA COM ALTA LUBRICIDADE

AUTORES:

Andressa Alves Gonçalves – Bolsista ANP-PRH20 (Graduação)

Ana Catarina Medeiros (orientador)

INSTITUIÇÃO:

UENF – Universidade Estadual do Norte Fluminense

Este Trabalho foi preparado para apresentação no 6º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás- 6º PDPETRO, realizado pela Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás-ABPG, no período de 09 a 13 de outubro de 2011, em Florianópolis-SC. Esse Trabalho foi selecionado pelo Comitê Científico do evento para apresentação, seguindo as informações contidas no documento submetido pelo(s) autor(es). O conteúdo do Trabalho, como apresentado, não foi revisado pela ABPG. Os organizadores não irão traduzir ou corrigir os textos recebidos. O material conforme, apresentado, não necessariamente reflete as opiniões da Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás. O(s) autor(es) tem conhecimento e aprovação de que este Trabalho seja publicado nos Anais do 6ºPDPETRO.

ESTUDO DE UM FLUIDO DE PERFURAÇÃO BASE ÁGUA COM ALTA LUBRICIDADE

Abstract

The water-base fluid is used due to its low cost, comparing to others. In addition, this kind of fluid fills the basics demands desired: thermal stability, biodegradability, pumping and treatment facilities, causing less impact to the environment. However, they have the disadvantage of damaging the sensitive rock formations or simply don't be suitable due to the high hydrophilicity of the formations.

The main objective is to develop e test formulations of water-base fluids with high capacity of inhibiting the swelling of clays and high lubricity in order to provide drillings with bigger penetrating rations and adjusted wells, that presents equal or higher performances than the fluids of high performance of the multinational companies. With that thought, it is hoped to provide drillings with higher ratios of penetration and calipers without enlargement.

The methodology that will be used is the aging of the fluids in a rotary oven during 16 hours, at 180°F. The formulations will be evaluated considering the rheologic parameters in a Rotary Viscosimeter Fann, model 35A, at 135°F. The measurements of lubricity coefficient will be determined in a Lubricity Tester Fann, and the volume of filtrate in a Filter Press API Fann.

The high performance fluids have excellent features while fighting the negative aspects that water-base fluids have on the formation and properties usually needed for a good drilling operation.

Introdução

Os fluidos de perfuração são sistemas líquidos multifásicos, compostos por água, sólidos em suspensão, sais dissolvidos e materiais orgânicos dissolvidos ou emulsionados em água. Eles podem ser classificados de acordo com sua fase contínua em fluidos base ar, óleo e água. A presença de ambos os líquidos (óleo e água) juntos resulta em uma emulsão, formada através de agitação e da presença de um emulsificante adequado. A natureza química do agente emulsificante determina se o óleo está emulsionado na água (emulsão direta) ou se a água está emulsionada no óleo (emulsão inversa) [Serra, 2003]. O fluido a base de água é largamente utilizado, pois apresenta algumas vantagens em relação aos outros dois como baixo custo, estabilidade térmica, biodegradabilidade, facilidade de bombeio e tratamento, o que resulta em menores impactos ambientais.

Durante a perfuração de um poço de petróleo o fluido de perfuração é utilizado com diversos objetivos, extremamente importantes neste processo como: carreamento e suspensão de cascalhos, equilíbrio das pressões exercidas pelas formações, selamento das formações permeáveis, minimização dos danos à formação, resfriamento e lubrificação da broca e da coluna de perfuração para evitar a corrosão, entre outros. Para satisfazer essas exigências, o fluido de perfuração deve possuir propriedades físico-químicas que possam ser cuidadosamente controladas, para se ajustarem a uma grande variedade de condições em subsuperfície [Serra, 2003]. Entretanto, algumas situações, como perfuração de folhelhos hidrofílicos, requerem a utilização de inibidores catiônicos para evitar a hidratação dos folhelhos e, conseqüentemente, o encrascamento da broca, o repasse da formação perfurada a migração de finos argilosos para o interior da rocha, etc.

A proporção entre os componentes básicos do fluido e as interações entre eles provocam sensíveis modificações nas propriedades físico-químicas do fluido. Logo o principal fator a se considerar no controle de suas propriedades é a composição [THOMAS, 2001]. Os fluidos a base água, por exemplo, apesar de apresentarem baixo custo em relação aos fluidos à base óleo apresentam a desvantagem de causar danos a formações rochosas sensíveis ou simplesmente não serem adequados em função da elevada hidrofilicidade das formações. Os fluidos de alta performance, utilizados comercialmente, tem características excelentes no combate aos fatores negativos que fluidos base água exercem na formação e nas propriedades comumente necessárias para uma boa operação de perfuração.

Neste trabalho, o principal objetivo se constituiu em desenvolver e testar formulações de fluidos de perfuração à base água com elevada lubricidade, que apresentem desempenho igual ou superior aos fluidos de alta performance de companhias multinacionais. Assim, espera-se propiciar perfurações com maior taxa de penetração e calipers sem alargamentos.

Todos os fluidos testados foram envelhecidos em forno rotativo por 16 horas, à 180°F. As formulações foram avaliadas quanto aos parâmetros reológicos, em Viscosímetro Rotativo Fann, modelo 35A, à 135°F. As medidas de coeficiente de lubricidade foram determinadas em Lubricity Tester Fann, e o volume de filtrado, em Filtro Prensa API Fann.

Metodologia

As formulações de 3 fluidos foram fabricadas em agitadores do tipo Hamilton Beach a 18.000 rpm, obedecendo aos padrões estabelecidos pela API 13-B, e submetidas ao envelhecimento dinâmico a 180 °F em forno rotativo da marca Fann, por um período de 16 horas.

Equações governantes:

Viscosidade: A força de atrito, ou de cisalhamento, existe entre duas camadas de um fluido, podendo ser expressa como tensão de atrito ou cisalhamento por unidade de área, τ [Vital, 2005]. Em um fluxo laminar, a tensão pode ser determinada pela Equação 1, em que:

$$\tau = \mu \left(\frac{\Delta V}{\Delta \gamma} \right) \quad (1)$$

ΔV = variação de velocidade do fluido; $\Delta \gamma$ = variação da taxa de cisalhamento; μ = viscosidade do fluido deslocado.

A análise do comportamento reológico do fluido através dos resultados obtidos no viscosímetro rotativo pode ser efetuada mediante as transformações das rotações e deflexões, lidas no instrumento, para tensões cisalhantes e taxas de cisalhamento, conforme Equações 2 e 3.

$$\tau = 0,51 \times (\theta), \text{ em Pa} \quad (2)$$

$$\gamma = 1,703 \times (N), \text{ em s}^{-1} \quad (3)$$

Volume de filtrado: À medida que aumenta a profundidade vertical de um poço de petróleo, vários fatores são alterados. Um deles é a temperatura. Por isso, há grande necessidade de se desenvolver fluidos de perfuração com boa estabilidade térmica, ou seja, que quando submetido a um amplo intervalo de variação de temperatura, o mesmo não venha a ser degradado. Com o aumento da temperatura, muitos fluidos apresentam uma diminuição na sua viscosidade, consequentemente, um

aumento no volume de filtrado. Na equação geral de filtrado (Equação 4) não há uma relação do volume de filtrado com a temperatura, mas sim com a viscosidade, que por sua vez é altamente influenciada pela temperatura.

$$V_f^2 = \frac{2kA^2\Delta P V_f}{\mu V_r} t \quad (4)$$

V_f = Volume de filtrado; K = Constante; A = Área de filtração; ΔP = Variação de pressão; V_r = Volume do reboco; t = Tempo de filtração; μ = Viscosidade do fluido

Sendo k , V_f/V_r , ΔP , A e t constantes, a Equação 4 pode ser reescrita, dando origem à Equação

$$5. V_f = \frac{C}{\sqrt{\mu}} \quad (5)$$

A viscosidade do filtrado é menor quando a temperatura aumenta. De acordo com Equação 5, se a viscosidade diminuir, o volume de filtrado tende a aumentar, tornando a formação mais permeável ao filtrado [GRAY, G. R., 1985].

O volume de filtrado (V_f) é uma função do tempo (t), de acordo com a Equação 6 (modelo de Larsen).

$$V_f = CL \times (t/30)^{1/2} + SPL \quad (6)$$

Resistividade Elétrica: Experimentalmente, encontra-se que em um dado material, à temperatura constante, a densidade de corrente é diretamente proporcional ao campo elétrico aplicado, então,

$$\vec{J} = \sigma \vec{E} \quad (9)$$

em que σ é uma constante denominada de condutividade. Assim, quanto maior for a condutividade de um material, menor deve ser o campo E para criar uma mesma densidade de corrente J . A constante σ , algumas vezes é função do campo elétrico aplicado [Fishbane et al, 1996].

Coeficiente de lubricidade: O coeficiente de lubricidade é obtido por intermédio de um equipamento chamado *Lubricity Tester* e através de um torque aplicado em um anel giratório a 60 RPM, onde, pelo contato de um bloco com o anel giratório, verifica-se a capacidade lubrificante do fluido entre estas duas partes. Os fluidos de perfuração têm que ter uma alta lubricidade, para isto, lubrificantes são adicionados de forma a facilitar a penetração da broca e da coluna na formação. Para calcular o coeficiente de lubricidade, é necessário obter o coeficiente de fricção do bloco e do anel, de acordo com a Equação 11,

$$Cf = \frac{Lt}{100} \quad (11)$$

onde o valor 100 é a pressão entre as partes, que é calculada pela Equação 12,

$$\frac{150 \text{ in.lbs (Leitura do Torque na chave)}}{1,5 \text{ in (Toque aplicado pelo braço)}} \quad (12)$$

Finalmente, para calcular o coeficiente de lubricidade é necessário obter o fator de correção, dado pela Equação 13.

$$Fc = \frac{34((Lt)Água)}{(Lt)Máquina} \quad (13)$$

Assim, através da Equação 14, se determina o coeficiente de lubricidade, que é adimensional.

$$Cl = \frac{(Lt)Máquina \times Fc}{100} \quad (14)$$

Resultados e Discussão

As formulações foram fabricadas obedecendo aos padrões estabelecidos pela API 13-B, e submetidas a envelhecimento dinâmico a 180 °F, em forno rotativo da marca Fann, por um período de 16 horas. As formulações estão apresentadas na Tabela 1 e para servir de base comparativa, uma formulação de alta performance é apresentada na Tabela 2.

Tabela 1. Formulações

Aditivo	Concentração
Água	Qsp
Viscosificante (lb/bbl)	1 - 1,75
MgO (lb/bbl)	1 – 2
Red. Filtrado I (lb/bbl)	1,5 – 4
Red. Filtrado II (lb/bbl)	1,5 – 4
Red. Filtrado APIII (lb/bbl)	1,5 – 4
Sal I (lb/bbl)	15
Sal II (lb/bbl)	4 – 15
Inibidor I (lb/bbl)	6 – 9
Inibidor II (lb/bbl)	6 – 9
Inibidor III (lb/bbl)	6 – 9
Adensante (lb/bbl)	20 – 30
Lubrificante I (%Vol)	3 – 10
Lubrificante II (%Vol)	3 – 10
Lubrificante III (%Vol)	3 – 10

Tabela 2. Formulação de referência

Aditivo	RF
Água	Qsp
Viscosificante (lb/bbl)	1,0
MgO (lb/bbl)	-
Red. Filtrado I (lb/bbl)	2,5
Red. Filtrado II (lb/bbl)	1,5
Sal I (lb/bbl)	20,0
Inibidor I (lb/bbl)	12,0
Encapsulador	1,5
Lubrificante I (%Vol)	3,0
Adensante (lb/bbl)	15,0

Conclusões

Depois de preparadas e avaliadas as formulações, com diferentes tipos de redutores de filtrado, lubrificantes e inibidores de inchamento de argila, foram medidos os valores de reologia, filtrado e lubricidade. De acordo com os resultados obtidos os fluidos, quando comparados ao fluido de referência, apresentaram: características pseudoplásticas e maior viscosidade, comportamento

esperado, pois foi utilizado uma concentração maior do viscosificante primário; apresentaram maior poder de carreamento de cascalho; baixa resistividade, o que pode favorecer as operações de perfilagem no campo, e menor valor de filtrado, favorecendo o controle de formações argilosas, uma vez que proporciona um menor volume de água disponível para interagir com as mesmas.

O valor de lubricidade dos fluidos foi semelhante ao obtido para o produto que está em uso comercial (fluido de referência). Assim, sua aplicação se daria sem perdas na qualidade da lubrificação para poços de petróleo. Os resultados obtidos em laboratório sugerem que as formulações propostas estão compatíveis tecnicamente com o fluido comercial, pois apresentaram resultados satisfatórios em todos os testes realizados.

Agradecimentos

Agradeço ao PRH20 e à ANP pelo custeamento da bolsa de iniciação científica, ao LENEP/UENF pela disponibilização de suas instalações, aos professores e técnicos que se colocaram à disposição para o esclarecimento de dúvidas e para o manuseio dos equipamentos.

Referências Bibliográficas

- AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Glossary of drilling fluid and associated terms, 2ª Edição, Bulletin D 11, 1979.
- AMORIM, L. V.; VIANA, J. D.; FÁRIAS, K. V.; BARBOSA, M. I. R.; FERREIRA, H. C. Estudo comparativo entre variedades de argilas bentoníticas de Boa Vista, Paraíba. Revista Matéria, v.11, 2006. p30-40.
- GRAY, G. R.; DARLEY, H.C.H.; Composition and Properties of Oil Well Drilling Fluids, 1985 509p.
- MACHADO, J.C.V., Reologia e escoamento de fluidos, Rio de Janeiro: Interciência, 2002. p257
- OILFIELD. Petroleum Glossary, 1998. Disponível em: <http://www.glossary.oilfield.sbl.com/default.cfm>.
- SERRA, A.C.S., A influência de aditivos de lama de perfuração sobre as propriedades geoquímicas de óleos. Rio de Janeiro: Tese de doutorado-UFRJ. 2003. 163p.
- THOMAS J.E. Fundamentos de Engenharia de Petróleo. Rio de Janeiro: PETROBRAS, 2001. 271p.
- VENARD, K.J.; STREET, R. L., Elementos de mecânica dos fluidos, Guanabara Dois, 5ª Ed., Rio de Janeiro, 1978. 687p.
- VIDAL, E. L. F. Avaliação da resistência térmica de fluidos de perfuração à base de óleo vegetal, Monografia de fim de Curso. Natal: UFRN, 2006.
- VITAL, G. S. Seleção de tensoativos e influência de um estabilizante para a otimização de formulações de fluidos de perfuração à base de óleo vegetal, Monografia de fim de Curso. Natal: UFRN, 2005. 50p.
- WORLD OIL. Exploration, Drilling and Production, Classification of drilling fluids, v.223, n. 6, Gulf Publishing Company, 2002. 285p.