

DESENVOLVIMENTO DE FLUIDOS DE PERFURAÇÃO À BASE DE ÁGUA COM ALTA CAPACIDADE DE INIBIÇÃO E ALTA LUBRICIDADE

Thiago de Freitas Félix¹, (UFRN), Emanuella Layne Ferreira Vidal, (UFRN), Rosangela Balaban Garcia², (UFRN), Marta Costa, (UFRN), Joaquim Helder Saraiva Girão³, (Researcher and Field-Fluids), Eugênio Pereira, (System Mud indústria e comércio LTDA).

¹thiagoix@hotmail.com

²Departamento de Química, Universidade Federal do Rio Grande do Norte – UFRN, Caixa Postal 1662, 59078-970, Natal-RN, Brasil, balaban@digi.com.br

³heldergirao@hotmail.com

Durante a perfuração de um poço de petróleo, usa-se um fluido de perfuração, a fim de transportar os cascalhos perfurados até a superfície. Além disso, o fluido é responsável pela sustentação mecânica das paredes do poço, contenção da produção indesejável de fluidos presentes na formação, lubrificação e resfriamento da broca. Diversos tipos de fluidos são utilizados, podendo ser a base de óleo, ar ou água. Este último é largamente aplicado em função de apresentar baixo custo, em comparação aos outros dois, além de atender às exigências básicas desejadas: estabilidade térmica, biodegradabilidade, facilidade de bombeio e tratamento, resultando em menores impactos ambientais. 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. Este trabalho teve por objetivo desenvolver e testar formulações de fluidos de perfuração à base de água com alta capacidade de inibição, além de elevada lubricidade, visando proporcionar perfurações com maior taxa de penetração e *poços ajustados*. 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. Os resultados indicaram que a combinação adequada de produtos, já disponíveis no mercado, pode levar à obtenção de fluidos de desempenho igual ou superior aos fluidos de alto desempenho utilizados pelas companhias multinacionais.

Perfuração, fluido de perfuração, alta performance, lubricidade, inibição, poço ajustado.

1. INTRODUÇÃO

Os fluidos de perfuração são comumente classificados de acordo com o componente principal que constitui a fase contínua. Esses componentes podem ser: água, óleo ou gás. Quando o componente principal da fase contínua é água, é dito que ele é a base de água, e quando é óleo, o fluido é a base de óleo.

A proporção entre os componentes básicos e as interações entre eles provocam sensíveis modificações nas propriedades físico-químicas do fluido. Conseqüentemente, a composição é o principal fator a considerar no controle de suas propriedades [THOMAS, 2001].

Os fluidos a base de água apresentam baixo custo em relação aos fluidos a base de óleo e sintéticos, mas 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 alta capacidade de inibição de inchamento de argilas e 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.

2. REVISÃO DA LITERATURA

2.1 Fluidos de perfuração

Os fluidos de perfuração, de uma maneira geral, são sistemas multifásicos, que podem conter água, material orgânico, sais dissolvidos e sólidos em suspensão nas mais diversas proporções. Esses fluidos são indispensáveis durante as atividades de perfuração de um poço, pois desempenham uma série de funções essenciais [DRILLING, 1997], tais como: resfriar e lubrificar a broca e o tubo de perfuração para evitar a corrosão; auxiliar a suspensão do cascalho gerado durante a perfuração; controlar as pressões das formações perfuradas; exercer

pressão sobre as paredes do poço para estabilizá-lo, evitando o desmoronamento e formar uma torta de filtração que sele poros e outras aberturas nas formações penetradas pela lama. 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].

2.2 Classificação dos fluidos de perfuração

Os fluidos de perfuração são comumente classificados de acordo com o componente principal que constitui a fase contínua. Esses componentes podem ser: água, óleo ou gás. Quando o componente principal da fase contínua é água, é dito que ele é à base de água, e quando é óleo, o fluido é à base de óleo. Os fluidos à base de gás incluem aqueles em que o gás é a fase contínua (gás seco), e aqueles onde o gás é a fase descontínua, como em espumas e espumas compactas. 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].

2.3 Propriedades dos fluidos de perfuração

Os fluidos de perfuração apresentam várias propriedades físico-químicas que devem ser levadas em consideração durante a aplicação. As propriedades físicas mais importantes e frequentemente medidas nas sondas são:

2.3.1 Densidade: É através da medida de densidade que se conhece o peso do fluido e quanto de pressão esse fluido pode suportar. É o peso do fluido, ou seja, a pressão que ele exerce na formação, que impedirá que fluidos indesejados migrem para o interior do poço, fator esse de suma importância na segurança da formação, pois impede a ocorrência de *kiki's* e *blowout*. O diferencial de pressão entre o interior do poço e a formação deve ser pequeno, sendo que, a pressão exercida pelo fluido (interior do poço) seja maior que a pressão exercida pela formação (fluidos no interior da formação), pois é esse diferencial de pressão que garante que fluidos indesejados não migrem do interior da formação para a superfície.

2.3.2 Parâmetros Reológicos: O comportamento de fluxo de um fluido é definido pelos parâmetros reológicos, que vão influenciar diretamente no cálculo de perdas de carga na tubulação e velocidade de transporte dos cascalhos. A reologia é a ciência da deformação e fluxo da matéria. Fazendo certas medidas reológicas do fluido, é possível determinar como o fluido escoará sob variadas condições de temperatura, pressão e taxa de cisalhamento. Em termos reológicos, a viscosidade é o parâmetro mais conhecido, sendo definida como a resistência que uma substância apresenta ao fluxo. No campo, as principais propriedades reológicas de interesse, que se encontram vinculadas ao desempenho do fluido são: índice de comportamento; índice de consistência; viscosidade aparente; viscosidade plástica; limite de escoamento e força gel [Thomas, 2001].

É importante controlar as propriedades reológicas do fluido visando aperfeiçoar a operação de perfuração, através da maximização da limpeza do poço, minimização da pressão de bombas, evitando o influxo da formação e prevenindo perda de circulação para a formação perfurada [Vital, 2005].

Nos líquidos, a transferência de quantidade de movimento devido à atividade molecular é pequena em comparação com a força de coesão entre as moléculas, e, por isso, a tensão de cisalhamento (τ) e a viscosidade (μ) dependem principalmente da ordem de grandeza destas forças de coesão que tendem a manter as moléculas adjacentes em uma posição fixa e a resistir ao movimento. Como estas forças diminuem rapidamente com o aumento da temperatura, a viscosidade dos líquidos diminui com o aumento da temperatura [Venard e Street, 1978].

A viscosidade aparente é a viscosidade do fluido quando medida a uma determinada taxa de cisalhamento, que, no caso dos fluidos de perfuração, é fixada pelo American Petroleum Institute (API). No modelo reológico plástico de Bingham, podemos calcular a viscosidade aparente a partir do valor medido em um viscosímetro rotacional a 600 rpm (rotações por minutos). A viscosidade plástica é a medida da resistência interna exercida por um fluido para fluir, resultando da interação dos sólidos presentes em um fluido de perfuração. Ela tem um efeito mecânico, indicativo de número, tipo e tamanho das partículas sólidas. Quando o teor de sólidos aumenta, a fricção entre as partículas aumenta [American, 1979].

2.3.3 Forças géis: Alguns fluidos de perfuração são tixotrópicos, isto é, adquirem um estado semi-rígido quando estão em repouso e voltam a adquirir um estado de fluidez quando estão novamente em movimento. A força gel é um parâmetro também de natureza reológica, que indica o grau de gelificação devido à interação elétrica entre as partículas dispersas. A força gel inicial mede a resistência para colocar o fluido em fluxo, enquanto a força gel final mede a resistência do fluido para reiniciar o fluxo, quando este fica certo tempo em repouso. A diferença entre elas indica o grau de tixotropia do fluido. Os valores de forças géis determinados em testes de campo são usualmente denominados como força gel inicial, que seria uma medida de reologia feita no momento exato da parada de circulação e a força gel final, que é a medida feita após um tempo da parada de circulação [Vital, 2005].

O interessante é que a medida do ângulo de deformação da mola seja menor para o gel inicial, pois a leitura é feita no momento que houve a parada de circulação e o fluido ainda não se agregou suficientemente para formar um gel rígido, e a força para quebrar esse gel ao submetê-lo novamente ao cisalhamento não é tão grande, enquanto que para o gel final, do tempo da parada de circulação até submeter o fluido novamente à circulação, é um pouco maior, o que possibilita a agregação das partículas possibilitando a formação de um gel mais rígido, ou seja, mas difícil de quebrar. Não existe um valor ideal pré-determinado na literatura de forças géis, mas os valores esperados no campo variam entre 7 e 12, esse valor é dado em ângulo [Machado, 2002].

2.3.4 Parâmetros de filtração: A capacidade do fluido de perfuração em formar uma camada de partículas sólidas úmidas, denominada reboco, sobre as rochas permeáveis expostas pela broca é de fundamental importância para o sucesso da perfuração e da completação do poço. Para formar o reboco, deve haver o influxo da fase líquida do fluido do poço para a formação. Este processo é conhecido como filtração. É essencial que o fluido tenha uma fração razoável de partículas com dimensões ligeiramente menores que as dimensões dos poros das rochas expostas. Quando existem partículas sólidas com dimensões adequadas, a obstrução dos poros é rápida e somente a fase líquida do fluido, o filtrado, invade a rocha. O filtrado e a espessura do reboco são dois parâmetros medidos rotineiramente para definir o comportamento do fluido quanto à filtração [Vital, 2005].

Assim como as forças géis, não existem valores ideais já estabelecidos na literatura para volumes de filtrado, o ideal seria que não houvesse filtrado, mas na prática é observado que valores até 5 mL (valores de laboratório), podem ser esperados sem que haja muita preocupação.

2.3.5 Estabilidade térmica: 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, conseqüentemente, um aumento no volume de filtrado.

2.3.6 Teor de sólidos: O teor de sólidos, cujo valor deve ser mantido no mínimo possível, é uma propriedade que deve ser controlada com rigor, porque o seu aumento implica em aumento de várias outras propriedades, tais como densidade, viscosidade e forças géis, além de aumentar a probabilidade de ocorrência de problemas como desgaste dos equipamentos de circulação, fratura da formação, devido à elevação das pressões de bombeio ou hidrostática, prisão da coluna e redução da taxa de penetração [Thomas, 2001].

O tratamento do fluido para reduzir o teor de sólidos pode ser preventivo ou corretivo. O tratamento preventivo consiste em inibir o fluido, física e quimicamente, evitando-se a dispersão de sólidos perfurados. No método corretivo, pode-se fazer uso de equipamentos extratores de sólidos, tais como tanques de decantação, peneiras, hidrociclones e centrifugadores, ou diluir o fluido [Thomas, 2001].

As propriedades químicas de maior interesse são [Thomas, 2001]:

2.3.7 pH: A concentração hidrogeniônica, ou seja, o pH dos fluidos de perfuração é geralmente mantido no intervalo alcalino (7-10), para evitar problemas de corrosão dos equipamentos e dispersão das formações argilosas.

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

Nos poços de petróleo essa propriedade é fundamental, pois na perfilagem, operação em que os geólogos verificam a formação rochosa e até mesmo a presença de hidrocarbonetos, através de ondas eletromagnéticas, o

fluido precisa obter características em que haja uma baixa resistência elétrica para que a operação citada não sofra influência nos parâmetros coletados.

2.3.9 Grau de inchamento de argilas: As montmorilonitas, um tipo de argila hidratável, são constituídas por duas folhas tetraédricas de silicato e uma folha octaédrica de alumina hidratada, intercaladas, e possuem conexões cristalinas relativamente fracas, permitindo a entrada da água ou outras substâncias polares [Machado, 2002] (Figura 1), e, conseqüentemente, o aumento da distância basal ou interplanar, fenômeno dito como a expansão ou inchamento das argilas. Este efeito constitui um problema grande durante a perfuração dos poços, porque diversas formações de rocha contêm um índice elevado de argilas hidrofilicas, e os fluidos mais freqüentemente usados são à base de água, principalmente devido as suas vantagens econômicas e ambientais (Amorim et al, 2006).

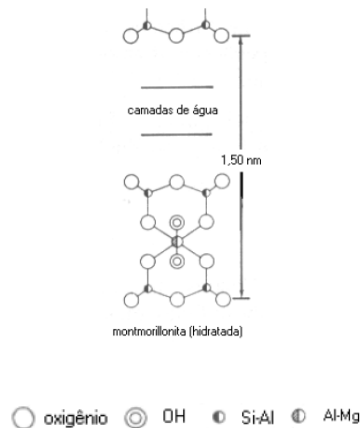


Figura 1 – Esquema cristalino de uma Esmeclita hidratada.

Para tentar impedir o inchamento da argila, são utilizados inibidores de inchamento, que impedem que as argilas sejam hidratadas e provoquem prisão de ferramentas.

2.4 Os aditivos de fluidos de perfuração

Os aditivos são substâncias químicas que, quando adicionadas ao fluido, conferem a ele propriedades especiais, requeridas durante as atividades de perfuração. Esses aditivos podem desempenhar uma série de funções no fluido de perfuração. Atualmente, encontram-se disponíveis no mercado uma variedade de aditivos, que possuem diferentes funções, em decorrência da variedade de situações encontradas durante a perfuração de poços [World oil, 2002].

Os principais aditivos de fluido de perfuração à base de água são [Serra, 2003]:

2.4.1 Tensoativos: Têm a finalidade de diminuir a tensão interfacial entre a fase contínua e os demais aditivos;

2.4.2 Floculantes: Promovem o agrupamento das partículas suspensas, aumentando a viscosidade do fluido;

2.4.3 Dispersantes: Evitam a incorporação de partículas de argila da formação no fluido;

2.4.4 Lubrificantes: São adicionados para facilitar a penetração da broca e coluna na formação;

2.4.5 Inibidores de argila: No caso do fluido ser à base de água, são utilizados para evitar que as argilas sejam hidratadas e provoquem prisão de ferramentas;

2.4.6 Redutores de filtrado: São utilizados para evitar que o fluido invada a formação e venha a danificar a jazida, geralmente usa-se a carboximetilcelulose (CMC);

2.4.7 Controladores de pH: Controlam o grau de acidez ou alcalinidade do fluido, geralmente usa-se o óxido de magnésio para fluido polimérico e soda cáustica para fluido que contenha argila ativada;

2.4.8 Bactericidas: Evitam a rápida degradação do fluido, permitindo, assim, que o mesmo seja reutilizado em outras perfurações;

2.4.9 Viscosificantes: Aumentam a viscosidade para proporcionar melhor limpeza do poço e suspensão dos cascalhos, geralmente usa-se a goma xantana, goma guar ou argila ativada;

2.4.10 Adensantes: Dão peso ao fluido para controlar a pressão no interior do poço, usa-se geralmente a calcita ou baritina.

2.4.11 Sais: Ajudam a inibir argila, usa-se geralmente o cloreto de potássio e cloreto de sódio.

3. METODOLOGIA

As propriedades dos fluidos avaliadas foram a viscosidade, o peso específico, o pH, a resistividade elétrica, a lubrificidade e o filtrado API.

Abaixo estão descritas as normas referentes aos principais parâmetros determinados.

3.1 Equações Governantes

Viscosidade: Todos os fluidos possuem viscosidade e, conseqüentemente, apresentam fenômenos de atrito quando ocorre o movimento. 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:

ΔV = variação de velocidade do fluido;

$\Delta \gamma$ = variação da taxa de cisalhamento;

μ = viscosidade do fluido deslocado.

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

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.

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

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

As principais propriedades reológicas de interesse para o desenvolvimento de um fluido são: (a) viscosidade aparente; (b) viscosidade plástica, que consiste na medida da resistência interna exercida por um fluido para fluir, é o valor da diferença entre a leitura executada em um viscosímetro rotacional a 600 rpm pela de 300 rpm, (cP ou mPa.s) e (c) Limite de escoamento, que é a força inicial necessária para o início do escoamento do fluido. Este valor é dado pela diferença entre a leitura executada no viscosímetro rotacional a 300 rpm e a viscosidade plástica, (lb/100ft² ou Pa). [American Petroleum Institute, 1979].

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, conseqüentemente, 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.

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

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. Para as temperaturas T_1 e T_2 e as correspondentes viscosidades μ_1 e μ_2 , tem-se as Equações 6 e 7.

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

$$V_{f1} = \frac{C}{\sqrt{\mu_1}} \quad (6)$$

$$V_{f2} = \frac{C}{\sqrt{\mu_2}} \quad (7)$$

Relacionando-se as Equações 4 e 5, tem-se a Equação 8.

$$\frac{V_{f1}}{V_{f2}} = \sqrt{\frac{\mu_2}{\mu_1}} \quad (8)$$

A viscosidade do filtrado é menor quando a temperatura aumenta. De acordo com Equação 6, se a viscosidade diminuir, o volume de filtrado tende a aumentar, tornando a formação mais permeável ao filtrado [GRAY, G. R., 1985].

Para um mesmo fluido, $T_1 = 20^\circ\text{C}$ e $\mu_1 = 1 \text{ cP}$, $T_2 = 100^\circ\text{C}$ e $\mu_2 = 0,284 \text{ cP}$, V_{f2} é maior que V_{f1} .

O filtrado e a espessura do reboco são dois parâmetros medidos rotineiramente para definir o comportamento do fluido quanto à filtração.

As propriedades de filtração de diversos fluidos podem ser avaliadas medindo-se o volume de filtrado acumulado em um tempo padrão e sob condições padrões. As condições recomendadas pela API são:

Tempo: 30 min

Diferencial de pressão: 100 psi

Área do reboco: 45 cm^2

O volume de filtrado (V_f) é uma função do tempo (t), de acordo com a Equação 9 (modelo de Larsen).

$$V_f = CL \times (t/30)^{1/2} + SPL \quad (9)$$

$$CL = 2 \times (V_{30} - V_{7,5}) \quad (10)$$

$$SPL = V_{30} - CL \quad (11)$$

O “spurt loss” (SPL) é a perda inicial de filtrado e representa o jato inicial de filtrado e sólidos finos, quando o reboco ainda não está formado.

O “classic loss” (CL) é também a diferença entre o volume de filtrado em 30 min (filtrado API ou V_{30}) e o SPL.

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,

$$\vec{J} = \sigma \vec{E} \quad (12)$$

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].

O recíproco da condutividade é chamado de resistividade ρ (Equação 13).

$$\rho = \frac{1}{\sigma} \quad (13)$$

Coefficiente de lubricidade: O coeficiente de lubricidade é obtido por intermédio de um equipamento chamado *Lubrlicity 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 14,

$$Cf = \frac{Lt}{100} \quad (14)$$

onde o valor 100 é a pressão entre as partes, que é calculada pela Equação 15,

$$\frac{150 \text{ in.lbs (Leitura do Torque na chave)}}{1,5 \text{ in (Toque aplicado pelo braço)}} \quad (15)$$

Finalmente, para calcular o coeficiente de lubricidade é necessário obter o fator de correção, dado pela Equação 16.

$$Fc = \frac{34((Lt)Água)}{(Lt)Máquina} \quad (16)$$

Assim, através da Equação 17, se determina o coeficiente de lubricidade, que é adimensional.

$$Cl = \frac{(Lt)MáquinaXFc}{100} \quad (17)$$

3.2 Aparato Experimental

3.2.1 Materiais

Foram utilizados os seguintes equipamentos: agitador Hamilton Beach; estufa rotatória (Roller Oven); viscosímetro Fann; Lubricidímetro da Fann; CST (capillary suction timer) da Fann; Filtro API da Fann; pHmetro da Micronal modelo B-474; condutivímetro da Mettler Toledo modelo MC226.

3.2.2 Procedimentos Experimentais

Foram preparados dois fluidos diferentes em agitador Hamilton Beach, a 18.000 RPM: o fluido de alta performance comercial denominado AD1 (Tabela 1), amplamente utilizado nas companhias multinacionais, e o fluido formulado em nosso laboratório, denominado fluido PD1 (Tabela 2).

Tabela 1. Composição do fluido AD1.

Produto	Concentração	F 1
Água Industrial	bbl	qsp
Goma xantana	lb/bbl	1,0
CMC ADS	lb/bbl	3,0
PAC LV	lb/bbl	1,5
KCl	lb/bbl	21,0
Inibidor catiônico	lb/bbl	12,0
Encapsulador	lb/bbl	1,5
Lubrificante	% Vol	3,0
Calcário 325 mesh	lb/bbl	15,0

Tabela 2. Composição do fluido PD1.

Produto	Concentração	F 2
Água Industrial	Bbl	qsp
Viscosificante primário	lb/bbl	1,75
Óxido de magnésio	lb/bbl	1
Controlador de filtrado 1	lb/bbl	3,5
Controlador de filtrado 1	lb/bbl	1,5
KCl	lb/bbl	21,0
Inibidor catiônico	lb/bbl	6,0 -9,0
Lubrificante	% Vol	3,0
Calcário 325 mesh	lb/bbl	30,0

Após a fabricação, os fluidos foram envelhecidos em uma estufa rotatória (Roller Oven), por 16h, a 180°F. Em seguida, foram feitos testes reológicos, em viscosímetro Fann, com leituras a 135 °F; medidas de coeficiente de lubricidade, realizadas no lubrificímetro da Fann; medidas de resistividade elétrica no condutímetro, medidas de pH no pHmetro e filtração, realizada a 100 psi, em filtro API da Fann. Foi avaliado o inchamento da argila ativada em contato com o fluido contendo o inibidor. Foram observadas também a textura, a presença de espuma, a separação de fases e a estabilidade do ponteiro do lubrificímetro durante as medidas.

Para verificar a inibição de argila, os fluidos foram submetidos a testes de CST (*capillary suction timer*). Esta tarefa foi realizada com o intuito de medir o grau de inibição de uma bentonita comercial (argila ativada) na presença de uma solução contendo os íons inibidores de AD1 e PD1. O procedimento adotado foi o seguinte: foram preparados três fluidos com a mesma concentração de KCl (os três fluidos são isotônicos em relação ao KCl). No Fluido de referência, apenas o KCl esteve presente e nos outros dois adicionaram-se, separadamente, os inibidores catiônicos de AD1 e de PD1, tal como mostrado na tabela 3. Em, seguida os fluidos foram submetidos a medidas de CST para comparação do desempenho dos inibidores catiônicos

Tabela 3. Formulações propostas para teste de CST.

Formulação	Água	Bentonita	KCl	Inibidor Catiônico AD	Inibidor Catiônico PD
REFERÊNCIA	350 ²	15 ¹	21 ¹	-	-
AD1	350 ²	15 ¹	21 ¹	12 ¹	-
PD1	350 ²	15 ¹	21 ¹	-	12 ¹

¹Valores em g/350mL / ²Água comercial em mL.

4. RESULTADOS

Inicialmente, foram feitos, para os dois fluidos, testes para verificar os valores reológicos: leituras em rotação de 600 RPM a 3 RPM, viscosidade aparente, viscosidade plástica, limite de escoamento e forças géis iniciais e finais. Posteriormente, mediram-se os valores de lubricidade, pH, resistividade, peso e filtrado. Os testes foram realizados, nas mesmas condições de temperatura. Os resultados estão apresentados nas Tabelas 4 e 5.

Tabela 4. Valores reológicos dos fluidos AD e PD.

Caracterização	AD1	PD1
L600	38	66-68
L300	26	48-50
L200	21	40-42
L100	15	31-32
L6	6	12
L3	5	10
Gi	6	12-13
Gf	8	19-20
VP	12	17-19
LE	7	29-32

Tabela 5. Valores de lubricidade, pH, resistividade, peso e filtrado.

Caracterização	AD1	PD1
Peso Esp. (lb/gal)	8,9	9,2 -9,4
Resistividade	0,150	0,137-0,143
pH	7,54	9,79-9,83
Filtrado API (mL)	6,8	4,8
Coef. de Lub	0,033	0,029-0,034

Os resultados revelaram que o fluido PD1 apresentou parâmetros reológicos superiores ao AD1. Os valores de L600 indicam que o fluido PD1 necessitará de um maior poder de bombeamento em relação ao AD1, mas pode-se diminuir a concentração do viscosificante primário, caso pretenda-se iniciar o poço com viscosidade mais baixa. Os valores de L3 sugerem uma maior capacidade de carreamento de cascalhos por parte do fluido PD1, o que pode ser uma vantagem na perfuração de poços direcionais de elevada inclinação.

O fluido PD1 apresentou, também, menores valores de resistividade (facilitando a perfilagem) e de filtrado, pH mais elevado e lubricidade no mesmo patamar do fluido AD1 já utilizado comercialmente, mostrando sua potencialidade para se desempenhar com elevada performance.

Os resultados dos testes de CST estão apresentados na Tabela 6 e na Figura 2. A formulação cujo valor de CST mais se aproximou do valor do fluido de referência foi a AD1, demonstrando com isso que o inibidor catiônico do fluido AD1 apresentou um desempenho inferior, em relação ao catiônico da formulação alternativa, PD1. A presença dos inibidores catiônicos influenciou no controle do inchamento das argilas, uma vez que os isotônicos (AD1 e PD1) apresentaram menores valores de CST que o fluido de referência. O fluido PD1 demonstrou ter melhor eficiência no controle de inibição de argila quando comparado com o AD1 na mesma concentração de inibidor catiônico (159,6-240,5).

Tabela 6. Resultados dos testes de CST.

Formulação	Água	Bentonita	KCl	Inibidor Catiônico AD	Inibidor Catiônico PD	CST (s)
REFERÊNCIA	350 ²	15 ¹	21 ¹	-	-	257,7
AD1	350 ²	15 ¹	21 ¹	12 ¹	-	240,5
PD1	350 ²	15 ¹	21 ¹	-	12 ¹	159,6

¹Valores em g/350mL / ²Água comercial em mL.

Teste de CST

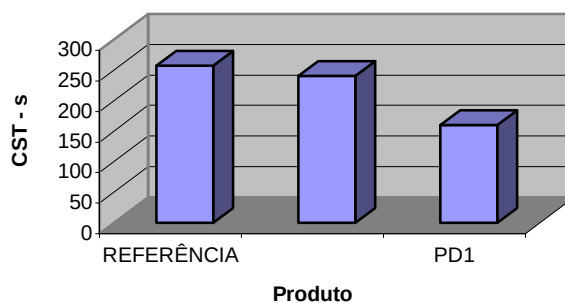


Figura 2. Representação gráfica dos valores de CST para os fluidos: REFERÊNCIA, AD1 e PD1.

5. CONCLUSÕES

- O Fluido PD1 apresentou maior viscosidade em relação ao AD1, mas isto não implica em desvantagem, pois o valor de L600 de PD1 pode ser diminuído, usando-se menor concentração do viscosificante primário.
- O Fluido PD1 apresentou maior poder de carregamento de cascalho que o fluido AD1.
- A presença de óxido de magnésio no fluido PD1 resultou em aumento do pH, criando uma reserva alcalina, e aumentando a segurança do fluido na presença de formações portadoras de H₂S.
- O fluido PD1 apresentou uma baixa resistividade, favorecendo as operações de perfilagem no campo.
- O fluido PD1 apresentou menor valor de filtrado que o AD1, favorecendo o controle de formações argilosas, uma vez que proporciona um menor volume de água disponível para interagir com as mesmas.
- O valor de lubrificidade do PD1 foi semelhante ao obtido para o produto que está em uso comercial (AD1), assim sua aplicação se daria sem perdas na qualidade da lubrificação para poço de petróleo.
- Os valores de CST mostraram que a eficiência do inibidor catiônico do fluido “PD1”, foi bastante superior à do catiônico do fluido “AD1”.
- Os resultados de laboratório sugeriram que a formulação proposta “PD1” pode competir tecnicamente com o fluido comercial “AD1”, pois oferece diversas vantagens em relação à mesma.

6. AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem ao PRH30-ANP/MCT/System MUD pelo apoio financeiro.

7. REFERÊNCIAS

- 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.
- MACHADO, J.C.V., *Reologia e escoamento de fluidos*, Rio de Janeiro: Interciência, 2002. p257
- 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.
- 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.
- OILFIELD. *Petroleum Glossary*, 1998. Disponível em: <http://www.glossary.oilfield.sbl.com/default.cfm>.
- GRAY, G. R.; DARLEY, H.C.H.; *Composition and Properties of Oil Well Drilling Fluids*, 1985 509p.
- AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. *Glossary of drilling fluid and associated terms*, 2ª Edição, Bulletin D 11, 1979.
- VENARD, K.J.; STREET, R. L., *Elementos de mecânica dos fluidos*, Guanabara Dois, 5ª Ed., Rio de Janeiro, 1978. 687p.
- P. M. FISHBANE, S. GASIOROWICZ AND S. T. THORNTON, *Physics for Scientists and Engineers*, Prentice-Hall, 1996. 419p.

DEVELOPMENT OF WATER- BASE DRILLING FLUIDS WITH HIGH CAPACITY OF INHIBITION AND HIGH LUBRICITY

During the oil well drilling, drilling fluids are used in order to transport the cutting drilling until the surface. Besides, the fluid is used to keep up mechanical sustentation of the well walls, to contain an undesirable production of present fluids in the formation, to lubricate and to cool the drill. Some types of the drilling fluids usually used are based on oil, gas or water. The latter one is extensively applied due to its lower cost than oil and gas-base drilling fluids. Besides, it presents thermal stability, biodegradability, easiness of pump and treatment, resulting in smaller environmental impacts. However, some situations such as hydrophilic shale drilling, request the use of inhibitors to avoid the hydration of them and, consequently, the tool imprisonment or migration (filtration) of the drilling fluids into rock. The goal of this work was develop and test formulations of water-base drilling fluids with high inhibition capacity and lubricity, obtaining drilling with larger penetration rate and calipers without enlargements. All tested fluids were aged using roller oven during 16 h, at 180 °F. The formulations were analyzed by rheological parameters using Rotative Viscosimeter Fann, model 35A, at 135°F. The lubricity coefficient measurements were realized using Lubricity Tester Fann, and the filter volume using Filter Presses API Fann. The results showed that the appropriate combination of commercial products usually used by petroleum industry can promote the obtaining equal or high performance fluids those used by world companies.

Key-words: Drilling; Drilling Fluids; High Performance; Lubricity; Inhibition.

Os autores são os únicos responsáveis pelo conteúdo deste artigo.