



PRPG Pré-Reitoria de Pós-Graduação
PIBIC/CNPq/UFPG-2009

INFLUÊNCIA DA TEMPERATURA E PRESSÃO NO DESEMPENHO DE FLUIDOS DE PERFURAÇÃO À BASE DE ÁGUA

Raquel Santos Leite¹, Kássie Vieira Farias², Luciana Viana Amorim³

RESUMO

Este trabalho objetiva avaliar a influência da temperatura e da pressão nas propriedades reológicas, de filtração e lubrificidade de fluidos de perfuração à base de água. Foram selecionadas oito formulações a partir de estudos preliminares realizado por Farias (2008). Os fluidos foram preparados de acordo com prática de campo que consiste em adicionar à água os aditivos um a um sob constante agitação. Após 16h de envelhecimento em um forno rotativo nas temperaturas de 100°F (37,8°C), 150°F (65,6°C) e 200°F (93,3°C), foi realizado o estudo do comportamento reológico e das propriedades de filtração e de lubrificidade. Os resultados alcançados mostraram que com o envelhecimento os fluidos apresentaram reduções nos valores das viscosidades aparente e plástica e do limite de escoamento, bem como grande aumento nos valores do volume de filtrado e reduções significativas nos valores do coeficiente de lubrificidade quando comparados com os fluidos à temperatura ambiente.

Palavras-chave: fluidos de perfuração, temperatura, pressão, reologia

TEMPERATURE AND PRESSURE INFLUENCE ON THE PERFORMANCE OF WATER BASED DRILLING FLUIDS

ABSTRACT

The aim of this study is to evaluate the influence of temperature and pressure on rheological, filtration and lubricity properties of the water based drilling fluids. Eight formulations were selected from preliminary studies conducted by Farias (2008). The fluids were prepared according to the field practice that is to add the additives to the water one by one under constant agitation. After 16h of aging in a roller over in temperatures of 100°F (37,8°C), 150°F (65,6°C) e 200°F (93,3°C), the study of rheological behavior and filtration and lubricity properties were determined. The results show that with aging the fluids, there are a reduction in the values of apparent and plastic viscosities and the field limit, and a large increase in values of the water loss and significant reductions in values of lubricity coefficient when compared with the fluid environment temperature.

Keywords: drilling fluids, temperature, pressure, rheology

¹ Aluna do Curso de Engenharia de Materiais, Unidade Acadêmica de Engenharia de Materiais, UFPG, Campina Grande, PB, E-mail: raquelleite@hotmail.com

² Doutoranda em Engenharia de Processos/ CCT/ UFPG, Av. Aprígio Veloso, 882, 58109-970, Campina Grande –PB, Fone: 83-3310-1106, bolsista PRH-25/ANP, kassievieira@hotmail.com

³ Pesquisadora Visitante, ANP/PRH-25/UFPG, Av. Aprígio Veloso, 882, 58109-970, Campina Grande PB, Fone: 83-3310-1106, luciana@cct.ufcg.edu.br

INTRODUÇÃO

Os fluidos de perfuração são misturas complexas de sólidos, líquidos, produtos químicos e, por vezes, até gases. Do ponto de vista químico, eles podem assumir aspectos de suspensão, dispersão coloidal ou emulsão, dependendo do estado físico dos componentes (THOMAS, 2001).

Estes fluidos de perfuração são de vital importância em um sistema de exploração de óleo e gás, devendo desempenhar as seguintes funções: limpar o fundo do poço dos cascalhos gerados pela broca e transportá-los até a superfície; exercer pressão hidrostática sobre as formações, de modo a evitar o influxo de fluidos indesejáveis (*kick*) e estabilizar as paredes do poço; resfriar e lubrificar a coluna de perfuração e a broca, eles ainda devem apresentar características especiais que garantam uma perfuração eficiente, segura e rápida (THOMAS, 2001).

A composição do fluido depende das exigências particulares de cada perfuração. Para perfurações simples e pouco profundas um fluido constituído de água e argila em baixa concentração é adequado. Contudo, em situações de difícil perfuração e/ou em grandes profundidades é necessário um fluido mais elaborado, com introdução de um ou vários aditivos (AMORIM, 2003). Os aditivos dos fluidos de perfuração são substâncias químicas que, quando adicionadas ao fluido, conferem propriedades especiais, requeridas durante as atividades de perfuração. Esses aditivos podem desempenhar uma série de funções no fluido de perfuração (SERRA, 2003).

Segundo Lummus e Azar (1986), os aditivos para fluidos são classificados em viscosificantes, agentes densificantes, redutores de viscosidade (defloculantes), redutores de filtrado, emulsificantes e aditivos especiais. Os viscosificantes têm a função de aumentar a viscosidade do fluido, como a bentonita, atapulgita e polímeros naturais e sintéticos. Os agentes densificantes aumentam a densidade da lama, sendo a barita ($BaSO_4$) o mais utilizado. Os redutores de viscosidade (defloculantes ou dispersantes) e de perda de fluido são adicionados aos fluidos com a função de reduzir a viscosidade e o volume de filtrado, respectivamente. Os emulsificantes facilitam o mecanismo de dispersão de dois líquidos imiscíveis, estabilizando a emulsão. Como aditivos especiais, estão incluídos flocculantes, controladores de pH, antiespumantes, lubrificantes, dentre outros.

Os fluidos de perfuração são tradicionalmente classificados de acordo com o seu constituinte principal em: fluidos à base de gás, fluidos à base de óleo, fluidos à base de água e fluidos sintéticos. Os fluidos à base de gás são constituídos de um fluxo de ar ou gás natural injetado no poço a alta velocidade. Os fluidos à base de óleo são aqueles cuja fase líquida continua é constituída por óleo, enquanto que nos à base de água, a fase continua é constituída por água (DARLEY E GRAY, 1988 e LUMMUS E AZAR, 1986). Os fluidos sintéticos são definidos como fluidos cuja fase líquida contínua é um líquido sintético. Segundo Burke e Veil (1995) *apud* Amorim (2003), os fluidos sintéticos podem desempenhar as mesmas funções dos fluidos à base de óleo, bem como serem utilizados em situações nas quais os fluidos à base de água sofrem limitações.

Uma nova categoria de fluidos vem sendo desenvolvida, que são os fluidos denominados de alto desempenho. Segundo Morton *et al.* (2005), a denominação fluidos de alto desempenho foi usada para diferenciar esse tipo de fluido dos já comumente conhecidos e utilizados na perfuração de poços de petróleo. São definidos como fluidos que possuem atributos especiais no desempenho da perfuração e vantagens sobre os fluidos que não são à base de água. Suas vantagens são: estabilidade da perfuração do poço, poder de inibição de argilas hidratáveis, aumento das taxas de penetração, redução do torque e arraste, estabilidade em altas temperaturas e elevada lubrificidade.

Segundo Tehrani *et al.* (2007) vem aumentando o número de cenários para perfuração envolvendo reservatórios mais profundos, com geometrias mais complexas e com altas temperaturas. Uma nova geração de fluidos de perfuração, chamados de fluidos de alto desempenho à base de água podem oferecer melhor estabilidade reológica a altas temperaturas, exercer uma pressão hidrostática contra as formações, controle na perda de filtrado, poder de inibição de argilas hidratáveis e lubrificidade. Esses fluidos são tipicamente à base de biopolímeros ou certas misturas orgânicas. Embora os polímeros mais eficazes que controlam a reologia são aqueles com alto peso molecular, os polímeros com baixo peso molecular são frequentemente usados para controlar a perda de fluido e também podem ter um efeito na reologia.

A temperaturas até 130°C, os biopolímeros e misturas orgânicas são eficazes no controle reológico. Em temperaturas mais elevadas começam a surgir problemas de estabilidade e polímeros sintéticos devem ser usados (TEHRANI *et al.* 2007).

A 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 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 (FÉLIX, 2007).

Félix *et al.* (2007) visou desenvolver fluidos à base de água com alta capacidade de inibição de inchamento de argilas e alta lubrificidade, que apresentasse desempenho igual ou superior aos fluidos de alto desempenho de companhias multinacionais. Os testes foram realizados à temperatura de 180°F (82,2°C). Para verificar a inibição de argila, foram preparados três fluidos com a mesma concentração de KCl. No fluido de referência, apenas o KCl esteve presente e nos outros dois adicionaram-se,

separadamente, os inibidores catiônicos do fluido de alto desempenho comercial e do fluido formulado no laboratório.

De acordo com os resultados obtidos por Félix *et al.* (2007), concluiu-se que o fluido formulado no laboratório apresentou lubrificidade no mesmo patamar que a do fluido de alto desempenho comercial e que a formulação desenvolvida no laboratório pode competir com o mesmo.

Silva e Farias (2008) realizaram estudos para o desenvolvimento de fluidos de perfuração de alto desempenho. Os testes foram realizados à temperatura ambiente. Nesse estudo foram desenvolvidos fluidos à base de água, com baixo teor de sólidos, com comportamento adequado à perfuração de poços de petróleo (parâmetros reológicos, de filtração e de lubrificidade), com a presença de vários aditivos como anti-espumante, viscosificante, redutor de filtrado, controlador de pH, inibidores de argila expansiva, bactericida, lubrificante e selante.

Com isso este trabalho objetiva avaliar a influência da temperatura e da pressão nas propriedades reológicas, de filtração e lubrificidade de fluidos de perfuração à base de água.

MATERIAIS E MÉTODOS

Materiais

Para a preparação dos fluidos de perfuração foram utilizados os seguintes aditivos: uma amostra de viscosificante (goma xantana), uma amostra de redutor de filtrado (carboximetilcelulose (CMC) de baixa viscosidade), amostras de inibidores de argilas expansivas (KCI, inibidor catiônico e um sal inorgânico biodegradável), uma amostra de anti-espumante, uma amostra de bactericida, uma amostra de lubrificante, uma amostra de selante e uma amostra de controlador de pH (MgO).

As amostras dos aditivos foram fornecidas pela Empresa System Mud Indústria e Comércio Ltda., localizada na Rua Otávio Muller, 204, Carvalho, Itajaí, SC.

Métodos

Foram selecionadas oito formulações a partir de estudos preliminares realizado por Farias (2008). As formulações encontram-se na Tabela 1. Foi também estudado um fluido denominado de Padrão, cuja formulação e aditivos foram fornecidos pela PETROBRAS.

Tabela 1: Formulações dos Fluidos de Perfuração

ADITIVOS	F1	F2	F3	F4	F5	F6	F7	F8	FP
Água (mL)	350	350	350	350	350	350	350	350	350
Anti-espumante (gts)	6	6	6	10	6	6	6	6	3-6
Viscosificante (g)	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Redutor de filtrado (g)	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	0-3,0
Controlador de pH (g)	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Inibidor de argila expansiva I (g)	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	-	21,0
Inibidor de argila expansiva II (g)	12,0	12,0	12,0	12,0	8,0	-	-	-	8,0-12,0
Inibidor de argila expansiva III (g)	-	-	-	-	-	12,0	8,0	12,0	-
Bactericida (g)	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Lubrificante (%)	1,0	1,5	2,0	1,0	1,0	2,0	1,0	2,0	1,0
Selante (g)	15,0	15,0	15,0	20,0	20,0	15,0	20,0	15,0	20,0

FP - Fluido padrão

Preparação dos Fluidos de Perfuração

Para preparação dos fluidos de perfuração, os aditivos foram adicionados de acordo com as concentrações apresentadas na Tabela 1, a 350 mL de água fornecida pela companhia de esgoto local um

a um sob agitação constante a uma velocidade de 13.000 rpm em agitador Hamilton Beach, modelo 936, obedecendo a ordem em que se encontram os aditivos em suas formulações. Após adição dos aditivos, a velocidade do agitador foi aumentada para 17.000 rpm, permanecendo por 5 min sob agitação, com exceção do viscosificante, do redutor de filtrado e do selante, que permaneceram sob agitação por 10 min.

Envelhecimento dos Fluidos de Perfuração

Após a preparação dos fluidos de perfuração, os mesmos foram submetidos ao envelhecimento em forno rotativo Roller Over modelo 704 ES da marca Fann a 100°F (37,8°C), 150°C (65,6°C) e 200°F (93,3°C) por 16h.

Estudo Reológico

O estudo reológico foi realizado antes e após o envelhecimento dos fluidos.

Para o estudo reológico após envelhecimento, o fluido foi agitado durante 5 min em agitador mecânico Hamilton Beach modelo 936 na velocidade entre 16.000 e 19.000 rpm. Em seguida, o fluido foi transferido para um copo térmico do viscosímetro à temperatura de 120°F (48,9°C) da marca Fann modelo 35 A com combinação R1 B1 e mola de torção F1, sendo R1 o raio do cilindro externo e B1 o raio do cilindro interno do viscosímetro com valores de 1,8415 cm e 1,7245 cm respectivamente. F1 é a constante da mola com valor igual a 1 (MACHADO, 2002). Neste equipamento, seis valores de torque foram lidos com taxas de cisalhamento variando de 5,1 a 1022 s⁻¹. O equipamento foi acionado na velocidade de 600 rpm durante 2 min e efetuada a leitura. Logo após, a velocidade foi mudada para 300 rpm e efetuada a leitura após 15 s. Em seguida, mudou-se a velocidade para 200 rpm e esperou-se estabilizar para efetuar a leitura. O mesmo procedimento foi utilizado para as velocidades de 100 rpm, 6 rpm e 3 rpm. Com os dados de leitura e após tratamento matemático, foram traçadas as curvas de fluxo (tensão de cisalhamento x taxa de cisalhamento) dos fluidos estudados.

Para obtenção da força gel inicial, agitou-se o fluido na velocidade de 600 rpm durante 15 s, mudou-se a velocidade para 3 rpm e deixou o fluido em repouso durante 10 s e fez-se a leitura obtendo o valor da força gel inicial. Em seguida, para a obtenção da força gel final, o fluido foi deixado em repouso durante 10 min e efetuada a leitura na velocidade de 3 rpm.

As viscosidades aparente e plástica, o limite de escoamento e o volume do filtrado foram obtidos segundo a norma N-2605 (PETROBRAS, 1998a). A viscosidade aparente (VA) é o valor obtido na leitura a 600 rpm dividido por 2, dada em cP, e a viscosidade plástica (VP) é a diferença das leituras realizadas a 600 rpm e a 300 rpm, dada também em cP. O limite de escoamento (LE) é o valor da leitura realizada a 300 rpm menos a viscosidade plástica (VP) (PETROBRAS, 1998).

Para o estudo reológico antes do envelhecimento do fluido (à temperatura ambiente), o fluido permaneceu em repouso por 24 h, em seguida, foi agitado durante 5 min e transferido para o recipiente do viscosímetro da marca Fann modelo 35A e foi realizado o mesmo procedimento descrito anteriormente.

Determinação do Coeficiente de Lubricidade

Para a determinação do coeficiente de lubricidade foi utilizado um lubrificímetro da marca Ofite. Utilizou-se a metodologia sugerida pela fabricante, que consiste em agitar o fluido durante 5 min a alta rotação e, logo após, transferir para o recipiente do lubrificímetro, no qual permanece por 5 min a uma rotação de 60 rpm e torque 0. Em seguida, é aplicada uma força de 150 in.lb no braço do lubrificímetro e efetuada a leitura após 5 min. A partir desta leitura, calcula-se o coeficiente de lubricidade (CL) a partir dos seguintes tratamentos matemáticos.

$$FC = 34 / \text{Leitura}_{\text{água}}$$
$$CL = (\text{Leitura}_{\text{fluido}} \times FC) / 100$$

Sendo:

FC=fator de correção;

Leitura_{água} = Leitura do lubrificímetro obtida com água deionizada;

Leitura_{fluido} = Leitura do lubrificímetro obtida com o fluido;

CL = Coeficiente de lubricidade (adimensional)

Determinação do Volume de Filtrado

Após a determinação dos parâmetros reológicos e do coeficiente de lubricidade, foi determinado o volume de filtrado (VF) HPHT (*High Pressure and High Temperature*) e API (*Low Pressure and Low Temperature*) dos fluidos submetidos ao envelhecimento e dos fluidos estudados antes do envelhecimento, respectivamente.

O volume de filtrado HPHT foi determinado em filtro prensa HPHT da marca Fann seguindo os procedimentos apresentados a seguir.

Aproximadamente 1h antes de iniciar o ensaio, a jaqueta térmica foi ligada para atingir as temperaturas utilizadas no envelhecimento. A célula foi preenchida com cerca de 200 mL do fluido e vedada. A válvula de saída foi fechada e a célula foi assentada dentro da jaqueta térmica e introduzido um termômetro metálico no orifício existente na parte superior da célula. Na válvula de saída foi colocada uma proveta graduada para armazenar o filtrado coletado.

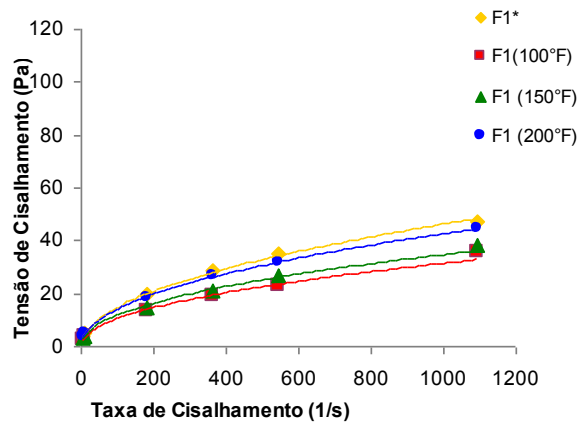
O conjunto de pressurização foi encaixado na válvula de entrada e regulada uma pressão de 100 psi e dada meia volta para abertura da válvula de entrada. A pressão foi mantida a 100 psi até que a temperatura de envelhecimento fosse alcançada e estabilizada. Logo após, a pressão foi aumentada para 500 psi e a válvula de saída foi aberta, dando-lhe meia volta. Após 30 min, as válvulas de saída e entrada foram fechadas. O volume de filtrado HPHT é a medida do filtrado coletado multiplicado por dois.

O volume de filtrado API foi determinado em filtro prensa LPLT (*Low Pressure and Low Temperature*) da marca Fann com aplicação de uma pressão da ordem de $7,0\text{kgf/cm}^2$ (100 psi) durante 30 min. Os resultados são expressos em mL.

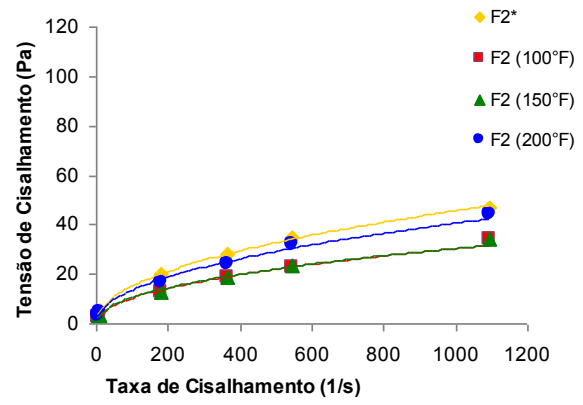
RESULTADOS e DISCUSSÃO

Avaliação do Comportamento Reológico dos Fluidos antes e após Envelhecimento através das Curvas de Fluxo

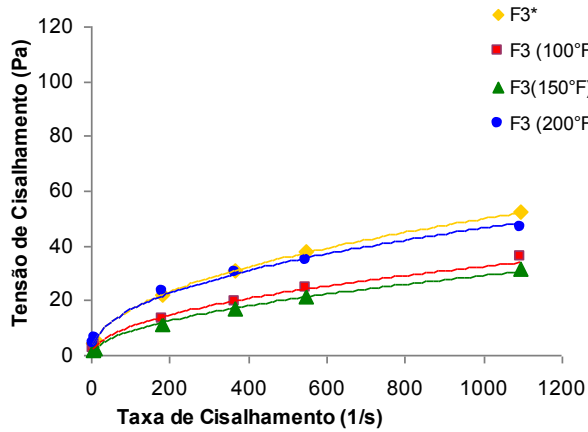
Por meio das curvas de fluxo apresentadas nas Figuras 1 e 2, observou-se que todos os fluidos preparados de acordo com as formulações da Tabela 1, apresentaram comportamento pseudoplástico com limite de escoamento, caracterizando o modelo de Herschell/Buckley, o comportamento dos fluidos não mudou com o envelhecimento. Esse tipo de comportamento pode ser causado por diversos fatores, dentre os quais as características físicas das partículas, como sua área superficial, formato e dimensões; o tipo de interação entre as partículas (atração ou repulsão); a concentração, peso molecular e conformação de moléculas de dispersantes presentes no meio líquido. A presença de aglomerados relativamente fracos na suspensão, originados pela atuação de forças de interação atrativas entre partículas, pode ser considerada a principal causa do fenômeno de pseudoplasticidade (PANDOLFELLI, 2000).



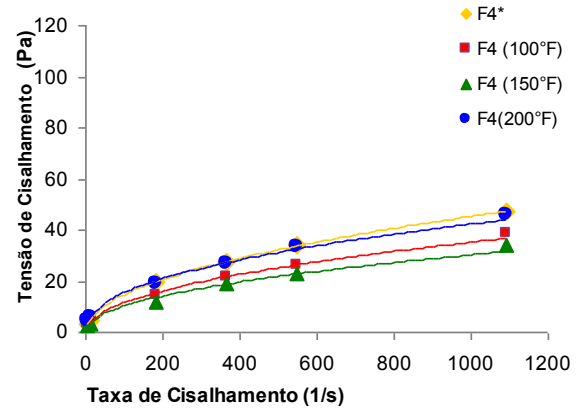
(a)



(b)

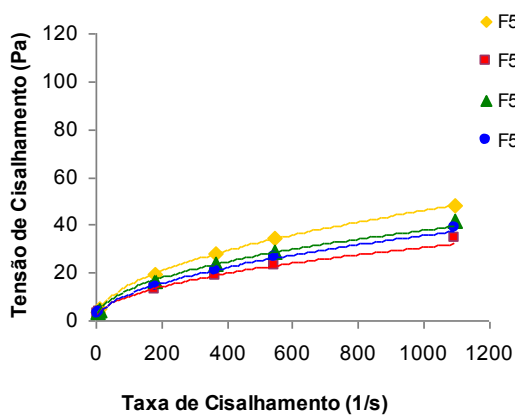


(c)

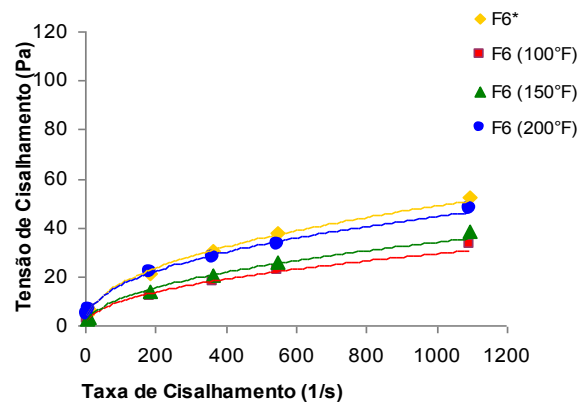


(d)

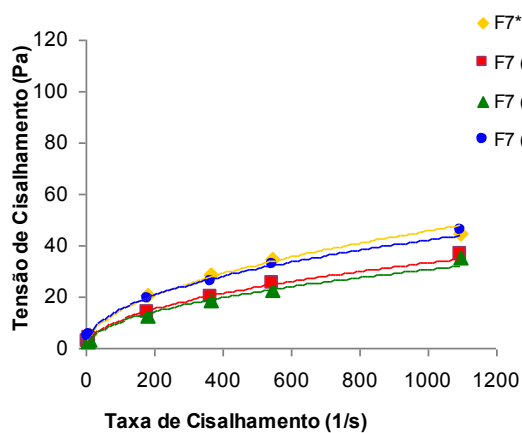
Figura 1. Curvas de fluxo dos fluidos: (a) F1*, F1 (100°F), F1 (150°F), F1 (200°F), (b) F2*, F2 (100°F), F2 (150°F), F2 (200°F), (c) F3*, F3 (100°F), F3 (150°F), F3 (200°F), (d) F4*, F4 (100°F), F4 (150°F), F4 (200°F). (*) Fluidos estudados à temperatura ambiente. 100°F = 37,8°C, 150°F = 65,6°C e 200°F = 93,3°C.



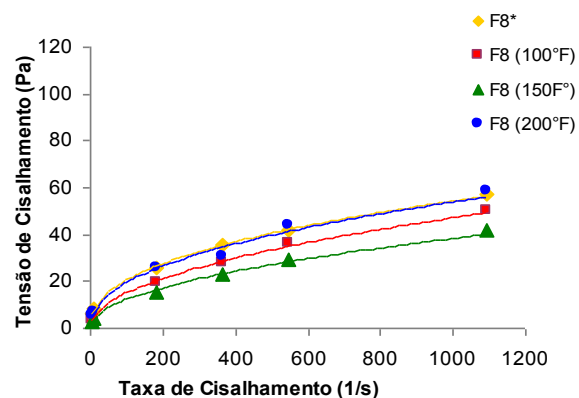
(a)



(b)



(c)



(d)

Figura 2. Curvas de fluxo dos fluidos: (a) F5*, F5 (100°F), F5 (150°F), F5 (200°F), (b) F6*, F6 (100°F), F6 (150°F), F6 (200°F), (c) F7*, F7 (100°F), F7 (150°F), F7 (200°F), (d) F8*, F8 (100°F), F8 (150°F), F8 (200°F). (*) Fluidos estudados à temperatura ambiente. 100°F = 37,8°C, 150°F = 65,6°C e 200°F = 93,3°C.

Na Tabela 2 estão apresentadas as equações e as variáveis das curvas de fluxos de cada fluido.

Todos os resultados de R^2 obtidos apresentaram valores próximos a 1, o que representa uma ótima correlação dos dados experimentais com o modelo matemático proposto.

Os fluidos pseudoplásticos seguem o modelo da potência. O índice do comportamento de fluxo (n) foi em torno de 0,47. Esse índice indica o quanto o comportamento de fluxo do fluido se afasta do comportamento newtoniano; fluidos com valores próximos da unidade apresentam comportamento próximo de um fluido newtoniano. O índice de consistência do fluido (k) variou de 0,854 para o fluido F3 (150°F) e 2,625 para o fluido F8 (200°F). Esse índice indica o grau de resistência do fluido ao escoamento; quanto maior o valor de k , mais consistente será o fluido, ou seja, maior sua viscosidade.

Tabela 2: Equações Matemáticas e Parâmetros das Curvas de Fluxo dos Fluidos.

Fluidos	Equação	R ²	n	K
F1*	$y = 1,583x^{0,493}$	0,999	0,493	1,583
F1 (100° F)	$y = 1,224x^{0,475}$	0,997	0,475	1,224
F1 (150° F)	$y = 1,455x^{0,464}$	0,997	0,464	1,455
F1 (200° F)	$y = 1,611x^{0,479}$	0,999	0,479	1,611
F2 *	$y = 1,712x^{0,480}$	0,999	0,480	1,712
F2 (100° F)	$y = 1,235x^{0,468}$	0,997	0,468	1,235
F2 (150°F)	$y = 1,320x^{0,458}$	0,995	0,458	1,320
F2 (200°F)	$y = 1,557x^{0,477}$	0,997	0,477	1,557
F3*	$y = 1,941x^{0,474}$	0,999	0,474	1,941
F3 (100°F)	$y = 1,175x^{0,485}$	0,998	0,485	1,175
F3 (150°F)	$y = 0,854x^{0,516}$	0,999	0,516	0,854
F3 (200°F)	$y = 2,232x^{0,444}$	0,998	0,444	2,232
F4*	$y = 1,573x^{0,491}$	0,999	0,491	1,573
F4 (100°F)	$y = 1,310x^{0,481}$	0,997	0,481	1,310
F4 (150 °F)	$y = 1,232x^{0,467}$	0,995	0,467	1,232
F4 (200°F)	$y = 2,118x^{0,437}$	0,997	0,437	2,118
F5*	$y = 1,565x^{0,494}$	0,999	0,494	1,565
F5 (100°F)	$y = 1,176x^{0,476}$	0,997	0,476	1,176
F5 (150°F)	$y = 1,586x^{0,463}$	0,998	0,463	1,586
F5 (200 °F)	$y = 1,090x^{0,510}$	0,999	0,510	1,090
F6*	$y = 2,178x^{0,455}$	0,999	0,455	2,178
F6 (100°F)	$y = 1,157x^{0,473}$	0,995	0,473	1,157
F6 (150°F)	$y = 1,229x^{0,486}$	0,995	0,486	1,229
F6 (200 °F)	$y = 2,345x^{0,430}$	0,998	0,430	2,345
F7*	$y = 1,738x^{0,476}$	0,999	0,476	1,738
F7 (100°F)	$y = 1,231x^{0,482}$	0,998	0,482	1,231
F7 (150°F)	$y = 1,192x^{0,474}$	0,996	0,474	1,192
F7 (200 °F)	$y = 2,006x^{0,445}$	0,994	0,445	2,006
F8*	$y = 3,059x^{0,420}$	0,999	0,420	3,059
F8(100°F)	$y = 1,585x^{0,495}$	0,998	0,495	1,585
F8 (150°F)	$y = 1,297x^{0,494}$	0,998	0,494	1,297
F8 (200 °F)	$y = 2,625x^{0,441}$	0,995	0,441	2,625

(*) Fluidos estudados à temperatura ambiente. 100°F = 37,8°C, 150°F = 65,6°C e 200°F = 93,3°C.

Avaliação das Propriedades Reológicas, de Lubricidade e de Filtração dos Fluidos de Perfuração antes e após Envelhecimento

Na Tabela 3 estão apresentados os resultados das propriedades reológicas (viscosidade aparente (VA), viscosidade plástica (VP), limite de escoamento (LE) e força gel (FG)), de lubricidade (coeficiente de lubricidade (CL)) e de filtração (volume do filtrado (VF)) dos fluidos à temperatura ambiente e envelhecidos (100°F (37,8°C), 150°F (65,6°C) e 200°F (93,3°C)).

Tabela 3: Propriedades Reológicas, de Lubricidade e de Filtração dos Fluidos de Perfuração.

Fluidos	VA (cP)	VP (cP)	LE (N/m²)	FG (cP)	VF (mL)	CL
<i>F1*</i>	46,2	23,6	45,0	3,2	7,8	0,103
<i>F1(100°F)</i>	34,8	24,0	21,5	1,0	16,2	0,119
<i>F1 (150°F)</i>	37,7	23,0	29,3	0,5	15,3	0,122
<i>F1(200°F)</i>	43,5	23,5	40,0	2,0	17,0	0,074
<i>F2*</i>	46,1	23,8	44,7	3,0	7,7	0,128
<i>F2 (100°F)</i>	33,7	22,3	22,7	1,0	12,6	0,099
<i>F2 (150°F)</i>	33,4	21,3	22,8	0,5	14,2	0,111
<i>F2(200°F)</i>	43,5	24,0	39,0	2,0	13,0	0,074
<i>F3*</i>	51,2	28,0	46,4	3,7	7,2	0,106
<i>F3 (100°F)</i>	35,3	22,5	25,5	0,8	12,8	0,098
<i>F3 (150°F)</i>	31,4	20,0	22,3	0,5	15,6	0,130
<i>F3 (200°F)</i>	46,0	24,0	44,0	1,0	14,4	0,076
<i>F4*</i>	47,0	24,8	44,4	3,2	7,0	0,111
<i>F4 (100°F)</i>	38,0	24,0	28,0	0	12,4	0,115
<i>F4 (150°F)</i>	33,2	21,0	24,3	0,7	16,2	0,132
<i>F4 (200°F)</i>	45,0	25,0	40,0	1,0	15,0	0,082
<i>F5*</i>	47,0	26,0	42,0	3,2	6,6	0,110
<i>F5 (100°F)</i>	33,8	22,0	23,5	0	13,4	0,120
<i>F5 (150°F)</i>	40,7	24,8	31,7	0,7	16,0	0,134
<i>F5 (200°F)</i>	39,5	24,0	31,0	0,5	13,8	0,072
<i>F6*</i>	51,3	28,5	45,5	3,5	6,8	0,103
<i>F6 (100°F)</i>	32,7	21,3	22,7	0,2	11,2	0,120
<i>F6 (150°F)</i>	37,5	24,5	26,0	1,3	15,8	0,111
<i>F6 (200°F)</i>	47,0	29,0	36,0	1,5	14,4	0,086
<i>F7*</i>	44,0	24,0	40,0	2,5	6,8	0,075
<i>F7(100°F)</i>	35,7	21,5	28,3	0,5	12,8	0,124
<i>F7 (150°F)</i>	34,7	25,0	19,3	0,3	14,5	0,133
<i>F7 (200°F)</i>	45,0	26,0	38,0	1,0	16,8	0,073
<i>F8*</i>	56,3	30,0	52,5	2,0	7,2	0,092
<i>F8 (100°F)</i>	49,3	27,7	43,1	0,5	13,5	0,124
<i>F8 (150°F)</i>	41,0	25,0	32,0	0,3	15,4	0,123
<i>F8 (200°F)</i>	57,5	29,0	57,0	1,0	16,0	0,080
<i>Padrão*</i>	44,5-60,0	23,5-35,0	39,0-49,0	2,0-3,5	6,0-7,2	0,090-0,120
<i>Padrão (100°F)</i>	30,0-38,5	21,0-25,0	18,0-27,0	0,5-2,0	11,0-13,0	0,192-0,146
<i>Padrão (150°F)</i>	23,0-34,0	17,0-22,5	11,0-31,5	0,5-1,5	13,8-14,0	0,161-0,208
<i>Padrão (200°F)</i>	30,0-38,0	16,0-24,0	25,0-33,0	1,0-2,0	14,0-16,0	0,110-0,120

Sendo: VA - viscosidade aparente; VP - viscosidade plástica; LE - limite de escoamento; FG - força gel; CL - coeficiente de lubricidade; VF - volume de filtrado. (*) Fluidos estudados à temperatura ambiente. 100°F = 37,8°C, 150°F = 65,6°C e 200°F = 93,3°C.

Comparando os valores das propriedades reológicas e lubricidade dos fluidos submetidos ao envelhecimento a 100°F (37,8 °C) com os fluidos a temperatura ambiente (Tabela 3), foi observado uma redução nos valores de VA, LE e FG. Essa redução pode ter sido ocasionada pelo ganho de mobilidade da camada de solvatação quando submetida ao envelhecimento, conseqüentemente, gerando um aumento de água livre e diminuindo, assim, a viscosidade. Os valores de VP e CL apresentaram pequenas variações.

Aumentando a temperatura para 150°F (65,6°C), observou-se reduções nos valores de VA, VP, LE e FG quando comparado com os fluidos à temperatura ambiente. O fluido F2 apresentou redução nos valores de CL, enquanto os demais apresentaram pequeno aumento nos valores de CL.

Com o aumento da temperatura para 200°F (93,3°C) foi verificado um aumento nos valores de VA, LE e FG, se aproximando dos valores dos fluidos à temperatura ambiente, sendo esse aumento ocasionado, provavelmente, pelo surgimento de ligações cruzadas entre os polímeros. Ocorreram pequenas variações nos valores de VP e o CL apresentou reduções significativas, sendo a maior redução encontrada no fluido F2, em que o valor de CL era de 0,128 e após envelhecimento a 200°F (93,3°C) passou a ser de 0,074.

O fluido padrão a 100°F (37,8°C) apresentou uma grande redução nos valores de VA e LE quando comparado ao fluido padrão à temperatura ambiente. Quando o mesmo foi submetido a 200°F (93,3°C) os valores de VA e LE não aumentaram como ocorreu nos demais fluidos. Esse comportamento sugere uma degradação do fluido padrão quando submetido a temperaturas elevadas.

O fluido F1 submetido a 100°F (37,8°C) apresentou VF superior ao fluido de referência, enquanto que os demais fluidos apresentaram valores dentro da faixa de variação do fluido de referência.

Para a temperatura de 150°F (65,6°C), todos os fluidos apresentaram VF superior quando comparado com o fluido de referência e para a temperatura de 200°F (93,3°C), todos os fluidos apresentaram VF próximo ao fluido de referência.

Todas as formulações dos fluidos após envelhecimento apresentaram excelentes valores do CL quando comparados com o fluido de referência e FG próximos ao fluido de referência.

Com o aumento da temperatura foi verificado que os valores CL diminuíram.

CONCLUSÕES

Com o objetivo de avaliar a influência da temperatura e da pressão nas propriedades reológicas, de filtração e lubrificidade de fluidos de perfuração à base de água e através dos resultados obtidos conclui-se que com o aumento da temperatura os fluidos apresentaram reduções nos valores de VA, LE, FG e CL e os valores de VP apresentaram pequenas variações. Também foi observado que os fluidos desenvolvidos são mais estáveis termicamente, quando comparados com o fluido padrão. Esse comportamento indica que os fluidos estudados podem ser utilizados na perfuração de poços com temperaturas até 200°F.

AGRADECIMENTOS

Ao CNPq pela concessão da bolsa de Iniciação Científica e projetos aprovados (Processos Nº 472188/2006-2 e 010592/2006-2), à Empresa System Mud Indústria e Comércio Ltda, pelo fornecimento dos aditivos estudados e ao LABDES pelo uso de suas instalações físicas e apoio à pesquisa.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AMORIM, L.V., **Melhoria, Proteção e Recuperação da Reologia de Fluidos Hidroargilosos para Uso na Perfuração de Poços de Petróleo**, Tese de Doutorado em Engenharia de Processos, CCT/UFCG, Campina Grande, Dezembro de 2003. Orientadores: Prof. Dr. Heber Carlos Ferreira, Prof. Dr. Hélio de Lucena Lira e Prof. Dr. Kepler Borges França.

BURKE C.J e VEIL, J.A., **Synthentic – Based Drilling Fluids Have Many Environmental Pluses**, Oil e Gás Journal 27, 59-64, 1995.

DARLEY, H.C.H E GRAY, G.R., **Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids**, Fifth Edition, Gulf Publishing Company, 1988.

FARIAS, K.V., **Desenvolvimento de Fluidos de Alto Desempenho para Perfuração de Poços de Petróleo**, Qualificação de Doutorado, Doutorado em Engenharia de Processos, CCT/UFCG, Campina Grande, Maio de 2008. Orientadores: Prof. Dr. Heber Carlos Ferreira e Dra. Luciana Viana Amorim.

FÉLIX, T. F., VIDAL, E.L.F., GARCIA, R.B., COSTA, M., GIRÃO, J.H.S., PEREIRA, E. **Desenvolvimento de Fluidos de Perfuração À Base de Água com Alta Capacidade de Inibição e Alta Lubrificidade**. In: 4º PDPETRO, Campinas, SP, 2007.

LUMMUS, J.L E AZAR, J.J., **Drillings Fluids Optimization A Pratical Field Approach**, PennWell Publishing Company, Tulsa, Oklahoma, 1986.

MACHADO J. C. V., **Reologia e escoamento de Fluidos**. Editora. Interciência, Rio de Janeiro, 2002.

MORTON K., Chevron Energy Technology Co.; B. Bomar, M. Schiller, J. Gallet and S. Azar, Chevron Exploration Production Co.; W. Dye, K. Daugereau, N. Hansen, M. Otto, R. Leaper and L. Shoultz, Baker Hughes Drilling Fluids, **Selection and Evaluation Criteria for High-Performance Drilling Fluids**, SPE

Annual Technical Conference and Exhibition, 9-12 October, Dallas, Texas 2005.

PANDOLFELLI V.C., et al., **Dispersão e Empacotamento de partículas**. Editora Fazendo Arte, São Paulo, 2000.

PETROBRAS, **Viscosificante para Fluido de Perfuração Base de Água na Exploração e Produção de Petróleo**, Especificação, N-2604, 1998.

PETROBRAS, **Ensaio de Viscosificante para Fluido de Perfuração Base de Água na Exploração e Produção de Petróleo**, Método, N-2605, 1998a.

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.

SILVA, A.R.V., **Estudo preliminar de formulações de fluidos de perfuração de alto desempenho**, Relatório parcial PIBIC/CNPq/UFCEG, fevereiro, 2008.

TEHRANI, M.A. SPE *et al.* **Water-based drilling fluid for HP/HT applications**, SPE, Eni E&P. SPE International Symposium on Oilfield Chemistry held in Houston, Texas, U.S.A., 28 February–2 March 2007. SPE 105485.

THOMAS J.E., **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**, Editora Interciência, Rio de Janeiro, 2001.

YOUNG, S.; RAMSES,G.;**Drilling Performance and Environmental Compliance– Resolutions of Both With a Unique Water- Based Fluid**. In: Indian Drilling Technology Conference and Exhibition held in Mumbai, India, 2006.