

INFLUÊNCIA DO ENVELHECIMENTO TÉRMICO NAS PROPRIEDADES DE PRISÃO DIFERENCIAL DE FLUIDOS ARGILOSOS

Raquel Santos Leite ¹

Renalle Cristina Alves de Medeiros Nascimento ²

Luciana Viana Amorim ³

Resumo

Este trabalho tem como objetivo avaliar a influência do envelhecimento térmico e das propriedades de filtração na prisão diferencial de fluidos de perfuração argilosos. São estudados fluidos argilosos aditivados com dispersantes ensaiados à temperatura ambiente e após envelhecimento térmico. Os fluidos de perfuração foram submetidos ao envelhecimento térmico em câmara de envelhecimento rotativa Roller Oven da Fann a 93,3°C (200°F) por 16 horas. São determinados o volume de filtrado (VF) e o coeficiente de prisão diferencial (CPD) no equipamento *Differential Sticking Tester* da Fann sob um diferencial de pressão de 477,5 psi. A espessura de reboco (ER) é determinada em um extensômetro. De acordo com os resultados, pode-se concluir que: o envelhecimento térmico tem influência significativa no VF e na ER dos fluidos argilosos estudados. Além disto, fica evidenciado que o risco de prisão por diferencial de pressão dos fluidos não é influenciado pelo envelhecimento térmico a 93,3°C.

Palavras-chave: Filtragem; Argilas; Envelhecimento.

INFLUENCE OF THERMAL AGING IN DIFFERENTIAL STICKING PROPERTIES OF THE DRILLING FLUIDS WITH CLAY

Abstract

This work has the aim to evaluate the influence of thermal aging and filtration properties in the differential sticking of the clay fluids. Clay fluids with dispersant additives tested at room temperature and after thermal aging are studied. Drilling fluids were submitted to thermal aging for 16 hours in a Roller Oven at 93,3°C (200°F). Fluid loss (FL) and the differential sticking coefficient (DSC) in a Fann differential sticking tester under a pressure of 477.5 psi are determined. The cake thickness (CT) is determined by an extensometer. It is concluded according to the results obtained that the thermal aging has significant influence in fluid losses and in the cake thickness of the studied fluids. Moreover, it is shown that the risk of arrest by differential pressure fluid is not influenced by thermal aging at 93.3°C.

Key words: Filtration; Clays; Ageing.

¹Engenheira de Materiais, Mestranda do Programa de Pós-graduação em Ciência e Engenharia de Materiais, Universidade Federal de Campina Grande – UFCG, Av. Aprígio Veloso, 882, Bairro Universitário, Cep 58429-900, Campina Grande, PB, Brasil. E-mail: raquelleite_@hotmail.com

²Engenheira de Materiais, Doutoranda do Programa de Pós-graduação em Ciência e Engenharia de Materiais, Universidade Federal de Campina Grande – UFCG, Av. Aprígio Veloso, 882, Bairro Universitário, Cep 58429-900, Campina Grande, PB, Brasil. E-mail: nalenascimento@gmail.com

³Professora, Departamento de Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Campina Grande – UFCG, Av. Aprígio Veloso, 882, Bairro Universitário, Cep 58429-900, Campina Grande, PB, Brasil. E-mail: luciana@cct.ufcg.edu.br

I INTRODUÇÃO

A perfuração de um poço de petróleo é uma operação complexa e está sujeita à ocorrência de uma série de anormalidades. Dentre os problemas enfrentados podem ser citados: perda de circulação, desmoronamento do poço e aprisionamento da coluna, alargamento do poço, enceramento de broca, *kicks* e *blowouts*.⁽¹⁾

O aprisionamento da coluna de perfuração é um dos problemas mais sérios e frequentes e ocorre quando a coluna fica presa dentro do poço, sem movimento, impedindo que a perfuração prossiga de forma eficiente. Sua ocorrência representa tempo não produtivo de sonda.⁽²⁾

Esse problema pode ser dividido em dois tipos: prisão mecânica e prisão diferencial. A prisão mecânica é causada por uma obstrução ou restrição física e ocorre quando a coluna de perfuração está em movimento e a circulação do fluido fica impedida.⁽³⁾

A prisão diferencial é definida como tubulação presa, causada por um diferencial de pressão, ou seja, ocorre quando a coluna de fluido de perfuração exerce pressão excessiva na coluna de perfuração sobre o reboco depositado em uma formação permeável.⁽⁴⁾ Neste caso, o diferencial de pressão desloca o tubo de perfuração para a parede do poço e sólidos começam a se depositar ao redor da região de contato entre a coluna e a parede do poço. Quanto mais tempo essa coluna de perfuração permanece neste estado de prisão, mais difícil será desprendê-la do reboco, uma vez que há um aumento progressivo da área de contato do tubo com a formação pela contínua deposição do reboco nas paredes do poço,⁽¹⁾ conforme ilustrado na Figura 1.

As formações rochosas permeáveis são mais sensíveis ao fenômeno de prisão diferencial onde o reboco do fluido acumula-se durante a perfuração. O diagnóstico da ocorrência de prisão diferencial vem normalmente do fato de que o tubo de perfuração não pode ser girado ou deslocado para cima ou para baixo, mas com circulação de fluido ainda possível. Uma vez que ocorre a prisão da

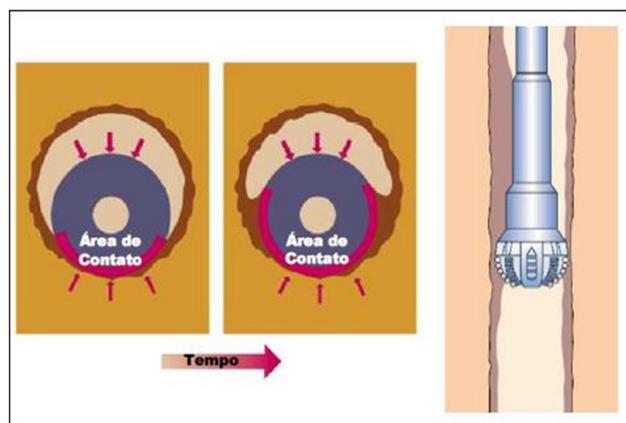


Figura 1. Esquema de prisão diferencial.⁽⁵⁾

coluna de perfuração, é necessária uma força significativa para liberar a coluna, mesmo que isto gere um desequilíbrio da pressão do fluido. Sendo assim, é possível que o equipamento passe várias horas em operação de liberação da coluna e, em casos mais graves, a tubulação não pode ser liberada e o poço tem que ser desviado ou abandonado.⁽⁶⁾

A coluna de perfuração uma vez presa à parede do poço terá que ser liberada e o método mais rápido e facilmente ajustável para contornar esse tipo de problema é através de um tratamento do fluido com dispersantes e umectantes.⁽⁷⁾

Segundo Darley e Gray,⁽⁸⁾ dispersantes são substâncias utilizadas para reduzir a filtração e espessura de reboco, minimizando o efeito da água sobre as formações perfuradas e estabilizando as propriedades do fluido em temperaturas elevadas. Os dispersantes diminuem a espessura de rebocos muito espessos através da dispersão das partículas de argila na face exposta da camada do reboco de forma semelhante à ação decapante de um ácido sobre uma chapa metálica. Contudo, devem manter a característica de impermeabilidade do reboco, não o removendo totalmente ou tornando-o mais permeável pela elevação da taxa de filtração.⁽⁷⁾

A composição e as propriedades dos fluidos de perfuração são capazes de reduzir o risco de prisão diferencial. Assim a composição do fluido torna-se uma ferramenta indispensável para a prevenção da prisão de tubos.

Segundo Alderman, citado por Amorim,⁽⁹⁾ os fluidos de perfuração devem ser capazes de manter os detritos em suspensão, particularmente quando sua circulação é interrompida, bem como possuir baixa viscosidade para que o bombeamento seja eficiente. Essa função é mais facilmente alcançada com o uso de dispersões de bentonita.

Geralmente, nas primeiras fases da perfuração, são empregados fluidos argilosos e, à medida que a profundidade de um poço aumenta, a temperatura em seu interior aumenta, sendo necessário, portanto, um fluido que apresente estabilidade térmica, para que não venha sofrer degradação.

As propriedades dos fluidos de perfuração podem apresentar grandes diferenças à temperatura ambiente e no interior do poço. A temperatura no interior do poço depende do gradiente geotérmico e pode ser maior do que 260°C (500°F).⁽¹⁰⁾ Mesmo as temperaturas moderadas podem ter influência significativa nas propriedades reológicas dos fluidos.⁽¹¹⁾

Devido ao grande número de variáveis envolvidas, o comportamento de fluidos de perfuração em altas temperaturas, particularmente, aqueles à base de água, é imprevisível e, de fato ainda não totalmente compreendido. Mesmo diferenças muito pequenas na composição dos fluidos podem ocasionar diferenças consideráveis no comportamento dos mesmos, de modo que é necessário testar cada fluido individualmente, a fim de obter dados confiáveis.⁽¹²⁾

A necessidade de otimizar as propriedades do fluido torna-se aparente quando se considera que as variáveis do fluido são conhecidas para influenciar a prisão diferencial. Estas variáveis são: massa específica; teor de sólidos; tipos de fluidos; formulação e qualidade do reboco (espessura, lubrificidade e resistência).⁽¹³⁾

Nascimento⁽¹⁴⁾ estuda o desempenho de fluidos de perfuração em liberar colunas presas por diferencial de pressão. Para tanto, são avaliados fluidos argilosos, com e sem aditivos poliméricos e lubrificantes, e fluidos poliméricos, antes e após envelhecimento. De acordo com os resultados, fica evidenciado que a adição de lubrificantes aos fluidos argilosos e aos poliméricos constitui-se um dos principais fatores para a redução do risco de prisão diferencial. Os fluidos poliméricos apresentam menor tendência ao risco de prisão diferencial quando comparados aos fluidos argilosos e o envelhecimento térmico dos fluidos argilosos promove a gelificação do sistema, no entanto, suas propriedades de prisão diferencial não são alteradas.

Em face ao discutido, este trabalho tem como objetivo avaliar influência do envelhecimento térmico e das propriedades de filtração na prisão diferencial de fluidos de perfuração argilosos.

2 MATERIAIS E MÉTODOS

2.1 Materiais

Para preparação dos fluidos de perfuração, foi utilizada uma amostra de argila bentonítica sódica, nas concentrações de 14 e 28 g/350 mL de água, e dois aditivos dispersantes, denominados de A e B, nas concentrações de 7 e 14 g/350 mL de água.

A argila utilizada, conhecida comercialmente por Brasgel PA, é proveniente da cidade de Boa Vista/PB, apresenta alto grau de inchamento e é amplamente utilizada na indústria do petróleo como agente viscosificante, redutor de filtrado e formador de gel.

O dispersante tipo A é um produto à base de polímeros de baixo peso molecular e o dispersante tipo B é constituído de polifosfato de sódio com um tensoativo à base de alquilbenzenosulfonato aniônico.

2.2 Métodos

2.2.1 Planejamento experimental

Para avaliar a influência das variáveis de entrada (concentração de argila, tipo de dispersante e concentração de dispersante) sobre o CPD, VF e ER dos fluidos argilosos, foi utilizado um planejamento fatorial do tipo 2^3 , sendo os ensaios realizados em duplicata, totalizando 16 corridas experimentais.⁽¹⁵⁾ A regressão dos dados experimentais foi realizada utilizando o software *Statistica*, versão 7.0.⁽¹⁶⁾ Os níveis codificados e os valores reais das variáveis de entrada empregados no planejamento encontram-se na Tabela 1. Na Tabela 2 está apresentada a matriz de planejamento experimental que define a composição dos fluidos de perfuração estudados.

2.2.2 Preparação dos fluidos de perfuração

São estudados fluidos de perfuração argilosos aditivados com dispersantes ensaiados à temperatura ambiente e submetidos ao envelhecimento térmico. Para os fluidos argilosos não envelhecidos, denominados de FA₁ a FA₈, a argila foi adicionada a 350 mL de água deionizada. Em seguida, o sistema foi mantido sob agitação

Tabela 1. Valores reais e codificados das variáveis de entrada

Variáveis de entrada	Níveis codificados	
	Nível -I	Nível +I
Concentração de argila - CA (g/350 mL)	14	28
Tipo de dispersante - TD	A	B
Concentração de dispersante - CD (g/350 mL)	7	14

Tabela 2. Matriz de planejamento experimental

Experimentos	Concentração de argila	Tipo de dispersante	Concentração de dispersante
1	-I	-I	-I
2	I	-I	-I
3	-I	I	-I
4	I	I	-I
5	-I	-I	I
6	I	-I	I
7	-I	I	I
8	I	I	I

constante em um agitador *Hamilton Beach* modelo 936 durante 20 minutos a uma velocidade de 17.000 rpm. Após 24 horas de repouso, o dispersante foi adicionado ao fluido que foi agitado em agitação mecânica constante durante cinco minutos.

Para os fluidos argilosos envelhecidos, denominados de FB_1 a FB_8 , foi utilizado o mesmo procedimento dos fluidos não envelhecidos. No entanto, o dispersante foi adicionado ao fluido após os 20 minutos de agitação. Em seguida, o fluido permaneceu cinco minutos sob agitação constante. Após a preparação, os fluidos foram transferidos para as células da câmara de envelhecimento rotativo *Roller Oven* modelo 705 ES da marca Fann.

2.2.3 Envelhecimento térmico

Os fluidos argilosos foram submetidos ao envelhecimento térmico durante 16 horas à temperatura de 93°C, em câmara de envelhecimento rotativo *Roller Oven* modelo 705 ES da Fann sob condição de envelhecimento dinâmico. Nesta condição, o fluido que está acondicionado numa célula de aço inoxidável, rola sobre rolos contidos na câmara de envelhecimento nas condições de temperatura e tempo supracitados.

2.2.4 Coeficiente de prisão diferencial

O coeficiente de prisão diferencial (CPD) foi determinado em equipamento *Differential Sticking Tester* da marca Fann com auxílio da ferramenta de torque *flat plate* (que simula a coluna de perfuração). Foi seguida a metodologia sugerida pelo fabricante. Os fluidos foram submetidos a uma pressão de aproximadamente 477,5psi (3.292 kPa) durante 10 minutos, para que houvesse a formação do reboco no papel de filtro. Após esse período, utilizando-se de uma alavanca, foi aplicada uma carga sobre o *flat plate*, de forma a pressioná-la contra o reboco formado, durante dois minutos, tempo necessário para que a ferramenta ficasse presa ao reboco. Após esse período, aguardaram-se mais 10 minutos e então foram efetuadas seis leituras (com intervalos de 30 segundos entre uma leitura e outra) de torque, com auxílio de um torquímetro acoplado ao *flat plate*. O torque lido representa a força necessária para movimentar o *flat plate*. Com os valores de torque é calculado o coeficiente de tendência de prisão diferencial de acordo com a Equação 1:

$$CPD = T_m / 1.000, (1)$$

Sendo CPD o coeficiente de prisão diferencial e T_m a média aritmética das medidas de torque.

2.2.5 Volume de filtrado

O volume de filtrado foi medido utilizando o mesmo equipamento usado para determinar o coeficiente de prisão diferencial. Os fluidos foram agitados durante cinco minutos em agitador mecânico *Hamilton Beach*

modelo 936 e, em seguida, foram transferidos para a célula do *Differential Sticking Tester*, no qual permaneceram por 10 minutos sob pressão de 477,5 psi (3.292 kPa). Após os 10 minutos, foi coletado e medido o volume de filtrado (VF).

2.2.6 Espessura de reboco

Para a determinação da espessura do reboco foi seguida a metodologia desenvolvida por Farias,⁽¹⁷⁾ com base na norma API I 3B-1,⁽¹⁸⁾ que consiste nas etapas apresentadas a seguir.

Inicialmente, foi coletado o papel de filtro com o reboco após a realização do ensaio para a determinação do volume de filtrado. Em seguida, esse papel de filtro foi lavado três vezes a uma vazão de aproximadamente 110 L/h com o auxílio de um recipiente de nível constante com vazão regulável, a uma distância de aproximadamente 7 cm do controlador de vazão com diâmetro de 15 mm e com ângulo de ataque do fluxo da água de aproximadamente 45°. Após a lavagem para a retirada do excesso do fluido na superfície do reboco, o papel de filtro foi colocado entre duas lâminas de vidro. A seguir, o papel de filtro com o reboco entre as lâminas de vidro, foi submetido a uma pressão de aproximadamente 277,6 N/m² por um período de dois minutos com a finalidade de uniformizar a superfície do reboco. Após esse período foi medida a espessura do reboco com o auxílio de um extensômetro. Foram feitas cinco medidas das espessuras das lâminas de vidro e do papel de filtro, com o reboco em pontos distintos. Após obtenção das medidas, foi feita uma média aritmética das cinco determinações e descontada a espessura das duas placas de vidro e do papel molhado, sendo determinada a espessura do reboco (ER) em milímetros com aproximação em centésimos.

3 RESULTADOS

3.1 Fluidos Argilosos Não Envelhecidos

Com base na Tabela 3, observa-se que o aumento da concentração de argila proporciona redução no VF dos fluidos estudados. Esse comportamento está evidenciado quando da comparação dos resultados obtidos com os fluidos FA_1 e FA_2 , FA_3 e FA_4 , FA_5 e FA_6 , FA_7 e FA_8 . Os fluidos preparados de acordo com as formulações FA_2 e FA_6 apresentam os menores valores de VF, 3,0 e 3,1 mL, respectivamente.

O aumento da concentração de argila em fluidos de perfuração aquosos tem influência direta nas suas propriedades reológicas e também de filtração, devido à maior intensidade das interações elétricas e de massa entre as partículas de argila. Essas interações promovem a formação de reticulados mais ou menos rígidos, que

retêm as moléculas de água diminuindo a quantidade de água livre no sistema, e, por conseguinte, o volume de filtrado. Devido ao aumento da concentração de argila no sistema, também é observado um aumento na espessura de reboco.⁽¹⁹⁾ Esta propriedade se faz importante pois, segundo Isambourg et al.,⁽²⁰⁾ a espessura de reboco tem grande influência na prisão diferencial. Um reboco espesso reduz de forma efetiva o diâmetro do poço e aumenta a área de contato entre o tubo de perfuração e o reboco, contribuindo para que se tenha um aumento do risco de tubos presos.

Observa-se, ainda na Tabela 3, que quando da utilização do dispersante B, juntamente com maiores concentrações de argila, a espessura de reboco aumenta de forma significativa, sendo este valor mais pronunciado no fluido FA₄.

Ainda pela análise da Tabela 3, observa-se que o tipo de dispersante influencia de forma significativa no CPD; os fluidos preparados com o dispersante A apresentam os menores valores de CPD, sendo o menor valor (0,110) obtido com os fluidos FA₅ e FA₆.

A Tabela 4 apresenta as análises de variância e os modelos matemáticos codificados (equação de regressão) para o volume de filtrado (VF), a espessura de reboco (ER) e coeficiente de prisão diferencial (CPD) dos fluidos estudados.

O coeficiente de determinação ou explicação (R²) quantifica a qualidade do ajustamento, pois fornece

uma medida da proporção da variação explicada pela equação de regressão em relação à variação total das respostas, variando de 0 a 100%.⁽²¹⁾

Para os fluidos argilosos preparados de acordo com o planejamento experimental, a análise de significância estatística mostra que os coeficientes de correlação (R) e os coeficientes de variação explicada dos resultados experimentais para VF, ER e CPD são satisfatórios, com valores superiores a 0,99 e 99%, respectivamente. Sendo assim, os modelos matemáticos apresentados têm mais de 99% das variações obtidas explicadas pelo modelo.

O teste F apresenta a razão entre o F_{calculado} e o F_{tabela}; sempre que esta relação for maior que 1 a regressão é estatisticamente significativa, ou seja, há relação entre as variáveis independentes e dependentes.⁽¹⁹⁾ Para os parâmetros avaliados, apenas o CPD apresenta valor de Teste F superior a 1, indicando que o modelo é estatisticamente significativo ao nível de 95,0% de confiança.

Pela Figura 2a, observa-se que os menores e, portanto, melhores valores de CPD são obtidos quando da aditivação dos fluidos com o dispersante A em concentrações mais altas. Para a Figura 2b, observa-se que os melhores valores de CPD são alcançados com o dispersante tipo A, e que a concentração de argila não tem influência estatística sobre essa variável. Esse comportamento é observado fixando-se a concentração de dispersante em 14 g/350 mL.

Pelas Figuras 3a e 3b, observa-se que os menores e, portanto, melhores valores de VF são obtidos quando da preparação dos fluidos com maiores concentrações de argila.

Estes resultados confirmam os dados experimentais apresentados na Tabela 4 e discutidos anteriormente. Por meio da Figura 3b, observa-se também que o tipo de dispersante não influencia estatisticamente o VF dos fluidos estudados.

Para a variável ER é observada a seguinte tendência: para obtenção de menores valores de ER, os fluidos de perfuração devem ser preparados com baixa concentração da argila e aditivados com o dispersante A. Essa tendência é válida para o intervalo de concentrações de dispersante estudado, ou seja, de 7 g/350 mL a 14 g/350 mL.

Tabela 3. Volume de filtrado (VF), espessura de reboco (ER) e coeficiente de prisão diferencial (CPD) dos fluidos argilosos não envelhecidos

Fluidos	VF (mL)	ER (mm)	CPD
FA ₁	4,9	0,417	0,121
FA ₂	3,0	0,605	0,126
FA ₃	6,0	0,386	0,144
FA ₄	3,4	0,624	0,141
FA ₅	4,9	0,368	0,110
FA ₆	3,1	0,461	0,110
FA ₇	5,6	0,285	0,147
FA ₈	3,4	0,505	0,142

Tabela 4. Análise de variância dos fluidos argilosos não envelhecidos

Fonte de variação	VF	ER	CPD
Coeficiente de correlação (R)	0,99	0,99	0,99
% de variação explicada (R ²)	99,9	99,2	99,9
F _{calculado} /F _{tabela}	0,638	0,092	1,037

Modelos matemáticos codificados para os fluidos argilosos não envelhecidos.

$$VF(mL) = 4,2^{***} \pm 0,037 - (1,1CA^{***} \pm 0,037) + (0,3TD \pm 0,037) - (0,04CD \pm 0,037) - (0,13CA.TD \pm 0,037) + (0,06CA.CD \pm 0,037) - (0,06TD.CD \pm 0,037)$$

$$ER(mm) = 0,456^{***} \pm 0,01 + (0,092CA \pm 0,01) - (0,006TD \pm 0,01) - (0,0052CD \pm 0,01) + (0,0022CA.TD \pm 0,01) - (0,0014CA.CD \pm 0,01) - (0,0003TD.CD \pm 0,01)$$

$$CPD = 0,13^{***} \pm 0,00037 - (0,00037CA \pm 0,00037) + (0,01337TD^{**} \pm 0,00037) - (0,00287CD \pm 0,00037) - (0,00162CA.TD \pm 0,00037) - (0,00087CA.CD \pm 0,00037) + (0,00387TD.CD \pm 0,00037)$$

**Estatisticamente significativo ao nível de 95% de confiança.

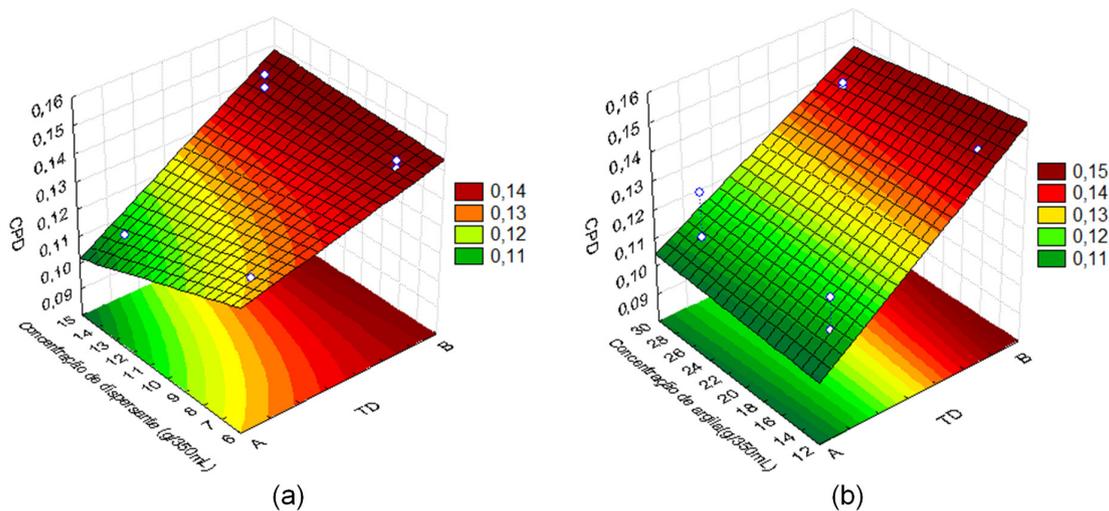


Figura 2. Superfícies de resposta para o CPD, fixando: (a) teor de argila em 28 g/350 mL e (b) teor de dispersante em 14 g/350 mL.

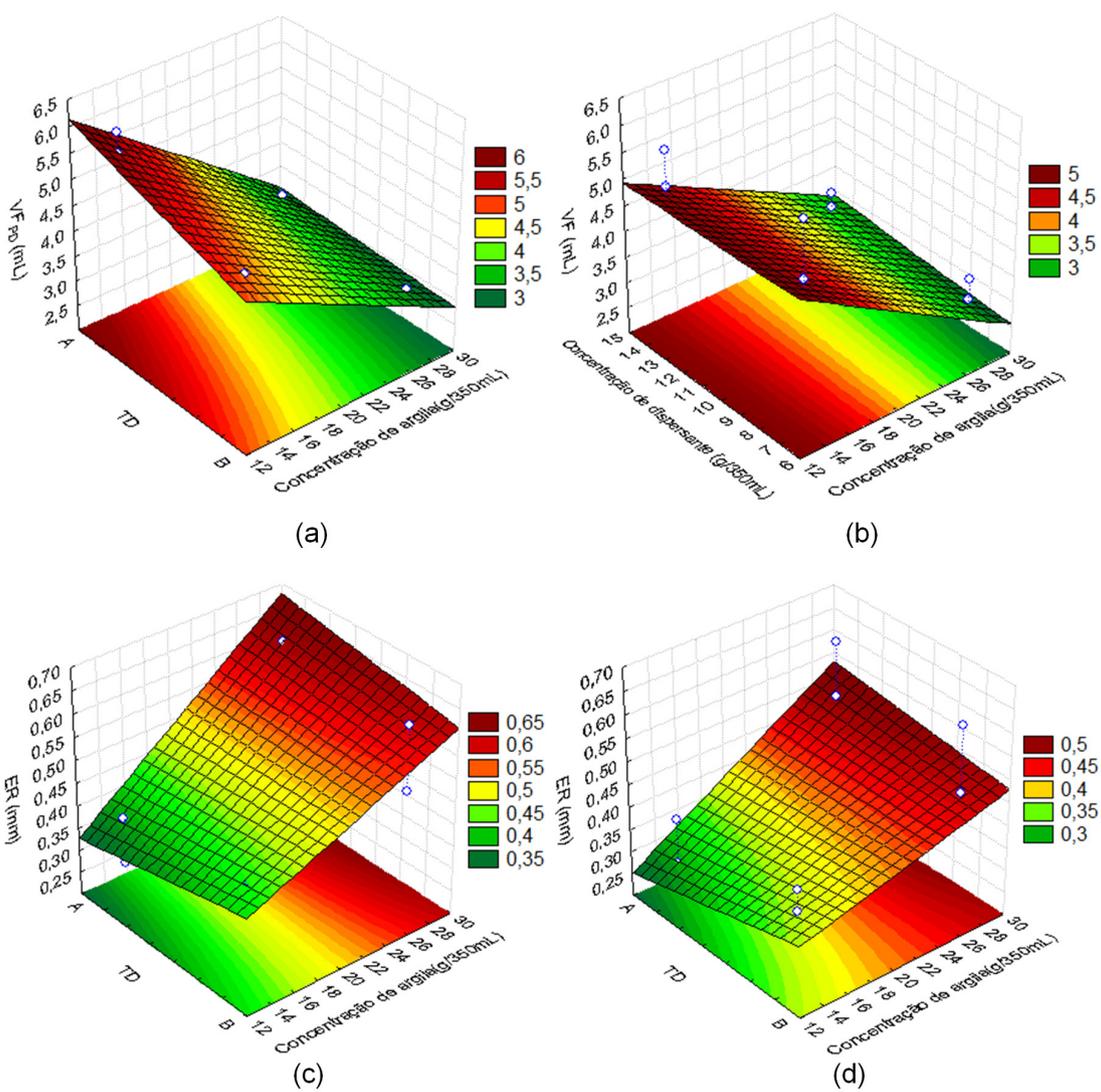


Figura 3. Superfícies de resposta para o VF e ER, fixando: (a) teor de dispersante em 14 g/350 mL, (b) tipo de dispersante em A, (c) teor de dispersante em 7 g/350 mL e (d) teor de dispersante em 14 g/350 mL.

3.2 Fluidos Argilosos Envelhecidos

De acordo com a Tabela 5, observa-se redução nos valores de VF com o aumento da concentração de argila. Esse comportamento está evidenciado quando da comparação dos resultados obtidos com os fluidos FB₁ e FB₂, FB₃ e FB₄, FB₅ e FB₆, FB₇ e FB₈. Os fluidos FB₂ e FB₆ apresentam os menores valores de VF: 3 mL, 1,0 mL e 2,7 mL respectivamente. Provavelmente, com o aumento da concentração de argila, a água presente encontra-se presa nos reticulados, diminuindo o VF.

Observa-se, também, da Tabela 5, que a ER apresenta comportamento semelhante ao do VF. Verifica-se que, quando da utilização do dispersante B juntamente com maiores concentrações de argila, a espessura de reboco aumenta de forma significativa, sendo este valor mais pronunciado no fluido FB₈. O valor obtido é de 1,352 mm.

Para o CPD, observa-se que o tipo de dispersante tem grande influência no CPD; os fluidos com o dispersante A apresentam os menores valores de CPD, sendo os menores valores de 0,104 e 0,097 obtidos com os fluidos FB₂ e FB₆, respectivamente.

A Tabela 6 apresenta as análises de variância e os modelos matemáticos codificados (equação de regressão) para o volume de filtrado (VF), a espessura de reboco (ER) e coeficiente de prisão diferencial (CPD) dos fluidos estudados.

A análise de significância estatística mostra que os coeficientes de correlação (R) e os coeficientes de variação explicada (R²) dos resultados experimentais para VF, ER e CPD dos fluidos são satisfatórios, superiores a 0,89% e 79,0%, respectivamente. Deste modo, os modelos matemáticos, apresentados na Tabela 6, têm mais de 79,0% das variações obtidas explicadas pelo modelo.

Para os parâmetros avaliados, o VF, ER e CPD apresentam valor de Teste F superior a 1, indicando que o modelo é estatisticamente significativo ao nível de 95,0% de confiança. Para as variáveis ER e CPD é obtido um modelo preditivo, uma vez que as razões entre o teste F_{calculado} e o teste F_{tabelado} apresentam valores superiores a 5.⁽²¹⁾

A partir da Figura 4a, observa-se que os menores e, portanto, melhores valores de CPD são obtidos quando da aditivação dos fluidos com o dispersante A em concentrações mais elevadas. Para a Figura 4b, observa-se que os melhores valores de CPD são alcançados com o dispersante tipo A, e que a concentração de argila não tem influência estatística sobre essa variável.

Pelas Figuras 4c e 4d, obtidas fixando-se o teor de dispersante em 14 g/350 mL e o tipo de dispersante em A, respectivamente, verifica-se que os menores e, portanto, melhores valores de VF são obtidos quando da preparação dos fluidos com maiores concentrações de argila juntamente com o dispersante tipo A. Esses resultados confirmam os dados experimentais apresentados na Tabela 5. Por meio da Figura 4d, observase também que o tipo de dispersante não influencia estatisticamente o VF dos fluidos estudados.

Tabela 5. Volume de filtrado (VF), espessura de reboco (ER) e coeficiente de prisão diferencial (CPD) dos fluidos argilosos envelhecidos

Fluidos	VF (mL)	ER (mm)	CPD
FB ₁	5,0	0,425	0,124
FB ₂	3,1	0,579	0,104
FB ₃	10,2	0,977	0,138
FB ₄	5,6	1,298	0,146
FB ₅	4,6	0,344	0,115
FB ₆	2,7	0,479	0,097
FB ₇	9,0	0,956	0,153
FB ₈	5,5	1,352	0,110

Tabela 6. Análise de variância dos fluidos argilosos envelhecidos

Fonte de variação	VF	ER	CPD
Coefficiente de correlação (R)	0,890	0,987	0,991
% de variação explicada (R ²)	79,3	97,4	98,2
F _{calculado} /F _{tabelado}	1,979	19,705	28,022

Modelos matemáticos codificados para os fluidos argilosos envelhecidos.

$$VF \text{ (mL)} = 5,706^{***} \pm 0,133 - (1,494CA^{**} \pm 0,133) + (1,869TD^{**} \pm 0,133) - (0,256CD \pm 0,133) - (0,531CA.TD^{**} \pm 0,133) + (0,144CA.CD \pm 0,133) - (0,069TD.CD \pm 0,133)$$

$$ER \text{ (mm)} = 0,801^{***} \pm 0,017 + (0,126CA^{**} \pm 0,017) + (0,345TD^{**} \pm 0,017) - (0,019CD \pm 0,017) + (0,054CA.TD^{**} \pm 0,017) + (0,007CA.CD \pm 0,017) + (0,027TD.CD \pm 0,017)$$

$$CPD = 0,123^{***} \pm 0,003 - (0,008CA^{**} \pm 0,003) + (0,014TD^{**} \pm 0,003) - (0,004CD \pm 0,003) - (0,0003CA.TD \pm 0,003) - (0,007CA.CD \pm 0,003) - (0,001TD.CD \pm 0,003)$$

**Estatisticamente significativo ao nível de 95% de confiança.

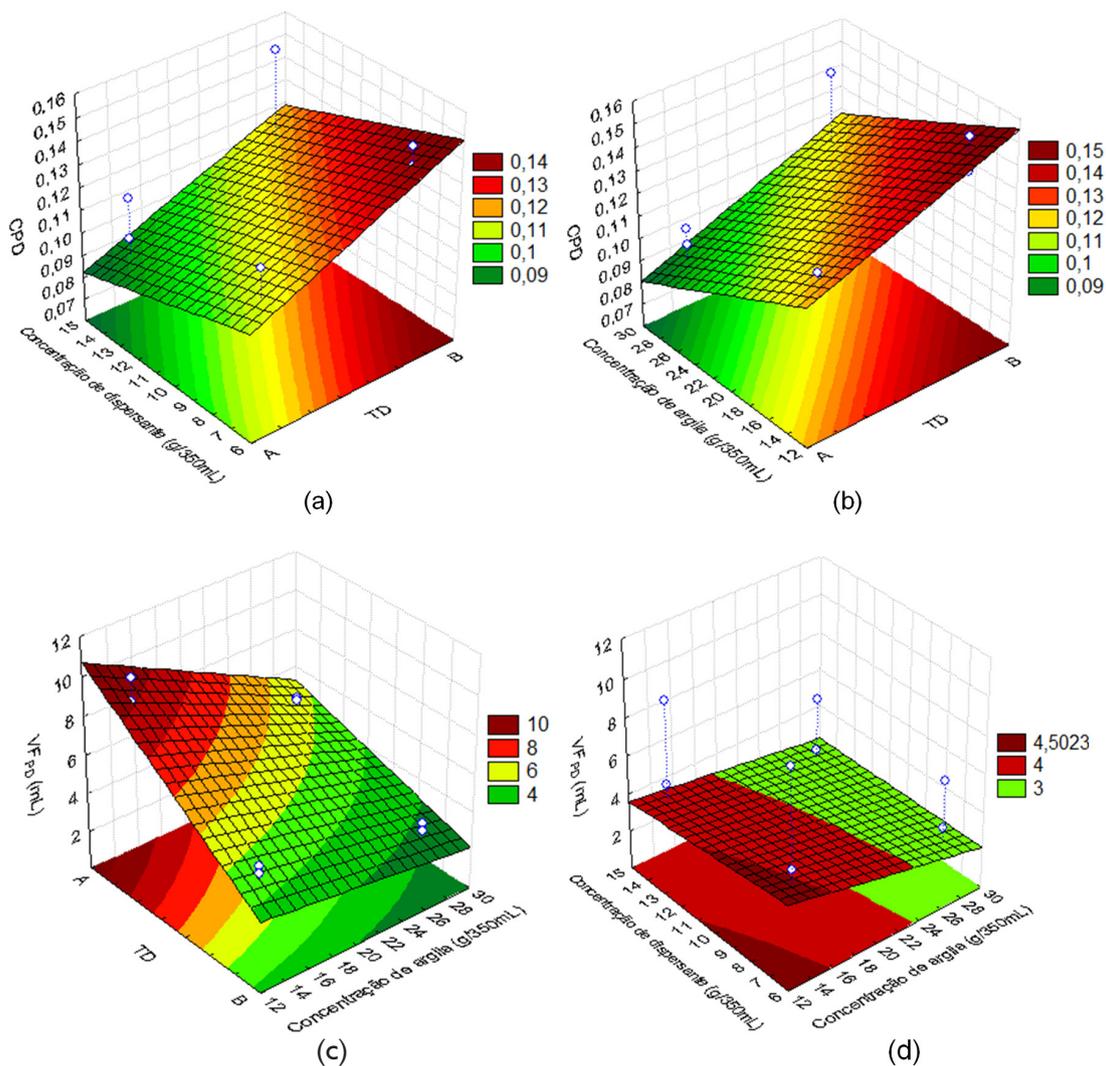


Figura 4. Superfícies de resposta para o CPD e VF, fixando: (a) teor de argila em 28 g/350 mL, (b) teor de dispersante em 14 g/350 mL, (c) teor de dispersante em 14 g/350 mL e (d) tipo de dispersante em A.

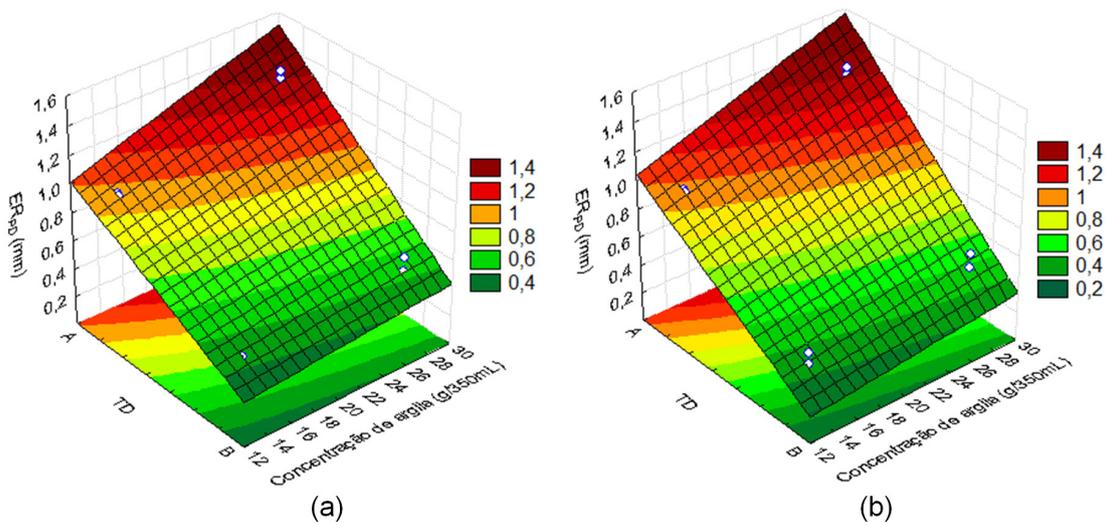


Figura 5. Superfícies de resposta para a ER, fixando: (a) teor de dispersante em 7 g/350 mL e (b) concentração de dispersante em 14 g/350 mL.

De acordo com as Figuras 5a e 5b, os menores valores de ER são obtidos quando da utilização do dispersante tipo A. Conclui-se, também, que a concentração de argila pouco influencia na ER.

De acordo com os resultados obtidos para os fluidos não envelhecidos e para os submetidos ao envelhecimento térmico, verifica-se que as propriedades dos fluidos são influenciadas significativamente pela temperatura e concentração de argila, pois os fluidos quando submetidos a altas temperaturas apresentam valores de VF e ER elevados quando comparados com os fluidos sem envelhecimento e que o envelhecimento não ocasiona variações significativas no CPD. O fluido FB₃ apresenta uma maior variação de VF; 6,0 mL antes e 10,2 mL após o envelhecimento. Em relação a ER, verifica-se uma maior variação no fluido FB₈ que antes do envelhecimento apresenta ER de 0,505 mm e, após envelhecimento, a ER aumenta para 1,352 mm. O envelhecimento térmico promove a gelificação do sistema, ocasionando aumento do VF e ER.

4 CONCLUSÕES

De acordo com os resultados obtidos, pode-se concluir que o envelhecimento térmico tem influência significativa no VF e na ER dos fluidos argilosos estudados. Além disto, fica evidenciado que o risco de prisão por diferencial de pressão dos fluidos não é influenciado pelo envelhecimento térmico a 93,3°C.

Agradecimentos

À Agência Nacional de Petróleo/ANP, ao PRH-25, ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico/CNPq (Processo nº 305729/2010-1), à System Mud Indústria e Comércio Ltda. e à Bentonit União Nordeste Indústria e Comércio Ltda. – BUN.

REFERÊNCIAS

- 1 Tavares RM. Interpretação e análise de dados de perfuração em poços de petróleo [Dissertação de Mestrado]. Campinas: Universidade Estadual de Campinas; 2006.
- 2 Benaissa S, Bachelot A, Ricaud J, Arquey G. Preventing differential sticking and mud losses in highly depleted sands. In: Proceedings of AADE National Technical Conference and Exhibition [CD-ROM]; April 6-7, 2004; Houston, Texas. Houston: American Association of Drilling Engineers; 2004.
- 3 STUCK-PIPE prevention, Self Learning Course, Schulmberger Anadrill, Fevereiro, 1997. [citado fev 2011]. Disponível em: < http://www.oilfieldtrash.com/custom/php/files/1252703883Stuck_pipe_self_learning_course.pdf >.
- 4 ANÔNIMO, Stuck Pipe, Chapter 15, Revision No: A-0 / Revision Date: 31 de Março de 1998, p.15.1 a 15.24. [citado 03 ago 2010]. Disponível em: <<http://www.scribd.com/doc/17232761/Stuck-Pipe>>.
- 5 Aldred W, Plumb D, Bradford I, Cook J, Gholkar V, Cousins L et al. Managing drilling risk. Oilfield Review. 1999; Summer. p. 2-19.
- 6 Bushnell-Watson YM, Panesar SS. Mechanisms of differential sticking and a simple well site test for monitoring and optimizing drilling mud properties. In: Proceedings of 66. Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers; 1991 Oct 6-9; Dallas, USA. Richardson: Society of Petroleum Engineers; 1991. p. 147-15. SPE 22549.
- 7 Pereira E. Uso de inibidores de argilas como solução de problemas em sondagem. Itajaí: System Mud; [citado 28 dez 2010]. Disponível em: <http://www.systemmud.com.br/index.php?PG=literatura&sub=literatura_home&artigo=lit_006>.
- 8 Darley HCH, Gray GR. Composition and properties of drilling and completion fluids. 5. ed. Houston: Gulf; 1988.
- 9 Amorim LV. Melhoria, proteção e recuperação da reologia de fluidos hidroargilosos para uso na perfuração de poços de petróleo [tese de doutorado]. Campina Grande: Universidade Federal de Campina Grande; 2003.
- 10 Williams FJ, Elsley BC, Weintritt DJ. The variations of Wyoming bentonite beds as a function of the overburden. Clay Minerals. 1953; 2:141-151. <http://dx.doi.org/10.1346/CCMN.1953.0020112>
- 11 McAtee Junior JL. Heterogeneity in montmorillonit. Clay Minerals. 1956;5:279-288. <http://dx.doi.org/10.1346/CCMN.1956.0050123>
- 12 Knechtel MM, Patterson SH. Bentonite deposits in marine cretaceous formations, Hardin District, Montana and Wyoming. Washington: USGPO; 1956. (Geological Survey Bulletin, 1023).
- 13 Reid PI, Meeten GH, Way PW, Clarck P, Chambers BD, Gilmour A. Mechanisms of differential sticking and a simple well site test for monitoring and optimizing drilling mud properties. In: Proceedings of SPE/IAPC Drilling Conference; 1996 Mar 12-15; New Orleans, EUA. Richardson: Society of Petroleum Engineers; 1996. 35100-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/35100-MS>

- 14 Nascimento RCA M. Estudo de desempenho de fluidos aquosos sob condições de prisão diferencial [Dissertação de Mestrado]. Campina Grande: Universidade Federal de Campina Grande; 2011.
- 15 Barros Neto B, Scarmínio IS, Bruns RE. Planejamento e otimização de experimentos. Campinas: Editora da Unicamp; 1996.
- 16 Statsoft Inc. Statistica for Windows, version 7.0 [CD-ROM]. Victoira; 2004.
- 17 Farias KV. Influência de umectante aniônico na reologia e espessura do reboco de fluidos hidroargilosos [dissertação de mestrado]. Campina Grande: Universidade Federal de Campina Grande; 2005.
- 18 American Petroleum Institute. Norma API 13B-1 – Standard procedure for field testing water-based drilling fluids. Washington, DC; 2003.
- 19 Amorim LV, Gomes CM, Silva FLH, Lira HL, Ferreira HC. Estudo reológico de fluidos de perfuração à base de água: influência do teor de sólidos, velocidade e tempo de agitação. *Águas Subterrâneas*. 2005; 19:75-85.
- 20 Isambourg P, Ottesen S, Benaissa S, Marti J. Down-hole simulation cell for measurement of lubricity and differential pressure sticking. In: Proceedings of SPE/IAPC Drilling Conference; 1999 Mar 9-11; Amsterdam, Netherlands. Richardson: Society of Petroleum Engineers; 1999. SPE/IADC 52816.
- 21 Rodrigues MI, Iema AF. Planejamento de experimentos e otimização de processos. Campinas: Cárita; 2010.

Recebido em: 15/03/2013

Aceito em: 28/08/2013