

XVI CONGRESSO BRASILEIRO DE ÁGUAS SUBTERRÂNEAS E XVII
ENCONTRO NACIONAL DE PERFURADORES DE POÇOS

**FLUIDOS DE PERFURAÇÃO HIDROARGILOSOS E O RISCO DE PRISÃO
DIFERENCIAL**

Renalle Cristina A. de M. Nascimento¹; Daniel Silveira Lira²; Luciana Viana Amorim³; Hélio de
Lucena Lira⁴; Eugênio Pereira⁵

PPGCEMat/CCT/UFCG¹; UAEQ/CCT/UFCG²; PRH-25/UAEM/CCT//UFCG³;
UAEM/CCT/UFCG⁴ & System Mud Ind. e Com. Ltda.⁵

Resumo – A prisão diferencial é um fenômeno que ocorre quando a coluna de perfuração fica presa, sem rotação, impedindo o seu movimento para cima e para baixo dentro do poço, mas com o fluido de perfuração circulando normalmente. As características do reboco formado, o diferencial de pressão, a deficiência na limpeza e a instabilidade do poço, são alguns dos fatores responsáveis pela prisão de tubos. Diversos estudos afirmam que a formulação do fluido tem influência direta no risco dos incidentes de prisão diferencial. Assim, este trabalho investiga a tendência dos fluidos hidroargilosos em apresentar o fenômeno de prisão diferencial. Foram estudados fluidos à base de água e argila bentonítica com e sem aditivos poliméricos e lubrificantes, e avaliadas as propriedades reológicas, de filtração, espessura de reboco, lubricidade e o coeficiente de prisão diferencial (CPD). De acordo com os resultados, observou-se que os fluidos preparados apenas com água e argila apresentam maiores valores de CPD e que a aditivação com o lubrificante reduz significativamente esse coeficiente, mesmo para os fluidos aditivados também com polímeros. Desta forma, ficou evidenciado que a presença de lubrificantes em fluidos hidroargilosos contribui na redução do risco de prisão diferencial.

Abstract – Differential sticking is a phenomenon that occurs when the drilling assembly (pipe, drill collars and bottomhole assembly) is stuck, without rotation, hinder the up/down mobility inside the wellbore and with the perforation fluid circulating normally. The characteristics of cake filter formed,

¹Mestrado em Ciência e Engenharia de Materiais, PPGCEMat/ CCT/ UFCG, Av. Aprígio Veloso, 882, 58109-970, Campina Grande ,PB, nalenascimento@gmail.com

²Graduação em Eng. Química, DEQ/CCT/UFCG, Av. Aprígio Veloso, 882, Campina Grande ,PB, danielsl@hotmail.com

³Professora, PRH-25/UAEM/CCT/UFCG, Av. Aprígio Veloso, 882, 58109-970, Campina Grande,PB, Fone: 83-3310-1106, luciana@cct.ufcg.edu.br

⁴Professor UAEM/CCT/UFCG, Av. Aprígio Veloso, 882, 58109-970, Campina Grande –PB, Fone: 83-3310-1180, helio@dema.ufcg.edu.br

⁵Geólogo, System Mud Indústria e Comércio Ltda, eugenio@systemmud.com.br

differential pressure, insufficient cleaning and wellbore instability are some causes responsible for the stuck pipe. Several studies confirm the fluid composition has direct influence in the differential sticking occurrences. So, the aim of this work is to study the tendency of clay-based fluids to presents the differential sticking phenomenon. It was studied water based fluids and bentonite clay with and without polymer and lubricant additives, and the evaluation of rheological properties, water loss, cake filter thickness, lubricity, and differential sticking coefficient (DSC). According to the results it was observed that the prepared fluids only with water and clay present great values of DSC and the addition of lubricant reduce significantly this coefficient even to the fluids with polymers. So, it was evidenced that the presence of lubricants in the clay-based fluids can contribute to the reduction of the differential sticking tendency

Palavras-Chave – fluidos de perfuração, propriedades, prisão diferencial

INTRODUÇÃO

A prisão diferencial representa um alto risco à perfuração e ocorre quando a coluna de perfuração fica presa, impedindo o seu movimento (sem rotação), mas com o fluido circulando normalmente.

Segundo Monaghan et al. (1962), o fenômeno de prisão diferencial pode ocorrer por diversos motivos, a exemplo dos desmoronamentos das paredes dos poços, da sedimentação de partículas grandes carregadas pelo fluido ou, ainda, da acumulação do reboco durante uma parada na circulação. Entretanto, uma das suas principais causas é o diferencial de pressão entre a pressão hidrostática do fluido de perfuração e a pressão dos poros das formações, combinada a um reboco muito espesso (Figura 1).

O reboco é formado pela deposição de sólidos do fluido nas paredes do poço à medida que a fase contínua (água) deste penetra em seus poros. A falta de controle da espessura do reboco pode causar diversos outros problemas durante a perfuração, como: invasões excessivas de filtrado nas formações geológicas, desmoronamento de formações hidratáveis, redução do diâmetro do poço, danos às formações aquíferas e avaliações equivocadas das formações investigadas (Pereira, 2003). Contudo, apesar dos problemas relacionados ao reboco, a sua presença na perfuração é essencial, pois a sua formação controlada contribui para manter a estabilidade dos poços e reduz o dano à formação (Souza et al., 2003).

Uma vez instalada a prisão diferencial, a força necessária para liberar o tubo de perfuração irá depender do diferencial de pressão presente e da resistência do reboco no momento da tentativa de liberar o tubo. A taxa de diminuição da pressão de poros do reboco depende da permeabilidade do

reboco, uma vez compactado. Assim, segundo Isambourg et al. (1999), os parâmetros que causam a prisão por diferencial de pressão são:

- * uso de fluidos que exercem pressão excessiva na formação;
- * permeabilidade do reboco compactado;
- * dureza do reboco compactado e
- * tempo de exposição, ou seja, o tempo que a tubulação fica aderida ao reboco.

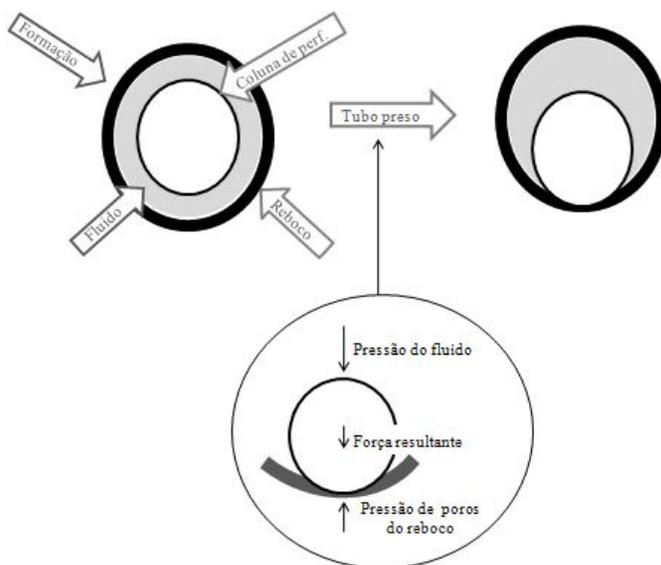


Figura 1. Representação esquemática do fenômeno de prisão diferencial (Isambourg et. al., 1999)

O fenômeno de prisão diferencial é indesejável e quando presente pode provocar grandes prejuízos técnicos, a exemplo da suspensão das atividades da sonda ou até mesmo o abandono do poço (Souza et al., 2003) e econômicos. Segundo Santos (2000), em algumas áreas, os eventos relacionados com a prisão diferencial podem ser responsáveis por até 40% do custo total do poço.

A prisão da coluna de perfuração em poços de petróleo pode ocorrer tanto em poços convencionais (verticais) quanto em poços não convencionais (horizontais e direcionais). Nos poços verticais, o fenômeno ocorre por diferencial de pressão, enquanto que nos poços não convencionais, a prisão do tubo pode ser ocasionada também pela ação da gravidade. Segundo Coelho et al.(2009) um importante ponto na perfuração de poços de longo alcance está na limpeza do poço. Os métodos comumente utilizados dão ênfase à capacidade de arraste dos cascalhos produzidos durante a perfuração. Porém, em poços horizontais e inclinados as forças gravitacionais conduzem à deposição dos cascalhos diminuindo a capacidade de arraste e a boa limpeza do poço.

Uma das formas de minimizar o risco de prisão diferencial é dimensionar o fluido para que suas propriedades se tornem adequadas, visto que fluidos de perfuração apresentam diversas funções incluindo o controle das pressões de subsuperfície, transporte dos detritos de perfuração e permitir sua separação na superfície, promovendo assim a limpeza do poço, resfriamento e lubrificação da broca e da coluna de perfuração e formação de um filme de baixa permeabilidade (reboco) nas paredes do poço.

Diante do exposto e considerando a ampla aplicação de fluidos hidroargilosos nas operações de perfuração de poços de petróleo e artesiano, este trabalho tem como objetivo avaliar a tendência desses fluidos em apresentar o fenômeno de prisão diferencial.

MATERIAIS E MÉTODOS

Materiais

Fluidos de perfuração

Foram estudados fluidos de perfuração hidroargilosos (preparados com água e argila bentonítica ativada), antes e após aditivação com polímeros e lubrificante. As composições dos fluidos estão apresentadas na Tabelas 1 e 2.

Tabela 1. Composições dos fluidos de perfuração hidroargilosos aditivados com lubrificante

Fluidos	Água (mL)	Argila (%)	Lub. (%)
F1	500	2,5	---
F1*	500	2,5	1,0
F1**	500	2,5	2,0
F2	500	4,86	---
F2*	500	4,86	1,0
F2**	500	4,86	2,0

Os fluidos foram preparados utilizando uma amostra de argila bentonítica sódica industrializada da Paraíba nas concentrações 2,5 e 4,86%. Essa argila é amplamente utilizada como componente em fluidos base água na perfuração de poços artesanais e de petróleo.

Os aditivos estudados foram: duas amostras de poliméricos, sendo uma de um polímero viscosificante (Pol. 1) e uma de um polímero redutor de filtrado (Pol. 2), na concentração de 0,16%, e uma amostra de lubrificante nas concentrações de 1,0 e 2,0%.

Tabela 2. Composições dos fluidos de perfuração hidroargilosos aditivados com polímeros e com lubrificante

Fluidos	Água (mL)	Argila (%)	Pol. 1 (%)	Pol. 2 (%)	Lub. (%)
F3	500	2,5	0,16	---	---
F3*	500	2,5	0,16	---	1,0
F3**	500	2,5	0,16	---	2,0
F4	500	2,5	---	0,16	---
F4*	500	2,5	---	0,16	1,0
F4**	500	25	---	0,16	2,0

Métodos

Preparação dos fluidos

Os fluidos foram preparados com base na norma N-2605 (PETROBRAS,1998a); a argila foi misturada a 500mL de água deionizada, agitando a uma velocidade de 17.000rpm durante 20min, em um agitador mecânico da marca Hamilton Beach, modelo 936. A seguir, o fluido permaneceu em repouso durante 24h em recipiente fechado. Para os fluidos aditivados com polímeros e lubrificante, a argila foi misturada manualmente com o polímero em pó e, em seguida, essa mistura foi adicionada a 500mL de água deionizada. Após agitação, o fluido permaneceu em repouso durante 24h e, após esse período, foi adicionado o lubrificante sob agitação constante no mesmo agitador mecânico a uma velocidade de 17.000rpm durante 1min.

Estudo reológico

Após repouso de 24h, os fluidos foram agitados durante 5min em um agitador mecânico Hamilton Beach, modelo 936, na velocidade de 17.000rpm. Após a agitação, os fluidos foram transferidos para o recipiente do viscosímetro Fann modelo 35 A. O viscosímetro foi acionado na velocidade de 600rpm durante 2min e efetuada a leitura.

Com os dados das leituras obtidas no viscosímetro, calculou-se a viscosidade aparente (VA) e plástica (VP) e o limite de escoamento (LE) segundo a norma N-2605 (PETROBRAS,1998a), utilizando as Equações (1), (2) e (3):

-Viscosidade aparente (VA):
$$VP = L_{600} - L_{300} \text{ (cP)} \quad (1)$$

- Viscosidade plástica (VP):
$$VP = L_{600} - L_{300} \text{ (cP)} \quad (2)$$

- Limite de escoamento (LE):
$$LE = L_{300} - VP \text{ (N / m}^2\text{)} \quad (3)$$

Lubricidade

O coeficiente de lubricidade dos fluidos foi determinado em lubricímetro OFITE (*EP-Lubricity Tester*). Agitou-se o fluido por 5min em um agitador mecânico Hamilton Beach, modelo 936, na velocidade de 17.000rpm. Em seguida, o mesmo foi transferido para o recipiente do equipamento, com torque inicial zero e uma velocidade de 60rpm; aplicou-se lentamente uma força de 150in/lb (equivalente a uma pressão de 34.500 a 69.000kPa) durante 5min, efetuando-se a leitura do torque exercido pelo fluido. Com a leitura obtida pelo torque da água, calculou-se o fator de correção (FC), de acordo com a Equação (4) e o coeficiente de lubricidade de acordo com a Equação (5).

- Fator de Correção:
$$FC = \frac{34,0}{\text{Leitura}_{\text{água}}} \quad (4)$$

- Coeficiente de lubricidade
$$CL = \frac{FC \text{ Leitura}_{\text{obtida}}}{100} \quad (5)$$

Volume de filtrado

Para a determinação do volume de filtrado, os fluidos foram agitados durante 1min, em um agitador mecânico Hamilton Beach, modelo 936, na velocidade de 17.000rpm. Em seguida, foi transferido para o recipiente do filtro-prensa API, com aplicação de uma pressão da ordem de 100 psi (7,0kgf/cm²). Após 30min, o filtrado foi lido e obteve-se a medida do volume do filtrado, expresso em mL.

Espessura de reboco

Para determinar a espessura do reboco foi utilizada a metodologia desenvolvida por Farias (2006) no LABDES (Laboratório de Referência de Dessalinização) baseada na norma API 13B-1 (2003). Essa metodologia consiste nas etapas apresentadas a seguir.

- coletar o papel de filtro com o reboco após a realização do ensaio para determinação do volume do filtrado;
- lavar o papel de filtro por três vezes a uma vazão de aproximadamente 110l/h com o auxílio de um recipiente de nível constante com vazão regulável, a uma distância de aproximadamente 7,0cm do controlador de vazão que tem diâmetro de 15,0mm e um ângulo de ataque do fluxo da água de aproximadamente 45°;
- colocar papel de filtro com o reboco entre duas lâminas de vidro e aplicar uma pressão de aproximadamente 277,6N/m² por um período de 2min e
- medir a espessura do reboco com o auxílio de um extensômetro.

Foram feitas cinco medidas das espessuras das lâminas de vidro e do papel com o reboco em pontos distintos. Após obtenção das medidas, é feita uma média aritmética das cinco determinações.

Prisão diferencial

Os ensaios para determinação do coeficiente de prisão diferencial (CPD) foram realizados em equipamento *Differential Sticking Tester* da marca Fann com a ferramenta de torque *flat plate* (prato de torque achatado). Seguiu-se a metodologia sugerida pela fabricante, na qual os fluidos foram agitados durante 5min em agitador mecânico da marca Hamilton-Beach, modelo 936, e então transferidos para o interior da célula do equipamento. Em seguida, foram submetidos a uma pressão de aproximadamente 477,5psi (3.292kPa) durante 10min para que ocorresse a formação do reboco. Após esse período, utilizando-se de uma alavanca, o *flat plate* foi baixado e mantido nesta posição por 2min para garantir que o mesmo permanecesse preso ao reboco. A seguir, foram feitas seis leituras (com intervalos de 30s 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 6:

$$CPD = \frac{T_m}{1000} \quad (6)$$

Sendo,

CPD é o coeficiente de tendência de prisão e

T_m é a média aritmética das medidas de torque.

Todos os ensaios foram realizados em duplicata. Quando um dos valores obtidos diferia da média de 10%, esse era automaticamente eliminado e o ensaio repetido.

RESULTADOS

Na Tabela 3 estão apresentados os valores das propriedades reológicas, de filtração e de lubrificidade dos fluidos preparados com argila e os aditivados com lubrificante.

Tabela 3. Propriedades reológicas, de filtração e lubrificidade dos fluidos preparados com argila e lubrificante

Fluidos	VA(cP)	VP(cP)	LE(N/m ²)	VF(mL)	ER(mm)	CL
F1	4,5	3,0	3,0	26,0	1,054	0,38
F1*	5,0	3,5	3,0	22,4	0,974	0,19
F1**	5,0	3,5	3,0	20,4	0,828	0,22
F2	20,0	4,0	32,0	17,0	2,157	0,40
F2*	17,5	8,0	19,0	17,6	2,022	0,16
F2**	20,5	6,0	29,0	15,8	1,732	0,23
Especificações (PETROBRAS,1998b)	≥ 15,0	≥ 4,0	≤ 1,5xVP	≤ 18,0	NE	NE

Pode-se observar, por meio dos resultados expostos na Tabela 3, que os fluidos F1, F1* e F1** não apresentaram viscosidade aparente (VA), viscosidade plástica (VP) e limite de escoamento (LE) de acordo com as especificações da PETROBRAS (1998b), e a adição do lubrificante não apresentou efeitos significativos nestas propriedades, enquanto que os fluidos F2, F2* e F2**, além de apresentarem propriedades reológicas adequadas, a adição de 1% do lubrificante foi suficiente para reduzir os valores de VA, VP, LE, VF e ER. Isto se deve ao fato do lubrificante estudado ser à base de óleo vegetal, podendo ser solúvel em água ou formar pequenas gotículas, e quando

adicionado ao fluido contendo argila bentonítica age como dispersante, neutralizando as cargas presentes nas superfícies das partículas de argila (Medeiros et. al., 2008).

Para os fluidos aditivados com 2,0% do lubrificante, observou-se comportamento inverso e este se deve, muito provavelmente, ao fato do teor de 2% ser suficiente para atingir a sua concentração micelar crítica (c.m.c.).

Alguns umectantes podem agir como dispersantes e segundo Farias et al. (2006), os umectantes são moléculas que possuem na sua estrutura duas regiões de polaridade opostas: uma polar (ou hidrofílica) com afinidade pela água e outra apolar (ou hidrofóbica) com afinidade por outros solutos, fazendo com que a tensão superficial entre superfícies (água/óleo, água/sólido, água/ar, etc) seja reduzida. As moléculas de umectantes podem atrair ou repelir as partículas de argila e penetrar entre as camadas, podendo assim aumentar ou diminuir a estabilidade do sistema. A adição de umectantes à água tende a saturar todas as interfaces, de modo que a partir de uma concentração denominada concentração micelar crítica (c.m.c.) há a saturação do meio e a formação de micelas, ocorrendo variações bruscas nas propriedades físico-químicas da solução.

Para as propriedades de filtração, verificou-se uma redução no VF e na ER dos fluidos após aditivação com o lubrificante e o aumento em seu teor. Esse comportamento se deve também à ação dispersante do lubrificante estudado.

Quanto ao coeficiente de lubricidade, houve uma redução esperada, visto que o lubrificante tem a ação de formar uma película protetora entre duas superfícies, reduzindo o atrito e o desgaste. Além disto, os lubrificantes auxiliam no controle da temperatura, proporcionam a limpeza do equipamento, protegendo-o contra a corrosão decorrente dos processos de oxidação, podendo ainda, atuarem como agente de transmissão de força e movimento (Gomes e Filho, 2005).

A Figura 2 apresenta os resultados do coeficiente de prisão diferencial dos fluidos de perfuração hidroargilosos aditivados com lubrificantes.

Foi possível observar que o aumento da concentração de argila bentonítica nos fluidos não alterou o CPD; os fluidos F1 (2,5% de argila) apresentaram valores de 0,130 e os F2 (4,86% de argila), valores de 0,129. Observou-se ainda que a presença do lubrificante e o aumento em sua concentração reduzem significativamente os valores de CPD. Provavelmente, o lubrificante formou uma película no *flat plate* e manteve-se também presente no reboco, reduzindo o atrito e facilitando o deslizamento do *flat plate* no reboco. Assim, como consequência tem-se a redução da força necessária para *flat plate* aderido ao reboco.

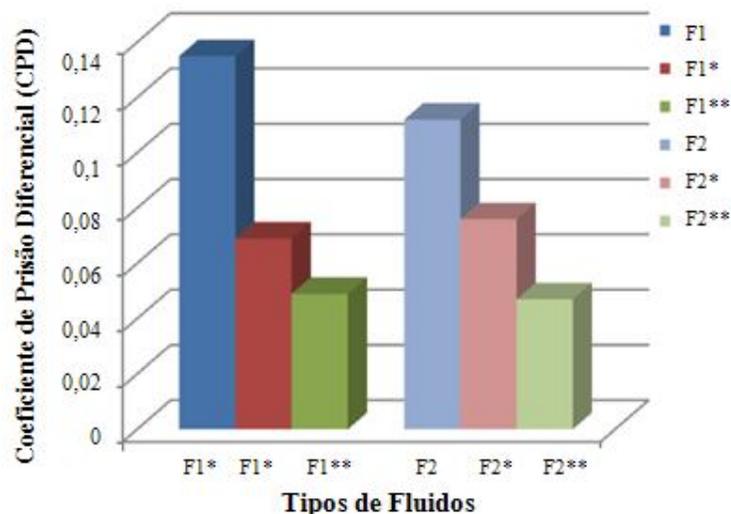


Figura 2. Coeficiente de prisão diferencial dos fluidos contendo argila e lubrificante

Segundo Bushnell-Watson e Panesar (1991), tanto em fluidos base água quanto em fluidos base óleo, o uso de um lubrificante afeta significativamente a maneira pela qual a tubulação é liberada. Na ausência do lubrificante, a tubulação é liberada na interface reboco/formação, enquanto que com a presença de lubrificante, a tubulação é liberada na interface tubo/reboco, reduzindo assim riscos durante a perfuração.

Reid et al. (1996), afirmam que a prisão diferencial ocorre quando uma parte da coluna de perfuração, revestimento ou ferramenta de medição adere ao reboco do fluido e é mantido lá por uma pressão do fluido que excede a pressão de formação. A prisão diferencial só pode ocorrer de encontro a formações de rocha permeável, tais como arenitos, onde um reboco acumula-se durante a perfuração. Não ocorre em formações de baixa permeabilidade, como folhelhos, onde o reboco do fluido não é formado.

A força necessária para liberar tubos presos por prisão diferencial deve superar a adesão do tudo ao reboco e a pressão exercida pelo fluido. Diversos estudos foram realizados visando avaliar a relação entre a espessura do reboco, suas propriedades e ao risco de prisão diferencial, contudo, não há uma relação clara entre essas variáveis (Santos, 2000).

Neste trabalho, verificou-se que a adição de lubrificantes em fluidos hidroargilosos promove a redução da espessura do reboco e do coeficiente de prisão diferencial. Como consequência, menor será a força necessária para liberar o tubo preso ao reboco.

Na Tabela 4 estão apresentadas os valores das propriedades reológicas, de filtração, espessura do reboco e lubrificidade dos fluidos hidroargilosos aditivados com polímeros e lubrificante.

Observou-se que os fluidos F3 apresentaram valores de VA, VP, LE e VF superiores aos dos fluidos F4, e isto é característica do tipo de polímero utilizado; para os fluidos F3, F3*, F3**, o

polímero tem função viscosificante, enquanto que os fluidos F4, F4*, F4**, atua como redutor de filtrado. Esses resultados estão discutidos detalhadamente em Medeiros et al. (2008).

Tabela 4. Propriedades reológicas, de filtração e lubrificidade dos fluidos preparados com argila, polímeros e lubrificante

Fluidos	VA(cP)	VP(cP)	LE(N/m²)	VF(mL)	ER(mm)	CL
F3	19,3	6,5	25,5	14,0	1,172	0,36
F3*	16,5	6,0	21,0	14,0	1,181	0,13
F3**	14,0	6,0	13,0	12,0	0,876	0,10
F4	15,0	8,5	13,0	12,0	1,470	0,39
F4*	13,5	7,0	13,0	12,5	1,053	0,07
F4**	15,8	10,0	11,5	12,0	1,417	0,11
Especificações (PETROBRAS,1998b)	≥ 15,0	≥ 4,0	≤ 1,5xVP	≤ 18,0	NE	NE

Observou-se ainda, que a adição do lubrificante aos fluidos F3 reduziu os valores de VA, LE, VF e ER. Para os fluidos F4, observou-se que os valores de VA reduziram com a adição do lubrificante, enquanto que o aumento no seu teor proporcionou aumento em VA.

De modo geral, a ER está diretamente relacionada com o VF, isto porque um fluido com uma maior quantidade de água livre ao ser submetido a uma determinada pressão resultará em um maior VF, conseqüentemente, o reboco obtido apresentará maior espessura. Para se ter um bom controle durante a perfuração essa relação é bastante importante, pois, como dito anteriormente, o excesso de reboco na parede do poço pode causar aprisionamento da coluna de perfuração.

Tanto para os fluidos F3 quanto para os fluidos F4, o teor de 1% de lubrificante foi suficiente para reduzir de maneira significativa o coeficiente de lubrificidade (CL), apresentando valores próximos a 0,10.

Na Figura 3 estão apresentados os resultados dos coeficientes de prisão diferencial (CPD) dos fluidos hidroargilosos aditivados com polímeros e lubrificantes.

Comparando os valores obtidos com os fluidos F1, F3 e F4, observou-se que a adição de polímeros aos fluidos hidroargilosos promoveu um aumento do CPD; para os fluidos F3 e F4 (com argila e polímeros), os resultados obtidos foram de aproximadamente 0,181 e 0,194; enquanto que para os fluidos F1 (Figura 2) foi de 0,130.

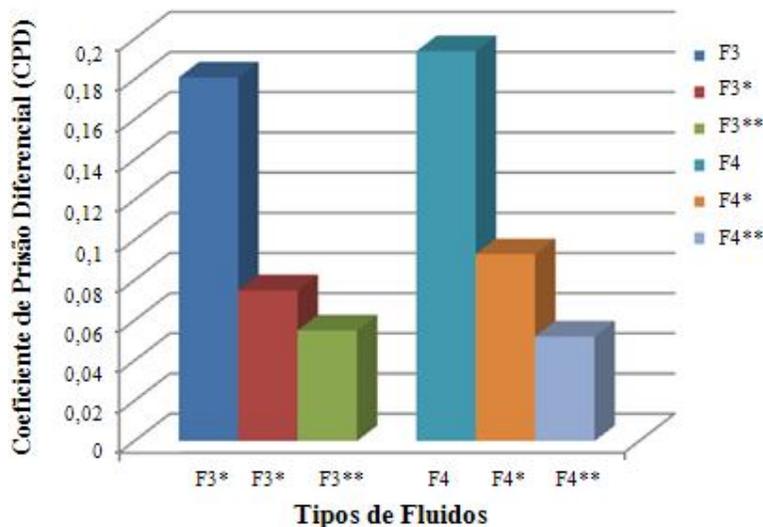


Figura 3. Coeficiente de prisão diferencial dos fluidos preparados com argila, polímeros e lubrificante

Os fluidos aditivados com o polímero viscosificante (F3, F3* e F3**) apresentaram valores de CPD inferiores aos dos fluidos aditivados com o polímero redutor de filtrado. Esse comportamento sugere uma relação entre a espessura de reboco e o coeficiente de prisão diferencial. Os fluidos F4 (4,86% de argila), apresentaram espessura de reboco de 1,470mm e os fluidos F3 (2,5% de argila), valores de aproximadamente 1,172mm (Tabela 4). Conforme estudos feitos por Isambourg et al. (1999), a espessura do reboco tem influência na prisão diferencial porque aumenta a área de contato tubo/reboco.

Bushnell-Watson e Panesar (1991) observaram que nem todos os estudos produzem uma relação direta entre volume de filtrado API e prisão diferencial. Por exemplo, a adição de CMC (carboximetilcelulose, polímero aniônico derivado da celulose que possui cadeia linear e é solúvel em água) em um fluido com argila melhora o volume de filtrado, mas não tem efeito no coeficiente de prisão diferencial. Por outro lado, os fluidos salgados, aqueles com menor volume de filtrado, apresentam o maior coeficiente de prisão diferencial. Contudo, com a redução do volume de filtrado, geralmente ocorre diminuição da espessura do reboco e, com isso, deve haver uma penetração mínima do tubo de perfuração antes que se tenha uma mudança significativa da pressão na interface tubo/reboco. Portanto, se o reboco for bastante fino, a prisão pode ser evitada.

Diante do exposto, fica claro que a otimização dos fluidos de perfuração é uma ótima solução para diminuir os riscos de prisão diferencial que ocorre durante as operações de perfurações.

CONCLUSÕES

Com os resultados obtidos, concluiu-se que dentre os fluidos estudados, os preparados com argila e os preparados com argila e polímeros apresentaram maior tendência ao fenômeno de prisão

diferencial. Os fluidos hidroargilosos aditivados com lubrificantes, tanto os preparados com argila como os com argila e polímeros, apresentaram os menores resultados de CPD. Desta forma, fica claro a necessidade do uso de lubrificante em fluidos de perfuração para reduzir o risco de prisão diferencial. E, por fim, a espessura do reboco formado e a ação do lubrificante, podem contribuir significativamente na redução do risco de prisão diferencial.

AGRADECIMENTOS

À Agência Nacional do Petróleo - ANP, ao PRH-25 e ao CNPq (Processo N° 479214/2007-7) pelo apoio financeiro, à Empresa Bentonit União Nordeste Ltda – BUN pelo fornecimento da argila bentonítica, à Empresa System Mud Indústria e Comércio Ltda. pelo fornecimento dos aditivos e apoio a este projeto e ao LABDES pelo uso de suas instalações físicas.

BIBLIOGRAFIA

- API, Norma API Recommended Practice 13B-1, 2003.
- BUSHNELL-WATSON, Y.M. e Panesar S. S., Mechanisms of differential sticking and a simple well site test for monitoring and optimizing drilling mud properties, SPE 22549, 1991.
- COELHO, B. S., Couto, P., Gandelman, R. A., Martins, A. L., Análise de torque em colunas de perfuração de poços direcionais e sua influência no monitoramento da limpeza dos poços, III Encontro Nacional de Hidráulica de Poços (ENAHPE), , Campos do Jordão, SP, 2009.
- FARIAS, K. V., Amorim, L. V., Ferreira, H. C., Pereira, E., Estudo da reologia e espessura do reboco de fluidos de perfuração: influência de dispersantes e umectante aniônicos, Revista Cerâmica, vol. 52, p.306-312, 2006.
- GOMES, H.O., Filho, J.F.O., Metodologia de avaliação da lubricidade de óleo diesel. Encontro para a Qualidade de Laboratórios. São Paulo, junho de 2005.
- ISAMBOURG, P., Ottesen, S., Benaissa, S., Marti, J., Down-Hole Simulation Cell for Measurement of Lubricity and Differential Pressure Sticking, SPE/IADC 52816, March 1999.
- MEDEIROS, R. C. A., Amorim, L. V., Santana, L. N. L., Avaliação de aditivos lubrificantes em fluidos aquosos para perfuração de poços de petróleo, REMAP, v.3.3 (2008)56-64.
- MONAGHAN, P.H., Annis, M.R., Differential Pressure Sticking – Laboratory Studies of Friction Between Steel and Mud Filter Cake, Paper SPE/IADC 151, 1962.
- PEREIRA, E., Uso de Inibidores de Argilas como Solução de Problemas em Sondagem, Disponível em: www.systemmud.com.br. Acesso em: 18 de junho de 2003
- PETROBRAS, Argila Aditivada para Fluido de Perfuração à Base de Água na Exploração e Produção de Petróleo, Método, N -2605 (1998a).

- PETROBRAS, Argila Aditivada para Fluido de Perfuração à Base de Água na Exploração e Produção de Petróleo, Especificação, N -2604 (1998b).
- REID, P.I., Meeten, G.H., Way, P.W., Clark, P., Chambers, B.D., Gilmour, A., Mechanisms of differential sticking and a simple well site test for monitoring and optimizing drilling mud properties, SPE/IADC 35100, March 1996.
- SANTOS, H., Differentially Stuck Pipe: Early Diagnostic and Solution, SPE/IADC 59127, February 2000.
- SOUZA, D. A. F., Elias, R. N., Alves, J. L. D., Landau, L., Coutinho, A. L. G. A., Lomba, R. F. T., Martins, A. L., Modelagem computacional da prisão diferencial da coluna de perfuração em poços não convencionais. SOFTEC, 2003. Disponível em: <http://www.nacad.ufrj.br/~rnelias/papers/softec2003.pdf>.