



Desempenho de fluidos argilosos envelhecidos termicamente

R. C. A. M. Nascimento^{1*}, A. C. A. Costa², L. V. Amorim³

^{1,2}Departamento de Engenharia de Materiais, PPGCEMat/ CCT/ UFCG

Av. Aprígio Veloso, 882, CEP 58109-970, Campina Grande – PB

³Departamento de Engenharia Mecânica, UAEM/CCT/UFCG

Av. Aprígio Veloso, 882, CEP 58109-970, Campina Grande – PB

(Recebido em 29/11/2012; revisado em 04/12/2012; aceito em 29/12/2012)

(Todas as informações contidas neste artigo são de responsabilidade dos autores)

Resumo:

Este trabalho avaliou a influência do envelhecimento térmico nas propriedades reológicas, de filtração, de lubrificidade e de prisão diferencial de fluidos argilosos. Foi utilizado um planejamento fatorial, com variável qualitativa de 2 níveis (-1 e +1), denominado de modelo de 2ª ordem e a regressão dos dados experimentais foi realizada utilizando o software Statistic, versão 7.0. Foram definidas como variáveis de entrada a concentração de argila (8,75g/350mL de água e 22,4g/350mL de água), a temperatura de envelhecimento (38°C e 177°C) e tipo de envelhecimento (dinâmico e estático). Os resultados evidenciaram que: i) a temperatura promoveu a gelificação dos fluidos, sendo, portanto, responsável pelos elevados valores de propriedades reológicas e de filtração, ii) o coeficiente de lubrificidade não foi alterado pelas variáveis temperatura e tipo de envelhecimento, iii) o aumento da concentração de argila associado ao aumento da temperatura resultou em menores coeficientes de prisão diferencial e iv) condições mais severas de envelhecimento foram observadas para os fluidos envelhecidos sob condição dinâmica.

Palavras-chave: Fluidos argilosos; envelhecimento térmico; reologia, prisão diferencial.

Abstract:

This study evaluated the influence of thermal aging on the rheological properties, filtration, lubricity and sticking differential of water based drilling fluids with clay. It was used a factorial design with qualitative variable of 2 levels (-1 and +1), called second order model and the regression of the experimental data was performed using the software Statistic, version 7.0. It were defined like input variables the concentration of clay (8.75 g/350mL of water and 22.4 g/350mL water), the aging temperature (38°C and 177°C) and type of aging (dynamic and static). The results showed that: i) the temperature promoted the gelation of the fluids, and is therefore responsible for high values of rheological and filtration, ii) the lubricity coefficient has not changed by variables temperature and type of aging, iii) the increasing concentration of clay associated with an increase at temperature resulted in lower differential sticking coefficients and iv) more severe conditions of aging were observed for the aged fluids under dynamic conditions.

Keywords: Water based fluids with clay; thermal aging; rheology; sticking differential.

1. Introdução

As pesquisas no setor de petróleo vêm desenvolvendo uma incessante busca por novas tecnologias capazes de otimizar todas as etapas envolvidas na indústria petrolífera, com destaque à exploração e produção [1].

No contexto da exploração de petróleo, o processo de perfuração de poços se apresenta como um dos mais complexos e primordiais para o sucesso de toda a cadeia de operações que constitui a indústria de petróleo, já que o poço caracteriza-se como meio de ligação entre a superfície e o reservatório, onde é encontrado o hidrocarboneto [1].

O sucesso da perfuração de um poço depende, dentre outros fatores, das características físico-químicas do fluido de perfuração utilizado na operação. Porém, é também importante que, em casos de acidente, tal fluido não afete negativamente o meio ambiente. Por este motivo que a água é utilizada como um dos meios dispersante na formulação dos fluidos. Os fluidos assim formulados são chamados de fluido base água [1].

Dentre os desafios encontrados na perfuração de poços profundos, destacam-se as elevadas temperatura e pressão no fundo do poço; a medida que aumenta a profundidade, a temperatura na parte inferior do poço aumenta. Isto ocorre porque o núcleo da terra é mais quente do que a crosta e o

*Email: nalealves@hotmail.com (R. C. A. M. Nascimento)

fluxo de calor é contínuo do centro para a superfície [2]. Assim, a temperatura do fluido de perfuração dentro do poço pode variar de 0°C a 150°C e é importante que o fluido mantenha as propriedades desejadas dentro de toda a faixa de temperatura encontrada.

Dentre as propriedades requeridas aos fluidos, destacam-se as propriedades reológicas que dependem fortemente das variações de temperatura e de pressão [2].

Basicamente, dois efeitos são observados nos fluidos de perfuração com o aumento da profundidade do poço: o aumento da pressão tende a aumentar a viscosidade, devido a compressibilidade do fluido, enquanto que o aumento da temperatura aumenta o movimento Browniano das partículas dispersas no fluido, como consequência, há uma redução na interação molecular ocasionando redução da viscosidade e de outras propriedades reológicas [3]. No entanto, para um determinado perfil de temperatura e pressão, estes dois efeitos se anulam e a viscosidade e a densidade do fluido permanecem uniformes ao longo da profundidade do poço [4].

No caso de fluidos argilosos, estes são sensíveis a altas temperaturas e quando expostos por longos períodos formam géis rígidos, podendo comprometer as operações de perfuração. Assim, quando a perfuração se dá em ambientes mais profundos, onde temperaturas mais elevadas (>100°C) são encontradas, as suspensões de bentonita (fluidos argilosos) podem gelificar. Sob essas condições, há um aumento da viscosidade e o controle de filtração é então comprometido, causando danos não apenas as atividades de perfuração, como também a futura atividade de produção [5].

Segundo Bartlett [6], tanto para os fluidos base água, como para os base óleo, há relativamente pouca compreensão sobre a mudança do comportamento de fluxo nas condições de fundo de poço, pela seguinte razão: a reologia do fluido é influenciada por muitos fatores, incluindo temperatura, pressão, cisalhamento, composição e caráter eletroquímico do componentes e da fase contínua.

Outro problema comum durante a perfuração de poços é a prisão de tubos, que se torna frequente com o aumento da profundidade do poço devido aos maiores problemas de instabilidade de poço e elevadas pressões. Sua ocorrência representa tempo não-produtivo de sonda [7] e, desta forma, se torna uma das principais causas de aumento de custos na perfuração, pois manobras deverão ser feitas para tentar liberar a coluna, aumentando o tempo de perfuração [8].

A prisão de tubos ocorre quando a coluna de perfuração fica presa dentro do poço, sem movimento, impedindo que a perfuração prossiga de forma eficiente. Dentre os tipos de prisão, destaca-se a prisão diferencial que é causada por um diferencial de pressão, ou seja, quando a coluna de fluido de perfuração exerce pressão excessiva na coluna de perfuração sobre o reboco depositado em uma formação permeável [9]. Nesta categoria, a circulação do fluido é mantida, mas não é possível mover ou girar a tubulação em nenhuma direção [10]. Contribuem para este tipo de prisão o mau dimensionamento dos fluidos de perfuração e a presença de formações permeáveis.

Quanto maior diferencial de pressão entre o poço e a formação e também à área de contato da coluna com a parede

do poço, mais difícil será para liberar os tubos presos. Práticas comuns para evitar a ocorrência da prisão de coluna consistem em manter a coluna sempre em movimento vertical ou rotativo, reduzir os períodos nos quais a operação de perfuração é interrompida e acelerar a execução das manobras [11].

O fluido de perfuração possui um papel fundamental na prevenção desse tipo de incidente e é o parâmetro mais facilmente ajustável para reduzir o risco de prisão diferencial [12]. O peso do fluido de perfuração deve ser mantido o mais baixo possível, e as propriedades do fluido, mais particularmente, suas propriedades de filtração (volume de filtrado e o reboco) devem ser ajustadas de forma a proporcionar um reboco de baixas permeabilidade e espessura [11].

O fenômeno de prisão diferencial, bem como temperaturas elevadas de fundo de poço são alguns dos principais problemas enfrentados em poços de petróleo causando grandes prejuízos técnicos e econômicos. Segundo Satoyo et al. [13], pouco se sabe sobre as propriedades reais dos fluidos de perfuração frente a diferentes temperaturas. Sendo, portanto, de suma importância estudar fluidos sob estas condições.

Diante do exposto, este trabalho objetiva avaliar a influência do envelhecimento térmico nas propriedades reológicas, de filtração, de lubrificidade e de prisão diferencial de fluidos argilosos.

2. Materiais e Métodos

2.1. Materiais

Foi estudada uma argila bentonítica, comercialmente conhecida por Brasgel PA, amplamente utilizada em fluidos de perfuração como agente viscosificante, tixotrópico e formador de reboco pela indústria do petróleo.

2.2. Métodos

2.2.1. Formulação dos fluidos de perfuração

Foram estudados fluidos com concentrações de 8,75 e 22,4g/350mL de água deionizada. Essas concentrações foram definidas com base em estudos realizados por Nascimento [14].

Os ensaios foram realizados com base na matriz de planejamento e a regressão dos dados experimentais foi realizada utilizando o software Statistic, versão 7.0.

Foi utilizado um planejamento fatorial, com variável qualitativa de 2 níveis (-1 e +1), chamado de modelo de 2ª ordem. Os experimentos foram realizados aleatoriamente e em duplicata. A Tabela 1 apresenta os valores codificados e reais das variáveis de entrada que foram empregados no planejamento fatorial e a Tabela 2 apresenta a matriz de planejamento utilizada.

Tabela 1. Valores codificados e reais das variáveis de entrada do planejamento utilizado.

Variáveis	Níveis codificados e reais	
	-1	+1
Concentração de argila (g/350mL)	8,75	22,4
Temperatura (°C)	38,0	177,0
Tipo de envelhecimento*	D	E

*D – dinâmico / E - estático

Tabela 2. Matriz de planejamento utilizada.

Fluidos	Argila (g/350mL)	Temperatura (°C)	Tipo de Envelhecimento
FA ₁	- 1 (8,75)	-1 (38,0)	-1 (E)
FA ₂	+1 (22,4)	-1 (38,0)	-1 (E)
FA ₃	- 1 (8,75)	+1 (177,0)	-1 (E)
FA ₄	+1 (22,4)	+1 (177,0)	-1 (E)
FA ₅	- 1 (8,75)	-1 (38,0)	+1 (D)
FA ₆	+1 (22,4)	-1 (38,0)	+1 (D)
FA ₇	- 1 (8,75)	+1 (177,0)	+1 (D)
FA ₈	+1 (22,4)	+1 (177,0)	+1 (D)

Sendo: E- envelhecimento estático e D- envelhecimento dinâmico

2.2.2. Preparação dos fluidos de perfuração

Para a preparação dos fluidos, a argila foi adicionada à água deionizada sob agitação constante a uma velocidade de 13.000rpm em agitador *Hamilton Beach*, modelo 936, sob agitação constante por 20min. Em seguida, o fluido foi transferido para a célula do *Roller Oven*, no qual foi submetido ao envelhecimento térmico, conforme descrito a seguir.

2.2.3. Envelhecimento dos fluidos de perfuração

Os fluidos de perfuração foram submetidos ao envelhecimento durante 16h a temperaturas de 38 e 177°C, em câmara de envelhecimento (*Roller Oven*) da Fann.

Os fluidos tiveram suas propriedades reológicas, de filtração, de lubrificidade e de prisão diferencial determinadas após o envelhecimento em duas condições: estático e dinâmico.

Na condição de envelhecimento estático, o fluido, acondicionado numa célula de inox, fica em repouso na câmara de envelhecimento por 16h à temperatura pré-determinada, enquanto que na condição dinâmico, o fluido, acondicionado numa célula de aço inox, rola sobre rolos contidos na câmara de envelhecimento durante 16h à temperatura pré-determinada.

2.2.4. Propriedades reológicas

Para o estudo de fluidos de perfuração é indispensável o estudo reológico para avaliar a sua capacidade de carregamento dos cascalhos perfurados. Foram determinadas as variáveis:

viscosidades aparente (VA) e plástica (VP) e força gel (FG) dos fluidos de perfuração em viscosímetro Fann 35A, com base na norma API [15].

2.2.5. Propriedades de filtração

Foram utilizados filtros-prensa Fann para determinação do volume de filtrado. Os fluidos foram submetidos a uma pressão de 100psi por 30min, segundo a norma API [15]. Foi avaliada a relação entre o volume de filtrado e o tempo de filtração. Para esta avaliação foram medidos os volumes de filtrado nos tempos de 2, 4, 6, 9, 12, 16, 20, 25 e 30min e traçado o gráfico volume de filtrado *versus* tempo de filtração.

2.2.6. Lubrificidade

O coeficiente de lubrificidade dos fluidos foi determinado em lubrificímetro OFITE de acordo com a metodologia do fabricante que consiste em agitar o fluido por 5min em agitador mecânico *Hamilton Beach*, modelo 936, na velocidade de 13.000rpm. Em seguida, com o fluido no recipiente do equipamento, com torque inicial zero e velocidade de 60rpm, aplica-se lentamente uma força de 150lbf durante 5min, e então efetua-se a leitura do torque exercido pelo fluido. Com a leitura obtida pelo torque da água, calcula-se o fator de correção (FC), de acordo com a Equação (1) e o coeficiente de lubrificidade (CL) de acordo com a Equação (2).

$$FC = \frac{34,0}{\text{Leitura}_{\text{água}}} \quad (1)$$

$$CL = \frac{FC \times \text{Leitura}_{\text{obtida}}}{100} \quad (2)$$

2.2.7. 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 plano). Foi seguida a metodologia sugerida pela fabricante, na qual os fluidos foram submetidos a uma pressão de aproximadamente 477,5psi (3.292kPa) durante 10min para que ocorra a formação do reboco. Após esse período, utilizando-se de uma alavanca, o *flat plate* foi baixado e mantido nesta posição por 2min. Após esse período, aguarda-se mais 10min e então são efetuadas 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 foi calculado o coeficiente de tendência de prisão diferencial de acordo com a Equação (3):

$$CPD = \frac{T_m}{1000} \quad (3)$$

Sendo,

CPD o coeficiente de prisão e Tm a média aritmética das medidas de torque.

3. Resultados e Discussão

As propriedades reológicas dos fluidos argilosos estão apresentadas na Tabela 3.

Tabela 3. Propriedades reológicas dos fluidos argilosos.

Fluidos	VA (cP)	VP (cP)	FG (N/m ²)
FA ₁	5,5	3,0	6,5
FA ₂	45,8	7,0	13,0
FA ₃	4,0	3,5	0,5
FA ₄	54,3	16,5	89,5
FA ₅	5,8	3,0	6,5
FA ₆	47,5	4,5	17,0
FA ₇	3,5	3,0	0,0
FA ₈	52,5	25,5	102,5

Para os fluidos com baixos teores de argila, denominados de FA₁, FA₃, FA₅ e FA₇, foi observado que o aumento da temperatura promoveu uma pequena redução de todas as propriedades, tanto para os fluidos submetidos ao envelhecimento estático quanto para os submetidos ao envelhecimento dinâmico.

Para os fluidos com altos teores de argila, denominados de FA₂, FA₄, FA₆ e FA₈, para ambos os tipos de envelhecimento, o aumento da temperatura promoveu um aumento nos parâmetros VA, VP e FG.

Os resultados revelaram que os fluidos FA₂, FA₄, FA₆ e FA₈ apresentaram parâmetros reológicos superiores aos FA₁, FA₃, FA₅ e FA₇. Os valores de VA e VP indicaram que os fluidos FA₄ e FA₈ necessitarão de um maior poder de bombeamento em relação aos demais durante uma operação de perfuração.

As equações 4, 5 e 6 apresentam o modelo matemático empírico, codificado de 2ª ordem, com os seus respectivos parâmetros estatísticos e desvios padrão e a Tabela 4 apresenta os resultados da ANOVA (análise de variância) para as respostas VA, VP e FG.

Os valores em negrito das equações são os parâmetros estatisticamente significativos. Os modelos foram obtidos a partir da regressão linear dos dados experimentais, utilizando o software Statistica, versão 7.0.

$$VA \text{ (cP)} = \mathbf{27,38} \pm \mathbf{0,96} + (\mathbf{22,69A} \pm \mathbf{0,96}) + (1,25T \pm 0,96) - (0,06 E \pm 0,96) + (\mathbf{2,19A.T} \pm \mathbf{0,96}) + (0,00A.E \pm 0,96) - (0,56T.E \pm 0,96) \quad (4)$$

$$VP \text{ (cP)} = \mathbf{8,25} \pm \mathbf{0,69} + (\mathbf{5,13A} \pm \mathbf{0,69}) + (\mathbf{3,88T} \pm \mathbf{0,69}) + (0,75 E \pm 0,69) + (\mathbf{3,75A.T} \pm \mathbf{0,69}) + (0,88A.E \pm 0,69) + (1,38T.E \pm 0,69) \quad (5)$$

$$FG \text{ (N/m}^2\text{)} = \mathbf{29,44} \pm \mathbf{2,19} + (\mathbf{26,06A} \pm \mathbf{2,19}) + (\mathbf{18,69T} \pm \mathbf{2,19}) + (2,06E \pm 2,19) + (\mathbf{21,81A.T} \pm \mathbf{2,19}) + (2,19A.E \pm 2,19) + (1,06T.E \pm 2,19) \quad (6)$$

Tabela 4. Análises de variância das propriedades reológicas dos fluidos argilosos.

Respostas	% Variação explicada	Coefficiente de correlação	F _{calculado} /F _{tabelado}
VA(cP)	98,43	0,992	27,9
VP(cP)	93,23	0,966	5,6
FG(N/m ²)	97,21	0,986	15,5

A análise dos efeitos principais (A, T e E) e a interação entre eles (A.T, A.E e T.E) para as viscosidades aparente (VA) indicaram que a concentração de argila (A) e a interação entre a concentração de argila e a temperatura (A.T) têm influência estatisticamente significativa nas variáveis estudadas. A temperatura e o tipo de envelhecimento não alteram de forma significativa os resultados desta propriedade.

Para a viscosidade plástica (VP) e a força gel (FG), observou-se que a concentração de argila (A), a temperatura (T) e a interação entre a concentração de argila e a temperatura (A.T) têm efeito nas propriedades avaliadas, sendo estatisticamente significativa, ao nível de 95% de confiança. Os demais efeitos não influenciaram os resultados de VP e FG.

Verificou-se que o ajuste do modelo foi satisfatório, com coeficientes de correlação de 0,992, 0,966 e 0,986 e percentagens de variância explicada de 98,43%, 93,23% e 97,21% para VA, VP e FG, respectivamente.

O teste F também mostrou que a razão entre o F_{calculado} e o F_{tabelado} para todas as repostas (VA, VP e FG) foi superior a 5, com 95% de confiança, o que mostra que os modelos foram bem ajustados, sendo estes estatisticamente significativos e preditivos [16].

Considerando que o modelo linear foi válido para as variáveis respostas VA, VP e FG, o mesmo foi usado para gerar as superfícies de resposta. Nas Figuras 1, 2 e 3 estão apresentadas as superfícies de repostas para essas propriedades dos fluidos argilosos envelhecidos sob condições (a) estática e (b) dinâmica, respectivamente. Essas superfícies foram geradas a partir das equações 4, 5 e 6.

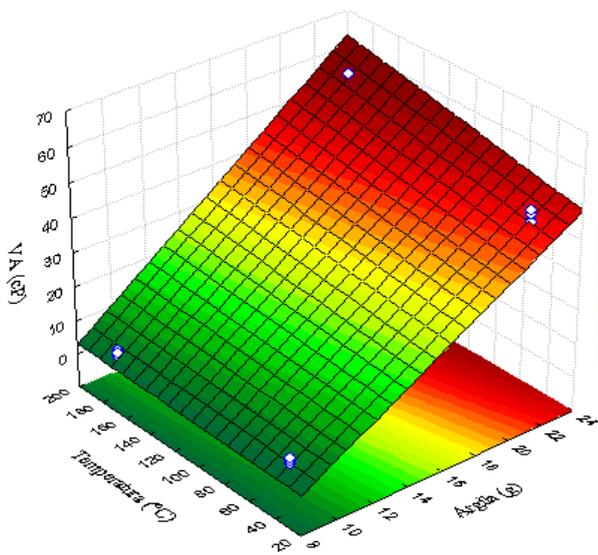
Pode-se observar que a VA é fortemente influenciada pelo aumento da concentração de argila. Como esperado, maiores valores de VA foram observados com o aumento do teor de argila. Esse comportamento deve-se à maior intensidade das interações elétricas e de massa entre partículas predominantes com o aumento desta variável de entrada (concentração de argila) [17]. Os altos valores de VA, obtidos principalmente para os fluidos submetidos a temperaturas mais elevadas e com maiores concentrações de argila, caracterizam o estado de gelificação do fluido

Observou-se através da análise estatística, que a temperatura não influencia de forma estatisticamente significativa a VA; esta afirmação pode ser comprovada pelas superfícies apresentadas na Figura 1 e Equação 4. O aumento da temperatura conduziu a uma leve alteração nos valores de VA e por isto não contribui estatisticamente para o aumento ou redução desta propriedade. Para um mesmo teor de argila, o aumento da temperatura promoveu uma pequena redução

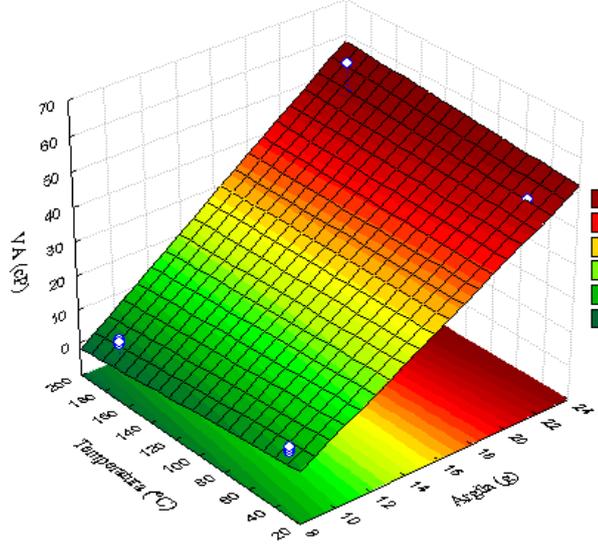
desta propriedade, resultado confirmado por meio dos valores pontuais apresentados na Tabela 3.

Observa-se ainda através da Figura 1 e Equação 4 que o tipo de envelhecimento (E) contribui reduzindo os valores de VA. Assim, a mudança do nível -1 (correspondente ao envelhecimento estático) para o nível +1 (correspondente ao envelhecimento dinâmico) promoveu uma redução nos valores de VA.

Mesmo submetidos a temperaturas variando de 38°C a 177°C, os fluidos com menores concentrações de argila apresentaram valores muito baixos de viscosidade. Para os fluidos com baixas concentrações de argila, o aumento da temperatura aumenta o movimento Browniano das partículas dispersas no fluido, como consequência, há uma redução na interação molecular ocasionando redução da viscosidade e de outras propriedades reológicas.



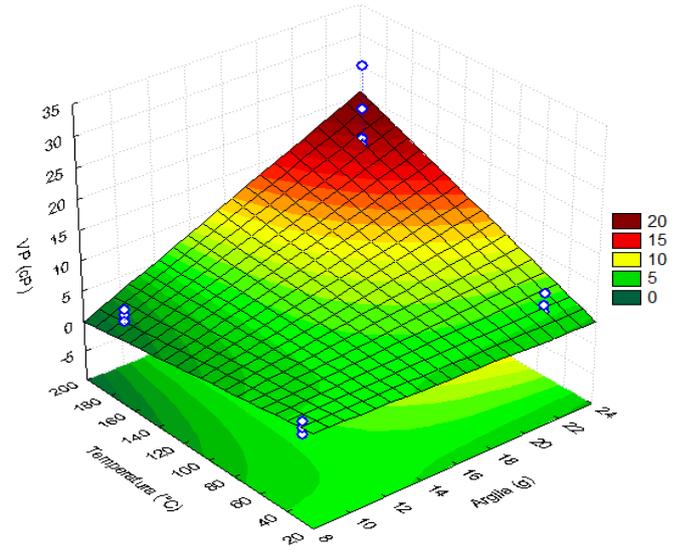
(a)



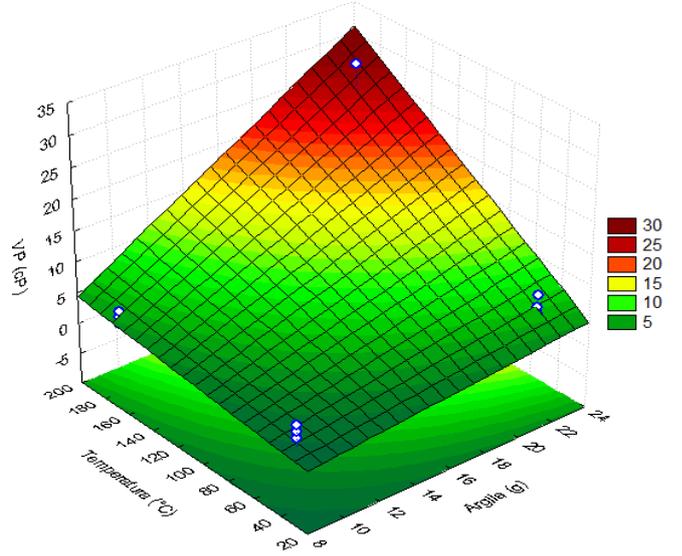
(b)

Figura 1. Superfícies de resposta para a viscosidade aparente fixando o tipo de envelhecimento (a) estático e (b) dinâmico.

Os fluidos FA₄ e FA₈, que diferem apenas no tipo de envelhecimento, apresentaram os maiores valores de VA, 54,3cP para os fluidos FA₄ e 52,5cP para os fluidos FA₈.



(a)



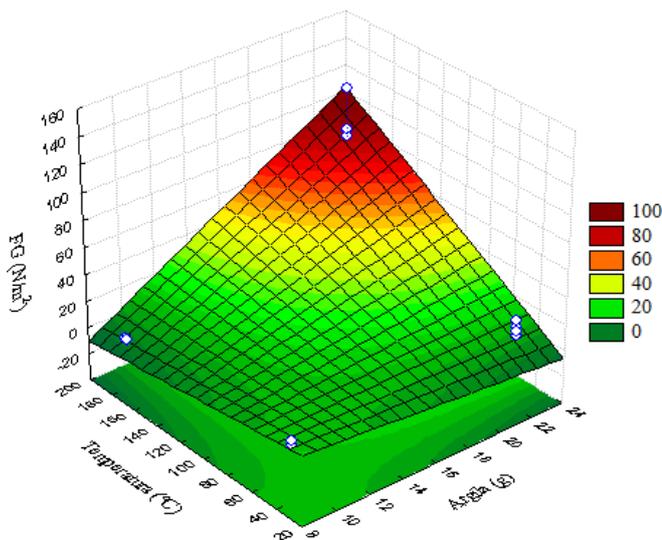
(b)

Figura 2. Superfícies de resposta para a viscosidade plástica fixando o tipo de envelhecimento (a) estático e (b) dinâmico.

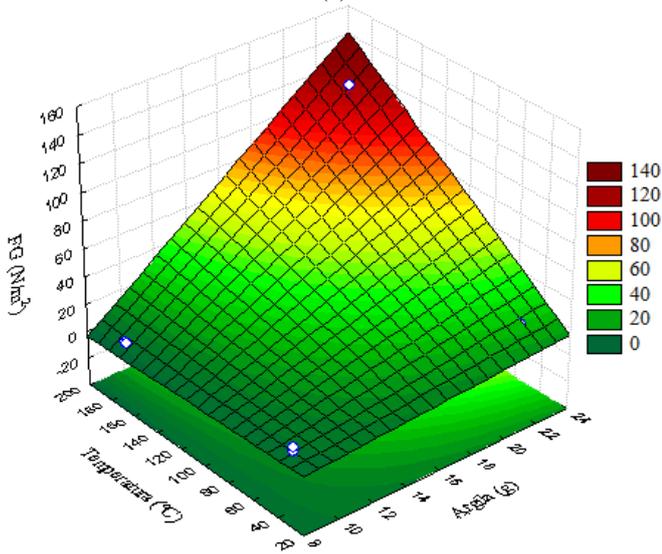
De acordo com alguns projetos de poços de empresas petrolíferas, as melhores condições para viscosidade aparente encontram-se na faixa de concentração de argila entre 17 a 22g/350mL. Para concentrações superiores a 22g/350mL, os

fluidos começam a apresentar valores de viscosidade muito elevados, como consequência, maiores estados de gelificação.

O comportamento reológico das suspensões argilosas depende da concentração de partículas de argila, do pH da suspensão, da presença de íons na suspensão (principalmente eletrólitos) e da temperatura. Vários estudos realizados indicam que o efeito da temperatura sobre as propriedades reológicas de fluidos argilosos é imprevisível e nenhum mecanismo de ação proposto é amplamente aceito [18].



(a)



(b)

Figura 3. Superfícies de resposta para a força gel fixando o tipo de envelhecimento (a) estático e (b) dinâmico.

Quanto a VP (Figuras 2a e 2b, geradas a partir da Equação 5), definida como uma variável dependente da interação dos sólidos presentes e/ou uma medida da fricção resultante do choque de uma partícula com outra [19], os

fluidos FA₄ e FA₈, com maiores concentrações de argila, apresentaram valores de 16,5cP e 25,5cP, respectivamente

Foi possível observar por meio da Figura 2 (a), que em baixa concentração de argila, o aumento da temperatura resultou em diminuição no valor de VP. Essa redução foi de apenas 0,5cP, o que não representa uma alteração significativa. Assim, considerou-se que tanto os fluidos envelhecidos estaticamente como os dinamicamente, apresentaram o mesmo comportamento. Muito embora, em se tratando de análise estatística, essa variação foi suficiente para resultar em um comportamento diferente dos observados com os fluidos envelhecidos em condições de envelhecimento dinâmico.

De forma geral, o aumento da temperatura para os fluidos com baixa concentração de argila praticamente não promove alteração da VP, enquanto que nos fluidos com elevada concentração de argila, há um aumento expressivo desta propriedade com o aumento da temperatura. Para os fluidos com alto teor de argila, a mudança do nível -1 para +1 dos efeitos principais (T e E) e as interações (A.T, A.E e T.E) contribuiu para o aumento da VP.

Assim, ainda de acordo com a Figura 2, foi possível observar, para ambos os tipos de envelhecimento, que os maiores valores de VP foram obtidos em elevada concentração de argila associada a elevada temperatura. Os maiores valores de VP foram obtidos para os fluidos sob envelhecimento dinâmico.

De acordo com as Figuras 3 (a) e 3 (b), pode-se observar o mesmo comportamento para os dois tipos de envelhecimento estudados. A variável temperatura é o parâmetro de maior influência na FG, apresentando valores bem superiores aos observados a baixas temperaturas. Além disso, o aumento da concentração de argila associado ao aumento da temperatura resultou em maiores valores de FG.

A temperatura promove uma redução da camada de solvatação na superfície das partículas de argila, aproximando as partículas uma das outras. As forças atrativas promovem uma diminuição do estado de dispersão com associações entre partículas face-a-aresta. De acordo com as Figuras 3 (a) e 3 (b), pode-se observar o mesmo comportamento para ambos os tipos de envelhecimento. A variável temperatura é o parâmetro de maior influência na FG, apresentando valores bem superiores aos observados a baixas temperaturas. Além disso, o aumento da concentração de argila associado ao aumento da temperatura resultou em maiores valores de FG.

A gelificação, propriedade fundamental em fluidos de perfuração, ocorre quando o fluido está em repouso e evita que sólidos que vinham sendo transportados sedimentem quando a bomba é desligada [20].

Entretanto, após a formação da estrutura gelificada, a energia requerida para quebrá-la e recomenciar o escoamento do fluido será maior [21] e, conseqüentemente, um pico de pressão será gerado. Desta forma, o fluido gelificado induz picos de pressão quando a bomba é religada, podendo atingir a pressão de fratura da formação, o que traz riscos à operação [20]. Por outro lado, fluidos com baixo gel não são capazes de manter os detritos em suspensão quando de uma parada na perfuração, isso leva a uma série de problemas a exemplo da

prisão de tubos. Por isto, o controle da gelificação dos fluidos para evitar possíveis problemas às operações de perfuração se faz importante.

Concentrações superiores a 22g/350mL apresentam valores de viscosidade muito elevados, como consequência, maiores estados de gelificação. Estes resultados se tornam mais expressivos com o aumento da temperatura e confirmam que a temperatura é um dos parâmetros que governa os valores de gel. Além destes, o tempo de repouso, rotação da coluna e vazão de bombeio também influenciam esta propriedade.

Pequenas variações nas propriedades foram observadas quando os fluidos foram submetidos a diferentes condições de envelhecimento. O envelhecimento dinâmico simula a

condição na qual o fluido de perfuração encontra-se em movimento, ou seja, quando do progresso da perfuração. Já o envelhecimento estático simula a condição no momento em que a operação de perfuração do poço é cessada (parada), durante manobras e/ou conexões. Considera-se isto, pois durante o envelhecimento dinâmico, o fluido, acondicionado numa célula de aço inox, rola sobre rolos, permanecendo em constante movimento durante todo período de envelhecimento, enquanto que o envelhecimento estático, esses rolos ficam parados.

Na Figura 4 está apresentada a relação entre os valores de volume de filtrado (VF_{API}) e a raiz quadrada do tempo de filtração dos fluidos argilosos estudados.

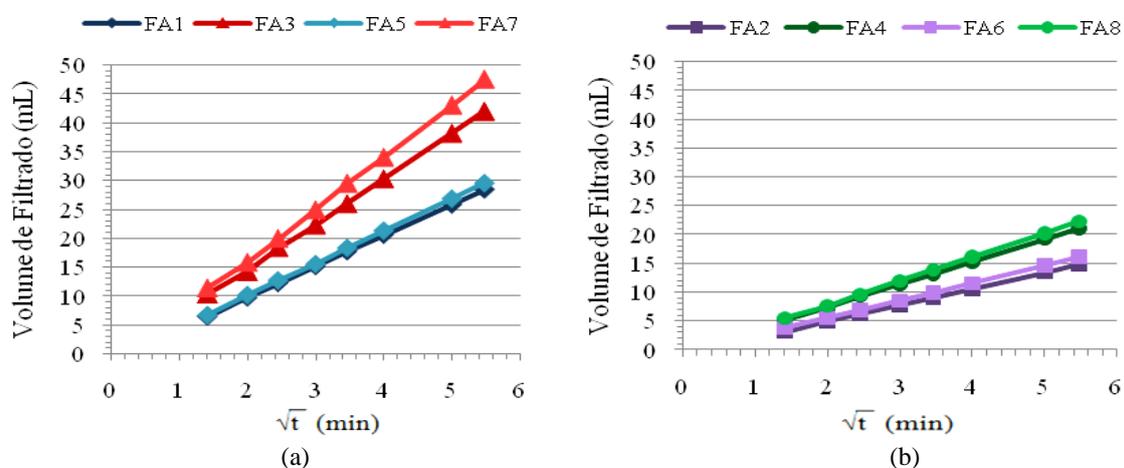


Figura 4. Volume de filtrado (VF_{API}) versus raiz quadrada do tempo de filtração dos fluidos argilosos preparados com (a) 8,75g/350mL de argila e (b) 22,4g/350mL de argila.

O efeito da temperatura também foi observado nas propriedades de filtração dos fluidos, pois os mesmos apresentaram maiores valores de VF com o aumento da temperatura de envelhecimento. A Figura 4 foi utilizada para considerar os efeitos iniciais da filtração que simulam as fases que ocorrem numa filtração.

De acordo com Bourgoyne et al. [22], a filtração ocorre em duas fases. A primeira, denominada de filtração inicial, reúne dois estágios: o primeiro, conhecido por *surge loss* é definido pela invasão de partículas sólidas no meio poroso, com a formação de um reboco interno, sem, no entanto, ocorrer deposição de sólidos sobre a superfície porosa; o segundo, conhecido por *transition loss* se inicia com o depósito de partículas sólidas sobre a superfície porosa e se encerra no momento em que o reboco se torna uniforme, isto é, no momento em que a influência do depósito de partículas sobre o processo de filtração passa a ser negligenciável. A segunda fase e última fase de filtração, denominada de filtração propriamente dita, é reconhecida a partir do momento em que o volume acumulado de filtrado varia linearmente com a raiz quadrada do intervalo de tempo e o

gradiente de pressão, através do reboco, se torna essencialmente constante.

Diante deste exposto, pode-se observar por meio da Figura 4 que o volume de filtrado passa a variar linearmente com a raiz quadrada no tempo, no tempo de filtração de, aproximadamente, 4 min. Os fluidos que apresentaram maiores variações de volume de filtrado foram: FA₇ (8,75g, 177°C, D), FA₃ (8,75g, 177°C, E), FA₅ (8,75g, 49°C, D), FA₁ (8,75g, 49°C, E), FA₈ (22,4g, 177°C, D), FA₄ (22,4g, 177°C, E), FA₆ (22,4g, 49°C, D), FA₂ (22,4g, 49°C, E).

Os fluidos com baixa concentração de argila (FA₁, FA₃, FA₅ e FA₇) apresentaram maiores valores de VF, devido a maior quantidade de água livre no sistema. Para a mesma concentração de argila, o aumento da temperatura promoveu um aumento do VF, assim como para os fluidos envelhecidos sob condição dinâmica.

Embora os fluidos com elevada concentração de argila tenham apresentado as menores perdas por filtração, esses apresentaram elevados VF quando comparados com dados de alguns projetos de poços de empresas petrolíferas. Os elevados valores de VF observados para todos os fluidos indicam que mesmo os fluidos estando no estado de

gelificação, a água presente ou uma parcela da água presente encontra-se livre e não presa nos reticulados, conforme a teoria de Stefan [19], gerando grandes perdas por filtração.

Como já mencionado, a variação das propriedades de filtração dos fluidos de perfuração deve-se ao equilíbrio eletroquímico. Mudanças na temperatura também podem afetar o equilíbrio eletroquímico que regula o grau de floculação e agregação das suspensões, alterando a permeabilidade do reboco e, conseqüentemente, os volumes de filtrado [3].

Em ambas as condições de envelhecimento, o aumento da concentração de argila resultou em um efeito positivo no VF quando o seu valor passou do nível -1 (8,75g/350mL) para o nível +1 (22,4g/350mL). Houve uma redução de 20,0mL no VF do fluido FA₃ para o fluido FA₄ submetidos ao envelhecimento estático e 25,5mL no VF do fluido FA₇ para o fluido FA₈ submetidos a condição de envelhecimento dinâmico.

Na Tabela 5 estão apresentados os valores de coeficiente de lubrificidade (CL) e de prisão diferencial (CPD) dos fluidos argilosos.

É possível observar que os CL dos fluidos estudados variaram entre 0,50 para os fluidos FA₄ e 0,66 para os fluidos FA₆. De acordo com esses resultados, pode-se observar que o CL não apresenta variações significativas com o aumento da concentração de argila nem com o aumento da temperatura. Esses valores são próximos ao CL (0,44) de fluidos preparados com 4,3 % de bentonita, divulgados por Darley et al. [3].

Tabela 5. Coeficiente de lubrificidade e prisão diferencial dos fluidos argilosos.

Fluidos	CL	CPD
FA ₁	0,51	0,139
FA ₂	0,48	0,081
FA ₃	0,51	0,150
FA ₄	0,50	0,041
FA ₅	0,59	0,137
FA ₆	0,66	0,069
FA ₇	0,52	0,104
FA ₈	0,60	0,032

Os fluidos submetidos ao envelhecimento dinâmico apresentaram CL em torno de 0,60, enquanto que os fluidos submetidos as condições de envelhecimento estático apresentaram CL de 0,50. Os fluidos argilosos não apresentam boa capacidade de lubrificação, sendo assim, necessário o uso de lubrificantes para reduzir o atrito.

De acordo com a literatura, fluidos com lubrificidade adequada devem apresentar valores de CL da ordem de 0,1, valor comumente encontrado em fluidos de perfuração base óleo ou em fluidos aditivados com agentes lubrificantes. Desta forma, fica evidente que as argilas não contribuem para a melhoria da lubrificidade de fluidos aquosos, e que o CL independe da concentração de bentonita no fluido. Para melhorar a lubrificidade de fluidos argilosos, há a necessidade da adição de aditivos lubrificantes.

A equação 7 apresenta o modelo matemático codificado com os respectivos parâmetros estatísticos e desvios padrão e a Tabela 6 apresenta as análises de variância (ANOVA) para o coeficiente de prisão diferencial (CPD) dos fluidos argilosos.

$$\text{CPD} = 0,094 \pm 0,006 - (0,038A \pm 0,006) - (0,012T \pm 0,006) - (0,008E \pm 0,006) - (0,007A.T \pm 0,006) + (0,003A.E \pm 0,006) - (0,005T.E \pm 0,006) \quad (7)$$

Por meio dos modelos matemáticos codificados, a análise dos efeitos principais e a interação das variáveis para o CPD indicou que apenas a concentração de argila tem efeito na variável estudada. A temperatura, o tipo de envelhecimento e as interações concentração de argila/temperatura, concentração de argila/tipo de envelhecimento, temperatura/tipo de envelhecimento não apresentaram influência significativa sobre as propriedades estudadas ao nível de 95% de confiança. De forma geral, a concentração de argila (A), a temperatura (T), o tipo de envelhecimento (E), a interação entre a concentração de argila e temperatura (A.T) e a interação entre temperatura e tipo de envelhecimento (T.E) contribuem para a redução do CPD.

Tabela 6. Análises de variância do coeficiente de prisão diferencial dos fluidos argilosos.

Resposta	% Variação explicada	Coeficiente de Correlação	F _{calculado} /F _{tabelado}
CPD	86,38	0,929	2,82

Por meio da análise de variância (ANOVA) foi observado que a razão entre o F_{calculado} e o F_{tabelado}, para o CPD, apresentou valor superior a 1, obtendo-se assim modelos matemáticos estatisticamente significativos.

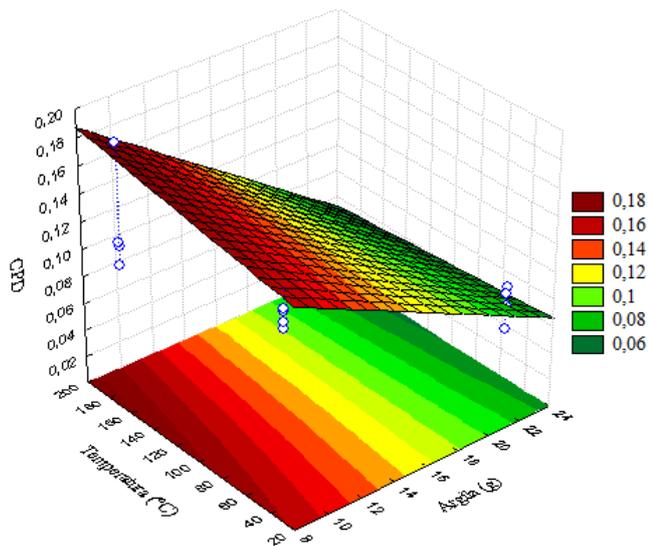
Para o caso em questão, a análise de significância estatística mostrou que os coeficientes de correlação e os coeficientes de variação explicada dos resultados experimentais para CPD dos fluidos preparados de acordo com o planejamento foram satisfatórios, superiores a 0,929 e **86,38%**, respectivamente. Esses parâmetros quantificam a qualidade do ajustamento, variando de 0%, para um ajuste deficitário, a 100%, para um ajuste de alta qualidade. Deste modo, pode-se dizer que os modelos matemáticos apresentados na Equação 7 têm um bom ajuste e mais de 86,38% das variações obtidas são explicadas pelo modelo, ao nível de 95% de confiança.

As Figuras 5 (a) e (b) apresentam as superfícies de respostas para o coeficiente de prisão diferencial dos fluidos envelhecidos sob condições estático e dinâmico. Estas superfícies foram obtidas a partir da Equação 7.

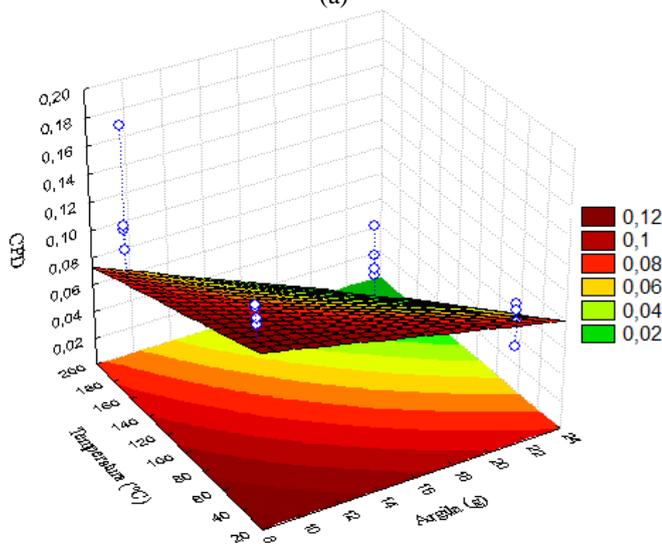
Comportamentos distintos foram observados para os fluidos submetidos às diferentes condições de envelhecimento. No envelhecimento estático, o aumento da concentração de argila favoreceu a redução do CPD, quando passou do nível -1 (8,75g) para o nível +1 (22,4g). Os fluidos FA₄ apresentaram menores resultados, 0,041.

No envelhecimento dinâmico, o aumento da temperatura e da concentração de argila promoveu um efeito positivo no

CPD quando passou do nível -1 (8,75g/49°C) para o nível +1 (22,4g/177°C). Os fluidos FA₈ apresentaram menores resultados (0,032).



(a)



(b)

Figura 5. Superfícies de resposta para o coeficiente de prisão diferencial fixando o tipo de envelhecimento (a) estático e (b) dinâmico.

Para o envelhecimento estático, fluidos com concentração de argila superior a 18g/350mL apresentaram valores de CPD inferiores a 0,010 e para o envelhecimento dinâmico, concentrações de argila superiores a 16g/350mL são obtidos valores de CPD inferiores a 0,10.

Não se pode afirmar que há uma relação entre as variáveis presentes nos ensaios de prisão diferencial, como VF e ER. É sabido que o reboco é influenciado por uma

combinação de variáveis como teor de sólidos, tipo de fluido e volume de filtrado, além disso, em casos práticos, o reboco influencia na prisão de tubos por reduzir o diâmetro efetivo do poço, aumentando assim a área de contato entre o tubo de perfuração e o reboco [23].

Fluidos com excelentes propriedades lubrificantes tendem a conferir menores riscos de prisão, devido ao menor atrito gerado pelos equipamentos de perfuração e a formação, por isto, há uma busca incessante para se obter fluidos com lubrificidade adequada e ambientalmente corretos.

De forma geral, não foram observadas variações significativas quando os fluidos foram submetidos a diferentes condições de envelhecimento. No entanto, a análise pontual evidenciou que menores valores de CPD foram alcançados para os fluidos envelhecidos sob condição dinâmico, assim como melhores propriedades reológicas e de filtração foram obtidas com a mesma condição de envelhecimento.

Concentrações muito baixas de argila ocasionaram valores muito baixos de VA e VP e valores muito elevados de VF, enquanto que concentrações elevadas de argila resultaram em elevado estado de floculação com valores muito elevados de VA e VP.

4. Conclusões

De acordo com os resultados obtidos, concluiu-se que:

- o aumento da temperatura promoveu a gelificação dos fluidos, quando submetidos a temperatura de 177°C, e elevados valores de propriedades reológicas e de filtração;
- o coeficiente de lubrificidade não foi alterado pela concentração de argila, temperatura e tipo de envelhecimento;
- o tipo de envelhecimento não influenciou estatisticamente as propriedades estudadas;
- o envelhecimento dinâmico resultou em menores valores de CPD;
- o aumento da concentração de argila associado ao aumento da temperatura resultou em menores, CPDs;
- houve uma boa concordância de todos os valores obtidos com os valores preditos, resultando em modelos matemáticos com mais de 85% das variações explicadas pelo modelo, ao nível de 95% de confiança e
- a interação concentração de argila/temperatura de envelhecimento influencia de maneira estatisticamente significativa as propriedades VA, VP e FG.

Agradecimentos

A CAPES/REUNI pelo apoio financeiro da bolsa de estudo, ao CNPq Processo N^o 305729/2010-1, à Empresa Bentonit União Nordeste Ltda – BUN pelo fornecimento da argila bentonítica e ao PEFLAB/LABDES pelo uso de suas instalações físicas.

Referências

- [1] Medeiros, B. E. A., Barros Neto, E. L. E Neto, A. A. D., Efeito de viscosificantes e redutores de filtrados na filtração de fluidos de perfuração à base água. Plano de

- Trabalho de Pesquisa, 2008.
- [2] Larsen, H., Behaviour of polymer muds under high pressure – high temperature conditions, Thesis of Faculty of Engineering and Technology Department of Petroleum Engineering and Applied Geophysics, 2007.
- [3] Darley, H.C.H., Gray, G.R., Caenn, R., Composition and properties of drilling and completion fluids, Sixth Edition, Gulf Publishing Company. Houston. Texas. 2011.
- [4] Iheb, C. S., Investigation on the effects of ultra-high pressure and temperature on the rheological properties of oil-based drilling fluids, Thesis Submitted to the Federal University of Technology Owerri, Nigeria, 2007.
- [5] Kelessidis, V. C., Papanicolaou C., Foscolos A. Application of Greek lignite as an additive for controlling rheological and filtration properties of water–bentonite suspensions at high temperatures: A review, *International Journal of Coal Geology*. v. 77, p. 394–400. 2009.
- [6] Bartlett, L.E., Effects of temperature on the flow properties of drilling fluids, paper SPE 1861 presented at the SPE Annual Meeting of AIME, Houston, Texas, October, 1967.
- [7] Bachelot, A., Ricaud, J., Arquey, G., Preventing differential sticking and mud losses in highly depleted sands, AADE-04-DF-HO-27, 2004.
- [8] Yarim, G., Uchytíl, R., May, R., Trejo, A., Church, P., Stuck Pipe Prevention – A Proactive Solution to an Old Problem. Paper SPE/IADC 109914, 2007.
- [9] Simon, K., Gaurina-Medimurec, N., Pasic, B., Drilling fluids differential sticking tendency. *Rudarsko-geološko-naftnizbornik*, UDC 622.244.442, v. 17, pag.31-35, Zagreb 2005.
- [10] Schlumberger, Stuck-pipe prevention, Self Learning Course, February, 1997.
- [11] Tavares, R. M. Interpretação e análise de dados de perfuração em poços de petróleo. 2006. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo). Universidade Estadual de Campinas – UNICAMP. Campinas. SP.
- [12] Bushnell-Watson, Y. M., Panesar S. S., Mechanisms of differential sticking and a simple well site test for monitoring and optimizing drilling mud properties, SPE 22549, 1991.
- [13] Santoyo, E., Santoyo-Gutiérrez, S., Garcia, A., Espinosa, G., Moya, S.L., Rheological property measurement of drilling fluids used in geothermal wells. *Applied Thermal Engineering*. v. 21. pg. 283-302. 2001.
- [14] Nascimento, R. C. A. M., Estudo do desempenho de fluidos de perfuração aquosos sob condições de pressão diferencial, Dissertação de mestrado em Ciências e Engenharia de Materiais, Universidade Federal de Campina Grande, 2011.
- [15] API, Petroleum and natural gas industries - Field testing of drilling fluids - Part 1: Water-based fluids, ISO/WD 10414-1 e ISO TC 67/SC 3 N, 2005.
- [16] Barros Neto, B., Scarminio, I.S., Bruns, R.E. Planejamento e otimização de experimentos, Editora da UNICAMP, São Paulo, 1996.
- [17] Amorim, L. V., Gomes, C. M., Silva, F. L. H., Lira, H. L., Ferreira, H. C., Estudo reológico de fluidos de perfuração à base de água: influência do teor de sólidos, velocidade e tempo de agitação. *Águas Subterrâneas*. v. 19, n. 1, p. 75 – 85, 2005.
- [18] Kelessidis, V.C., Mihalakis, A., Tsamantaki, C. Rheology and rheological parameter determination of bentonite–water and bentonite–lignite–water mixtures at low and high temperatures. In: 7th World Congress of Chemical Engineering. July 10-14, Glasgow, 2005.
- [19] Stefan, P. Métodos de ensaio de argilas e bentonitas para fluidos de perfuração. *Cerâmica*. São Paulo, v. 12, n. 47-48, p. 266, 1966.
- [20] Gandelaman, R. A., Costa, F. G., Martins, A. L., Guilherme, H. C. M., Estudo sobre gelificação em fluidos de perfuração, ENAHPE 2006 – Encontro Nacional de Hidráulica de Perfuração e Completação de Poços de Petróleo e Gás, Domingos Martins – ES, 2006.
- [21] Bjorkevoll, K.S., Rommetveit, R., Aas, B., Gjeraldstveit, H., Merlo, A., Transient gel breaking model for critical wells applications with field data verification, SPE/IADC 79843, Holanda, 2003.
- [22] Bourgoyne, A. T. Jr., Millheim, K. K., Chenevert, M. E., Young, F. S. Jr., Applied drilling engineering, SPE Textbook Series, Vol. 2, 1986.
- [23] 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.