

6º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

Avaliação das propriedades reológicas e de filtração dos fluidos de perfuração hidroargilosos sob diferentes condições de envelhecimento

AUTORES:

Caline Alves Leal, caline_leal@hotmail.com

Renalle Cristina Alves de Medeiros Nascimento, nalenascimento@gmail.com

Luciana Viana Amorim, luciana@dem.ufcg.edu.br

INSTITUIÇÃO:

Universidade Federal de Campina Grande- UFCG

Este Trabalho foi preparado para apresentação no 6º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás- 6º PDPETRO, realizado pela a Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás-ABPG, no período de 09 a 13 de outubro de 2011, em Florianópolis-SC. Esse Trabalho foi selecionado pelo Comitê Científico do evento para apresentação, seguindo as informações contidas no documento submetido pelo(s) autor(es). O conteúdo do Trabalho, como apresentado, não foi revisado pela ABPG. Os organizadores não irão traduzir ou corrigir os textos recebidos. O material conforme, apresentado, não necessariamente reflete as opiniões da Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás. O(s) autor(es) tem conhecimento e aprovação de que este Trabalho seja publicado nos Anais do 6ºPDPETRO.

**AValiação DAS PROPRIEDADES REOLÓGICAS E DE FILTRAÇÃO
DOS FLUIDOS DE PERFURAÇÃO HIDROARGILOSOS SOB
DIFERENTES CONDIÇÕES DE ENVELHECIMENTO**

Abstract

In the drilling of very deep wells that have great temperature gradients in their interior, are commonly used synthetic drilling fluids, whose properties are not significantly influenced by temperature. Therefore, this type of fluid, besides the elevated cost, are not ecologically correct and safe. Various studies have been done with the aim to replace the synthetic fluids by water based drilling fluids that present similar properties to the ones found for synthetic based fluids. In this form, this work has the aim to develop thermally stable aqueous drilling fluids, containing bentonite clay in its formulation. For this, was used a 2³ factorial plan, being the test done in duplicate, totalizing 16 experiment to evaluate the influence of the clay concentration, temperature and type of aging (input variables) on the rheological and filtration properties of the fluids (output variables). The fluids were prepared with 0,025 Kg/L and 0,064 Kg/L of clay concentration and were submitted to a thermal treatment at 38°C (100°F) and 177°C (350°F) for 16 hours in dynamic and static conditions. It was concluded that the clay of concentration, the temperature and the type of aging influenced in a significant way in the rheological and filtration properties of the drilling fluids, at a 95.0% confidence level, while for the filtration properties only the clay concentration and the aging temperature were statistically significant.

Introdução

Bentonita é um componente essencial em fluidos de perfuração. Essa argila tem como principal componente a montmorilonita e quando misturada com água forma dispersões não-newtonianas (propriedade na qual a viscosidade varia de acordo com o grau de deformação aplicado). (ROSSI *et al.*, 1999; KELESSIDIS *et al.*, 2007).

As argilas bentoníticas são utilizadas como aditivo para controlar as propriedades reológicas e de filtração dos fluidos de perfuração aquosos, com a finalidade de aumentar a viscosidade do meio e conferir ao fluido características tixotrópicas, propriedade na qual o fluido tem a capacidade única de formar um gel quando em repouso e retornar ao estado sol sob agitação. Essas propriedades tornam a bentonita valiosa para a indústria de petróleo, uma vez que garante a suspensão dos detritos gerados pela broca e o seu transporte do fundo do poço para a superfície (ROSSI *et al.*, 1999), além de formar um filme de baixa permeabilidade (conhecido como reboco) nas paredes do poço (DARLEY e GRAY, 1980).

Os fluidos hidroargilosos são geralmente empregados nas primeiras fases da perfuração de poços, compostas geralmente por sedimentos inconsolidados (THOMAS, 2001). Nas fases posteriores, onde os poços atingem grandes profundidades é comum a presença de formações geológicas de difícil perfuração, a exemplo de folhelhos expansivos, bem como condições de elevadas temperaturas. Estes tipos de fluidos são sensíveis a altas temperaturas e quando expostos por longos períodos formam géis rígidos, podendo comprometer as operações de perfuração. No passado, para superar estes problemas, eram utilizados os fluidos à base de óleo diesel, pois esses permaneciam estáveis a temperaturas elevadas. No entanto, devido a considerações ambientais, logísticas e aos altos custos, o uso desse tipo

de fluido (até mesmo os mais recentemente formulados com base sintética) tornou-se inviável (CLARCK, 1994).

Devido ao grande número de variáveis envolvidas, o comportamento de fluidos de perfuração em altas temperaturas, particularmente os fluidos de perfuração à base de água, é imprevisível e, de fato, ainda não totalmente compreendido. Mesmo variações muito pequenas na composição destes fluidos podem fazer diferenças consideráveis no seu comportamento reológico, de modo que é necessário testar cada fluido individualmente, a fim de obter dados confiáveis (KNECHTEL E PATTERSON, 1956).

Vários estudos realizados indicam que o efeito da temperatura sobre as propriedades reológicas dos fluidos de perfuração aditivados com bentonita é imprevisível, sendo assim os mecanismos de ação não compreendidos (ANNIS, 1967; SINGH E SHARMA, 1991; BRISCOE *et al.*, 1994; CLARK, 1994; LUCKHAM E ROSSI, 1999; SANTOYO *et al.*, 2001).

Diante do exposto, este trabalho tem como objetivo avaliar a influência das condições de envelhecimento nas propriedades reológicas e propriedades de filtração de fluidos de perfuração aquosos com bentonita.

Metodologia

Materiais

Foi estudada uma amostra de argila bentonítica sódica industrializada em Campina Grande (PB), proveniente das jazidas localizadas no município de Boa Vista (PB), cedida pela Empresa Bentonit União Nordeste - BUN e comercialmente conhecida por Brasgel PA. Essa argila é amplamente utilizada na indústria de petróleo como agente viscosificante, tixotrópico e formador de reboco.

Métodos

- Planejamento Fatorial

Para avaliar a influência das variáveis de entrada (concentração de argila, temperatura e condição de envelhecimento) sobre as propriedades reológicas (viscosidades aparente e plástica) e de filtração (volume de filtrado) de fluidos de perfuração à base de água e argila, foi utilizado um planejamento fatorial qualitativo do tipo 2³, sendo os ensaios realizados em duplicata, totalizando 16 corridas experimentais (Barros Neto *et al.*, 1996).

A regressão dos dados experimentais foi realizada utilizando o software Statistica, versão 5.0 (Statsoft, 2000). Os níveis codificados e os valores reais das variáveis de entrada empregados no planejamento encontram-se na Tab. 1 e na Tab. 2 encontra-se a matriz de planejamento experimental.

Tabela 1 - Valores codificados e reais das variáveis de entrada empregados no planejamento fatorial do tipo 2³.

Variáveis de entrada	Níveis Codificados	
	-1	+1
Argila (Kg/L)	0,025	0,064
Condição de Envelhecimento	D	E
Temperatura (°C)	38	177

Sendo: D dinâmico e E estático.

Tabela 2 - Matriz de planejamento experimental.

Experimentos	Argila	Condição de Envelhecimento	Temperatura
1	-1	-1	-1
2	+1	-1	-1
3	-1	+1	-1
4	+1	+1	-1
5	-1	-1	+1
6	+1	-1	+1
7	-1	+1	+1
8	+1	+1	+1

- Preparação e envelhecimento dos Fluidos de Perfuração

Para preparação dos fluidos de perfuração hidroargilosos, a argila foi adicionada nas concentrações de 0,025kg/L e 0,064 kg/L sob agitação constante a uma velocidade de 13.000 rpm em agitador Hamilton Beach, modelo 936. Após adição da argila, a velocidade do agitador foi aumentada para 17.000 rpm, permanecendo por 20 minutos sob agitação constante.

Após a preparação, os fluidos de perfuração foram submetidos ao envelhecimento em forno *Roller Over* modelo 705 ES da marca Fann nas temperaturas 38°C e 177°C, por 16 horas. O envelhecimento foi realizado tanto em condição estática, como em condição dinâmica.

- Estudo Reológico

Para o estudo reológico após envelhecimento, o fluido foi agitado durante 5 minutos em agitador mecânico Hamilton Beach modelo 936 na velocidade de 17.000 rpm. Em seguida, o fluido foi transferido para o recipiente do viscosímetro Fann modelo 35A. O equipamento foi acionado na velocidade de 600 rpm durante 2 minutos e efetuado a leitura. Em seguida, a velocidade foi mudada para 300 rpm e efetuada a leitura após 15 segundos.

As viscosidades aparente e plástica foram obtidas segundo a norma N-2605 (PETROBRAS, 1998a). A viscosidade aparente (VA) é o valor obtido na leitura a 600 rpm dividido por 2, dada em cP. A viscosidade plástica (VP) é a diferença das leituras realizadas a 600 rpm e a 300 rpm, dada também em cP.

- Volume de filtrado

Para determinação do volume de filtrado, os fluidos foram agitados durante 1 minuto, em agitador mecânico Hamilton Beach modelo 936, na velocidade de 17.000 rpm. Em seguida, foram transferidos para os recipientes do filtro-prensa API e submetidos a uma pressão da ordem de 100psi. Após 30 minutos, o filtrado foi lido e obteve-se a medida do volume do filtrado, expresso em mL.

Resultados e Discussão

Na Tab. 3 encontram-se os resultados de viscosidade aparente (VA), viscosidade plástica (VP) e volume de filtrado (VF) obtidos com os fluidos preparados de acordo com o planejamento experimental contido na Tab. 2.

De acordo com a Tab. 3 percebeu-se um aumento dos valores das viscosidades aparente e plástica com o aumento da concentração de argila e com o aumento da temperatura, além disso, observou-se que os fluidos envelhecidos sob condição dinâmica alcançaram maiores valores de VA e VP. Os fluidos correspondente ao experimento 8 apresentaram valores de VA e VP da ordem de 42,25

6º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS

cP e 15,00 cP. Os resultados obtidos para os fluidos de perfuração com altos teores de argila, envelhecidos sob condições estática e dinâmico (experimentos 2, 4, 6 e 8) apresentam-se no estado floculado-gel, (estado no qual as interações predominantes entre as partículas de argila são do tipo face-a-aresta), caracterizado pelos elevados valores de VA e baixos valores de VP (AMORIM, 2003).

Tabela 3– Matriz de planejamento fatorial e propriedades reológicas (viscosidades aparente (VA) e plástica (VP)) e de filtração (VF) dos fluidos hidroargilosos.

Experimentos	VA (cP)	VP (cP)	VF (mL)
1 (0,025 Kg/L, D, 38°C)	5,00	2,50	29,00
2 (0,064 Kg/L, D, 38°C)	35,00	9,00	16,40
3 (0,025 Kg/L, E, 38°C)	5,12	2,75	27,10
4 (0,064 Kg/L, E, 38°C)	25,00	6,25	17,50
5 (0,025 Kg/L, D, 177°C)	7,63	5,75	47,40
6 (0,064 Kg/L, D, 177°C)	46,50	20,00	24,00
7 (0,025 Kg/L, E, 177°C)	5,25	3,00	47,40
8 (0,064 Kg/L, E, 177°C)	42,25	15,00	22,00

Ainda de acordo com a Tab. 3, observou-se que o aumento da concentração de argila promoveu uma redução no VF dos fluidos estudados. Esse comportamento está evidenciado quando da comparação dos resultados obtidos com os experimentos 1 e 2, 3 e 4, 5 e 6, 7 e 8, diferenciados apenas pela quantidade de argila presente no fluido. Os menores resultados de VF foram alcançados para os fluidos preparados de acordo com os experimentos 2 (0,064 Kg/L, D, 38°C) e 4 (0,064 Kg/L, E, 38°C), apresentando valores de 16,40 mL e 17,50 mL, respectivamente.

Quanto ao tipo de envelhecimento, como já mencionado, observou-se que o envelhecimento dinâmico associado a maiores concentrações de argila resultaram em fluidos com maiores valores de propriedades reológicas (viscosidades aparente e plástica) quando comparado com os fluidos que utilizaram o tipo de envelhecimento estático, exceto os fluidos 1 (0,025 Kg/L, D, 38°C) e 3 (0,025 Kg/L, E, 38°C) com menores concentrações de argila combinado com temperaturas baixas, que apresentaram aproximadamente os mesmo valores nas propriedades reológicas independente do tipo de envelhecimento.

As análises de variância e os modelos matemáticos codificados (equação de regressão) para a viscosidade aparente (VA), viscosidade plástica (VP) e o volume de filtrado (VF) dos fluidos estudados estão apresentado na Tab. 4.

O coeficiente de determinação ou explicação (R^2) 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% (Rodrigues, 2010).

Para os fluidos hidroargilosos preparados de acordo com o planejamento experimental, a análise de significância estatística mostrou que os coeficientes de correlação (R) e os coeficientes de variação explicada dos resultados experimentais para VA, VP e VF foram satisfatórios, com valores superiores a 0,97 e 97 %, respectivamente. Sendo assim, os modelos matemáticos apresentados têm mais de 97% das variações obtidas explicadas pelo modelo.

O teste F apresenta a razão entre o $F_{\text{calculado}}$ e o F_{tabelado} ; sempre que esta relação for maior que 1, a regressão é estatisticamente significativa, ou seja, há relação entre as variáveis independentes e dependentes (Rodrigues, 2010).

Tabela 4- Análises de variância (ANOVA) e modelos matemáticos codificados das viscosidades aparente (VA) e plástica (VP) e do volume de filtrado (VF) dos fluidos hidroargilosos para o planejamento fatorial empregado.

Fonte de variação	VA (cP)	VP (cP)	VF (mL)
Coefficiente de correlação (R)	0,997	0,989	0,996
% de variação explicada*	99,476	97,935	99,153
F _{calculado} /F _{tabelado}	84,516	21,105	34,729
Modelos matemáticos codificados para os fluidos hidroargilosos			
VA (cP) = 21,47** ± 0,40 + (15,72A** ± 0,40) – (2,06TE** ± 0,40) + (3,94T** ± 0,40) – (1,50A.TE** ± 0,40) + (3,25A.T** ± 0,40) + (0,41TE.T ± 0,40)			
VP (cP) = 8,03** ± 0,29 + (4,53A** ± 0,29) – (1,28TE** ± 0,29) + (2,91T** ± 0,29) – (0,66A.TE** ± 0,29) + (2,03A.T** ± 0,29) – (0,66TE.T** ± 0,29)			
VF (mL) = 28,89** ± 0,35 – (8,99A** ± 0,35) – (0,36TE ± 0,35) + (6,34T** ± 0,35) + (0,06A.TE ± 0,35) – (3,39A.T** ± 0,35) – (0,11TE.T ± 0,35)			

Sendo: SQ_R a soma quadrática da regressão, SQ_T a soma quadrática total, C a concentração de argila e T a temperatura de envelhecimento e TE o tipo de envelhecimento.

$$* R^2 = \left(\frac{SQ_R}{SQ_T} \right) \times 100$$

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

De acordo com Rodrigues (2010), o teste F mostra se há relação entre as variáveis dependentes (VA, VP e VF) e independentes (concentração de argila, temperatura e condição de envelhecimento); se o valor obtido for superior a 1, a regressão é estatisticamente significativa, e se superior a 5, como no caso da VA, da VP e do VF, além de estatisticamente significativo, o modelo matemático é considerado preditivo.

A partir dos resultados apresentados na Tab. 4, os coeficientes de determinação, as análises de variância e os testes *F* demonstraram que os modelos obtidos foram considerados estatisticamente significativos adotando um nível de confiança de 95%.

As Figs. 1, 2 e 3 apresentam às superfícies de resposta obtidas a partir dos modelos matemáticos codificados apresentados na Tab.4, para as propriedades VA, VP e VF.

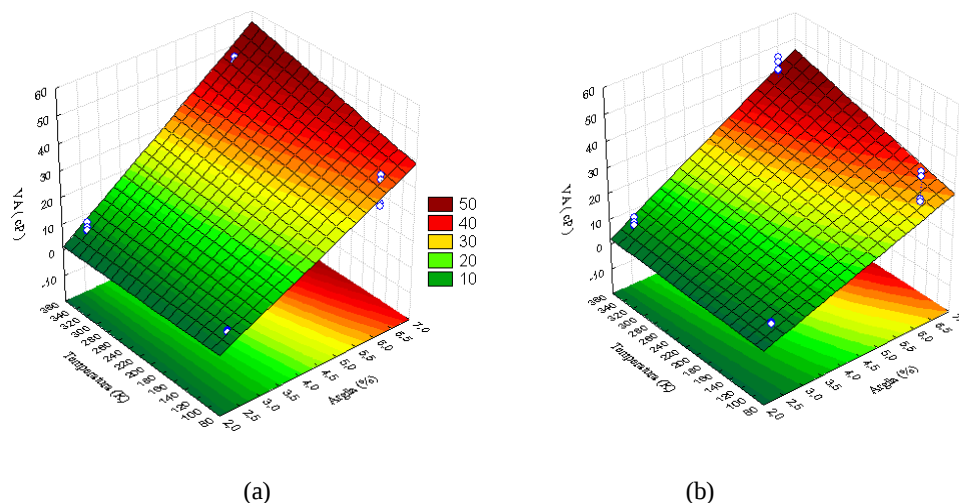


Figura 1. Superfícies de resposta para viscosidade aparente (VA), fixando a condição de envelhecimento (a) dinâmico e (b) estático.

Assim como observado na Tab.3, de uma forma geral, foi observado que o aumento da concentração de argila combinado com temperaturas elevadas resultam em maiores valores das propriedades reológicas (viscosidade plástica e aparente), e que os menores, no entanto melhores volumes de filtrado foram obtidos na presença de maiores teores de argilas combinados com temperaturas baixas.

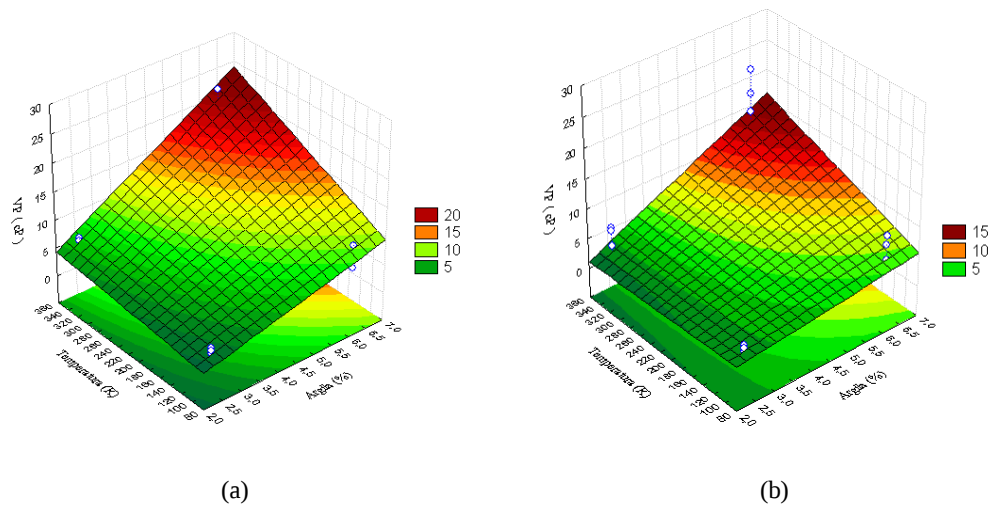


Figura 2. Superfícies de resposta para viscosidade plástica (VP), fixando o tipo de envelhecimento (a) dinâmico e (b) estático.

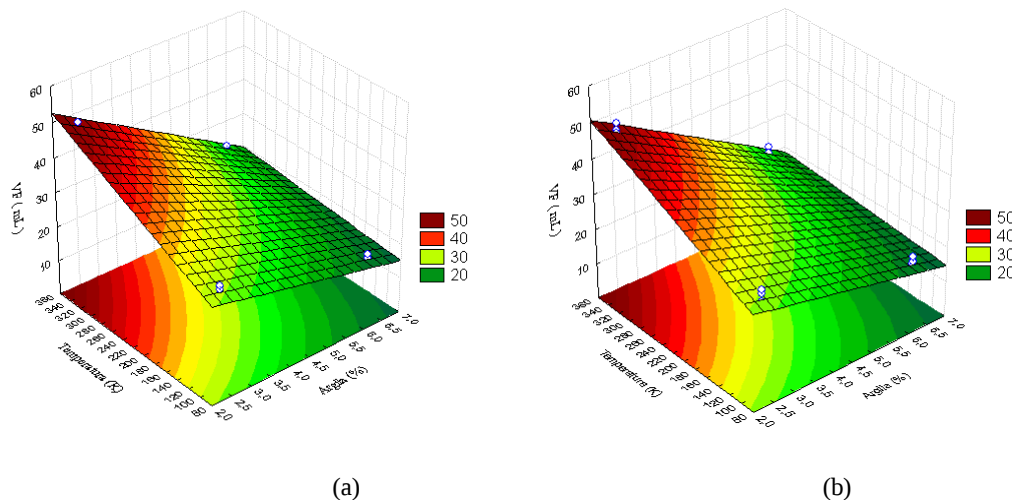


Figura 3. Superfícies de resposta para o volume de filtrado (VF), fixando o tipo de envelhecimento (a) dinâmico e (b) estático.

Conclusões

De acordo com os resultados obtidos concluiu-se que a concentração de argila, a temperatura e o tipo de envelhecimento influenciaram de maneira significativa as propriedades reológicas e de filtração dos fluidos de perfuração, ao nível de 95% de confiança, enquanto que para as propriedades de filtração apenas as concentrações de argila e temperatura de envelhecimento foram estatisticamente significativo. Além da concentração de argila e a temperatura na qual os fluidos são submetidos, as propriedades reológicas e de filtração dos fluidos hidroargilosos também são influenciadas pela condição de envelhecimento, sendo os fluidos submetidos ao envelhecimento dinâmico, de forma geral, os que apresentaram maiores valores das propriedades reológicas.

Agradecimentos

6º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS

À Agência Nacional do Petróleo - ANP, ao Programa de Recursos Humanos PRH-25 e ao CNPq pelo apoio financeiro e concessão de bolsas, à Empresa Bentonit União Nordeste pelo fornecimento da argila bentonítica e ao LABDES pelo uso de suas instalações físicas.

Referências Bibliográficas

AMORIM, L.V., **Melhoria, proteção e recuperação da reologia de fluidos hidroargilosos para uso na perfuração de poços de petróleo**. Tese de Doutorado em Engenharia de Processos, CCT/UFCG, Campina Grande, Dezembro de 2003.

ANNIS, M.R. High Temperature Properties of Water-Base Drilling Fluids. **Journal of Petroleum Technology**. v.240, f. 1074-1080, Aug. 1967.

BARROS NETO, B.; SCARMINIO, I.S.; BRUNS, R.E. **Planejamento e otimização de experimentos**, Editora da UNICAMP, São Paulo, 1996.

BRISCOE, B. J., LUCKHAM, P. F. and REN, S. R., 1994, **The properties of drilling muds at high-pressures and high-temperatures**, Phil. Trans. R. Soc. London Series A, 348 p. 179-207, 1687.

CLARK, R. K. Impact of environmental regulations on drilling fluid technology. **Journal of Petroleum Technology**. v.46, n.9, p. 804 – 809, sep. 1994.

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

KELESSIDIS, V.C.; TSAMANTAKI C.; DALAMARINIS P. Effect of pH and electrolyte on the rheology of aqueous Wyoming bentonite-dispersions, **Applied Clay Science**, v.38, p. 86-96, 2007.

KNECHTEL, M.M.; PATTERSON, S.H., **Bentonite Deposits in Marine Cretaceous Formations, Hardin District, Montana and Wyoming**, U.S. Geol. Survey Bull. 1023 (1956). Drilling Fluids Components 605.

LUCKHAM, P. F.; ROSSI, S. The colloidal and rheological properties of bentonite suspensions, **Advances in Colloid and Interface Science**. v. 82, p. 43 – 92, 1999.

PETROBRAS, **Ensaio de viscosificante para fluido de perfuração base de água na exploração e produção de petróleo**, Método, N-2605, 1998a.

RODRIGUES, M.I.; IEMA, A.F., **Planejamento de Experimentos e Otimização de Processos**, Campinas, Cárita Editora, 2010.

ROSSI, S., P.F. LUCKHAM, S. Ju; B.J. BRISCOE. High pressure high temperature rheology of Na⁺ - montmorillonite clay suspensions, **SPE 50725**, Feb. 1999.

SANTOYO, E.; SANTOYO – Gutierrez, S.; Garcia, A.; Espinosa, G.; MOYA, S. I., Rheological property measurement of drilling fluids used in geothermal wells, **Applied Thermal Engineering**, v. 21, p.283 – 302, 2001.

SINGH, P. M.; SHARMA, V. P. Effect of additives and aging on the rheological properties of water based drilling fluids. **Energy Sources**, v. 13, p. 369 – 387, 1991.

STATSOFT, Inc. STATISTICA for Windows, version 5.0, 2000, 1 CD.

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