

9º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



9º CONGRESSO
Brasileiro de **P&D** em
PETRÓLEO E GÁS

Maceió, AL
de 09 a 11 de novembro
2017

Realização:



ABPG
ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE P&D EM
PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

ESTUDO DA INCORPORAÇÃO DE ARGILA BENTONÍTICA NAS PROPRIEDADES DE FLUIDOS DE PERFURAÇÃO A BASE DE PARAFINA

AUTORES:

Anna Carolina Amorim Costa¹, Caio Henrique de Lima Cordeiro², Waleska Rodrigues Pontes da Costa³, Luciana Viana Amorim⁴

INSTITUIÇÃO:

Bolsista PRH-42 ANP, warodriguespc@gmail.com³, ¹Engenharia de Materiais, PPG-CEMat, Universidade Federal de Campina Grande, ^{2,3,4}Engenharia de Petróleo, UAEPETRO, Universidade Federal de Campina Grande

Este Trabalho foi preparado para apresentação no 8º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás - 9º PDPETRO, realizado pela Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás - ABPG, no período de 09 a 11 de novembro de 2017, em Maceió/AL. 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 9º PDPETRO.

INFLUÊNCIA DA INCORPORAÇÃO DE ARGILA BENTONÍTICA NAS PROPRIEDADES DE FLUIDOS DE PERFURAÇÃO SINTÉTICOS

Abstract

Montmorillonite is highlighted in the economic sphere due to its common occurrence and to be largely used in the oil well drilling segment, more specifically in the drilling fluids formulation, being used with the aim of conferring properties such as viscosity, thixotropy, gel strength and control of filtration properties in aqueous and non-aqueous fluids. The solids incorporation from the perforated rock formation during drilling operations can carry variations on the content of clays present in the drilling fluid. This work presents a study on the influence of the incorporation of bentonite clay on the properties of synthetic drilling fluids. For the study, 350 ml samples of a synthetic fluid were separated and the quantities of 10, 20 and 30% of clay, relative to the volume of the sample, were added. To study the influence of these contaminants, the following properties were determined before and after the contamination with clay in the laboratory: density, electrical stability, yield strength, plastic viscosity, gel strength and filtrate volume. The results showed an increase for most of the analyzed properties, according to the increase of contaminant concentration. Only the filtrate volume has been reduced after incorporation of the contaminant since the increase in solids concentration increases the viscosity of the fluid, which leads to a reduction in the filtrate volume.

Introdução

As argilas, em geral, são formadas por diferentes argilominerais, entretanto, são identificadas a partir do argilomineral mais abundante. As argilas bentoníticas são rochas constituídas essencialmente por um argilomineral montmorilonítico do grupo das esmectitas, que apresenta estrutura cristalina composta por camadas de silicato tetraédricas unidas face a face por átomos de oxigênio comuns às folhas (CAENN *et al.*, 2011).

A montmorilonita se destaca no âmbito econômico devido a sua ocorrência comum e por encontrar amplas aplicações no segmento de perfuração de poços de petróleo, mais especificamente na formulação de fluidos de perfuração, além de ser reconhecida como causa de problemas como inchamento e desmoronamento durante a perfuração de poços de petróleo, sobretudo das primeiras fases, por ser o principal componente ativo nas formações argilosas mais rasas (CAENN *et al.*, 2011).

No caso específico do uso em fluidos de perfuração, as argilas são utilizadas com o objetivo de conferir propriedades como viscosidade, tixotropia, força gel e controle propriedades de filtração em fluidos de base aquosa e não aquosa (SILVA, 2014).

Ao mesmo tempo em que a argila pode ser utilizada em diferentes concentrações nos fluidos de perfuração, de acordo com as propriedades requeridas no projeto de perfuração, o teor de argilas presente no fluido de perfuração também pode ser alterado em virtude da incorporação de sólidos provenientes da formação rochosa perfurada, alterando as propriedades do fluido.

Este trabalho tem como objetivo analisar a influência da incorporação de argila bentonítica sobre as propriedades dos fluidos de perfuração de base sintética, que contém entre 10% e 60% do volume de água emulsionada como agente de suspensão e o óleo como fase contínua.

Metodologia

Para a realização desse trabalho foi cedido pela Petrobras o fluido sintético BR-MUL que já havia sido utilizado em campo, com densidade de 10,5 lb/gal.

A argila bentonítica foi cedida pela Bentonit União Nordeste (BUN), como contaminante para o fluido.

Foram separadas 12 alíquotas de fluido de perfuração com 350 mL cada, que foram contaminadas com 10, 20 e 30% de argila bentonítica. Além destas, foram estudadas três alíquotas de

fluido não contaminadas. A Tabela 1 apresenta a nomenclatura utilizada de acordo com o teor de contaminante.

Tabela 1- Amostra e teor de argila incorporado

Amostra	Teor de Argila %
A	0
B	10
C	20
D	30

Ensaio foram realizados para determinar as propriedades reológicas, densidade, estabilidade elétrica e parâmetros de filtração. Os equipamentos necessários para realizar os estudos e determinar as propriedades foram: agitadores *Hamilton Beach*, viscosímetro FANN 35A, copo de aquecimento FANN, medidor de estabilidade elétrica FANN 23D, balança densimétrica pressurizada FANN 141 e filtro prensa HPHT FANN 387.

Ensaio

Após o processo de preparação das amostras, realizado em agitadores *Hamilton Beach* (Figura 1), foram realizados os ensaios para a determinação das propriedades: densidade (ρ), estabilidade elétrica (EE), viscosidade plástica (VP), limite de escoamento (LE), força gel (FG) e volume de filtrado (VF).



Figura 1- Agitador Hamilton Beach

Densidade

A densidade foi medida diretamente por meio de uma balança densimétrica pressurizada FANN 141 (Figura 2). Os fluidos foram colocados na balança até total preenchimento e, em seguida, pressurizada utilizando um pistão contendo o próprio fluido. Foram medidas as densidades das três amostras do fluido sem incorporação de sólido e de todas as amostras do fluido com sólido incorporado.



Figura 2 - Balança dessimétrica pressurizada FANN 141

Propriedades Reológicas

As propriedades reológicas foram obtidas por meio de ensaios realizados em um viscosímetro da marca FANN modelo 35A (Figura 3). Seis valores de deflexão foram lidos conforme os seguintes procedimentos:

- a amostra foi agitada por 5 minutos a uma velocidade de 17.000 rpm no agitador e depois colocada em um copo térmico da marca FANN, para manter o fluido a uma temperatura de aproximadamente 150°F de modo que se possa reproduzir as condições de operação;
- as leituras da deflexão em graus foram realizadas com as seguintes taxas de cisalhamento: 600, 300, 200, 100, 6 e 3 rpm;
- para obtenção da força gel inicial (G_i), o fluido foi submetido a uma taxa de cisalhamento de 600 rpm durante 15 s, em seguida, permaneceu em repouso durante 10 s. Logo após, acionou-se o viscosímetro na taxa de cisalhamento de 3 rpm efetuando-se a leitura;
- para a obtenção da força gel final (G_f), o fluido foi deixado em repouso durante 10 min, logo após, foi efetuada a leitura sob taxa de cisalhamento de 3 rpm.



Figura 3 - Viscosímetro FANN modelo 35A

Para se obter as propriedades reológicas dos fluidos (viscosidade plástica, limite de escoamento e força gel) utilizou-se as fórmulas matemáticas, de acordo com as normas API, apresentadas na Tabela 2.

Tabela 2 - Propriedades reológicas com fórmula matemática e unidade

Propriedade	Nomenclatura	Expressão Matemática	Unidade
Viscosidade Plástica	VP	$VP = L600 - L300$	cP
Limite de Escoamento	LE	$LE = L300 - VP$	N/m ²
Força Gel	FG	$FG = G_f - G_i$	N/m ²

Estabilidade Elétrica

Para medir a estabilidade elétrica (EE) foi utilizado um equipamento da marca FANN modelo 23D. As medidas foram realizadas com a amostra no copo térmico a uma temperatura de aproximadamente 150°F logo após o ensaio reológico. Agitou-se levemente o fluido e as leituras foram feitas através da introdução do eletrodo diretamente na emulsão. Foram realizadas cinco medições, destas, as de menor e de maior valor foram eliminadas. Com as demais foram calculados os valores médios de estabilidade elétrica.



Figura 4- Equipamento para avaliar estabilidade elétrica da FANN modelo 23D

Parâmetros de Filtração

O volume de filtrado foi determinado por meio de um filtro prensa HPHT (*High Pressure and High Temperature*) da marca FANN série 387 a 200 °F e sob pressão de 500 psi, durante um intervalo de 30 minutos.

Inicialmente a jaqueta térmica foi ligada para atingir a temperatura de ensaio (200°F). A célula foi preenchida com cerca de 175 mL do fluido e vedada. A válvula de saída foi fechada e a célula assentada dentro da jaqueta térmica e introduzido um termômetro metálico no orifício existente na parte superior da célula. Na válvula de saída foi colocada uma proveta graduada para armazenar o filtrado coletado.



Figura 5 - Filtro prensa HPHT FANN série 387

O conjunto de pressurização foi encaixado na válvula de entrada e uma pressão de 100 psi foi aplicada, a válvula de entrada foi aberta dando meia volta. A pressão foi mantida a 100 psi até que a temperatura de 200°F fosse alcançada e estabilizada. Logo após, a pressão foi aumentada para 500 psi e a válvula de saída foi aberta, sendo mantida durante 30 min de ensaio. O volume de filtrado HPHT é a medida do filtrado coletado multiplicado por dois.

Resultados e Discussão

Densidade

Os valores de densidade para cada fluido é apresentado na Tabela 3.

Tabela 3 - Densidade dos fluidos com e sem contaminantes

	Amostras			
	A	B	C	D
Densidade [lb/gal]	10,5	10,8	11,13	11,43

A partir da Tabela 3, observa-se um aumento na densidade dos fluidos contaminados em relação aos fluidos sem contaminação. Isso ocorre pelo aumento na quantidade de partículas sólidas no fluido. Segundo Silva (2014), a densidade do fluido é uma das principais propriedades monitoradas em campo durante o processo de perfuração. O controle deste parâmetro é extremamente importante, pois conforme a perfuração atinge níveis cada vez mais profundos, a pressão também aumenta, sendo necessário um fluido cada vez mais denso para impedir o colapso do poço. Por outro lado, esta propriedade não deve ser alterada sem controle, pois poderá provocar a fratura das paredes do poço se a pressão hidrostática, diretamente dependente da densidade, exceder a pressão de fratura da rocha.

Propriedades Reológicas

Os valores obtidos para viscosidade plástica, limite de escoamento e força gel são apresentados na Tabela 4.

Tabela 4 - Parâmetros reológicos dos fluidos com e sem contaminantes

	Amostras			
	A	B	C	D
VP [cP]	34,7	42	66,7	80,7
LE[N/m ²]	24,3	36,7	20,3	24,7
FG[N/m ²]	3,7	10	10	11,3

A viscosidade plástica é a resistência ao escoamento provocada pelo atrito entre as partículas dispersas e entre as próprias moléculas do líquido dispersante (MACHADO, 2002). Um aumento da concentração de sólidos irá gerar um maior atrito entre as partículas dispersas e consequentemente um aumento no valor de viscosidade plástica. Isso é comprovado pelos valores obtidos nos ensaios. À medida que o teor de argila aumenta, o valor da viscosidade também aumenta.

A força gel aumenta à medida que aumenta a porcentagem de argila incorporada ao fluido devido a argila bentonítica desenvolver a tixotropia, que, segundo Darley e Gray (1988), é definida como uma transformação isotérmica reversível de um sol coloidal para um gel.

O limite de escoamento é a tensão mínima para que haja alguma deformação cisalhante e, indica as forças de interação entre as partículas dispersas (MACHADO, 2002). O comportamento do limite de escoamento está coerente com o da estabilidade elétrica, uma vez que a estabilidade elétrica aumenta quando o limite de escoamento diminui.

Se a concentração de partículas dispersas aumenta, a viscosidade plástica também aumenta. Por outro lado, o limite de escoamento aumenta quando as forças interpartículas aumentam, isto é, quando aumenta o potencial iônico do meio, causando um aumento das forças eletrostáticas de interação entre as partículas dispersas (MACHADO, 2002).

Estabilidade Elétrica

Os valores médios de estabilidade elétrica de cada fluido são apresentados na Tabela 5.

Tabela 5 - Estabilidade Elétrica para fluidos com e sem contaminante

	Amostras			
	A	B	C	D
EE [V]	46,6	177,9	125,4	100,1

A estabilidade elétrica de uma emulsão é um indicativo de quão fortemente a água esta emulsionada numa base orgânica. Altos valores indicam uma emulsão mais forte e, portanto, um fluido mais estável. No teste de estabilidade elétrica a voltagem (potencial elétrico) é aumentada através dos eletrodos de uma sonda de dimensões fixas até que as gotículas de água se conectem formando uma ponte que feche o circuito. A magnitude da voltagem requerida para quebrar a emulsão completando o circuito nos dá a estabilidade elétrica da emulsão expressa em volts (GONÇALVES, 2003).

Segundo Silva (2014), a estabilidade elétrica dos fluidos sintéticos pode ser alterada com o aumento da concentração de sólidos. Algumas propriedades da emulsão podem influenciar na estabilidade elétrica do fluido.

Quanto mais viscoso o fluido, mais estável este será, isso ocorre devido à redução no número de colisões entre as gotas dispersas (CAENN et al, 2011).

Houve um aumento nos valores de estabilidade elétrica com o aumento da quantidade de argila que foi incorporada ao fluido. Isso se deve ao fato da argila bentonítica tornar a emulsão mais forte, e consequentemente mais estável, aumentando o valor da estabilidade elétrica.

Nos fluidos contaminados com 10% de argila, a estabilidade elétrica aumentou, provavelmente nesse caso a argila adicionada formou uma película sobre as gotículas de água impedindo que elas coalesçam, tornando a emulsão mais forte. Para as porcentagens de 20 % e 30%, observou-se uma redução da estabilidade elétrica em relação ao valor obtido com a adição de 10% de argila, embora os valores alcançados estejam ainda muito superior ao do fluido sem contaminação. Assim, a argila em 20% e 30% não estabilizou tão bem a emulsão quanto o observado quando da contaminação com 10 % de argila tornando a emulsão mais frágil.

Parâmetros de Filtração

Os valores de volume de filtrado obtidos para cada fluido estão apresentados na Tabela 6.

Tabela 6 - Volume de Filtrado para os fluidos com e sem contaminantes

	Amostras			
	A	B	C	D
VL [mL]	1,6	0,8	2,0	2,2

O valor do volume de filtrado está diretamente relacionado ao volume de fluido que invadiria a formação, em determinadas condições de temperatura e pressão (MOREIRA et al, 2007).

A partir da Tabela 6 percebe-se que, o volume de filtrado diminuiu para uma concentração de 10% de argila e aumentou para as concentrações de 20% e 30%. Isso pode ser explicado, pois, para altas concentrações de argila a mesma age contaminando o fluido. Tal resultado tem ligação direta com a estabilidade elétrica, visto que, uma quantidade maior de água no volume de filtrado indica mais água livre no fluido o que está diretamente relacionado à redução dos valores de estabilidade elétrica.

Conclusões

De acordo com os resultados obtidos pôde-se concluir que a argila bentonítica incorporada ao fluido de perfuração sintético n-parafina age como contaminante em concentrações superiores a 10% comprometendo o desempenho do fluido.

Agradecimentos

Agradecimento à PETROBRAS pelo fornecimento das amostras do fluido sintético e à empresa BUN – Bentonit União Nordeste, pelo fornecimento das amostras de argila bentonítica.

Referências Bibliográficas

CAENN, R.; DARLEY, H.C.H.; GRAY, G.R. **Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids**. 6 ed. Waltham, Ma –USA: Gulf Professional Publishing, 2011.

DARLEY, H. C. H.; GRAY, G. R. **Composition and properties of drilling and completion fluids**. Fifth Edition. Houston: Gulf Publishing Company, 1988. 643p.

GONÇALVES, J. T. **Apostila de fluidos não aquosos**. Abril, 2003.

MACHADO, J. C. V. **Reologia e escoamento de fluidos – Ênfase na indústria do petróleo**. Rio de Janeiro, Editora Interciência Ltda, 2002.

MOREIRA, G. P.; COSTA, M.; ARAÚJO, R. G. M.; GIRÃO, J. H. S.; GRACIA, R. B. **Estudo comparativo entre novo emulsificante e produtos comerciais na estabilidade de fluidos de perfuração à base de éster**. In: **PDPETRO**, 4., 2007, Campinas, Sp. 2007. v. 4, p. 1 - 6.

SILVA, C. H. **Influência da incorporação de sólidos nas propriedades de fluidos de perfuração sintéticos**. 2014. 80f. Dissertação (Mestrado em Ciência e Engenharia de Materiais) – Universidade Federal de Campina Grande, Centro de Ciências e Tecnologia.