

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:

ANÁLISE DO COMPORTAMENTO FÍSICO E REOLÓGICO DE FLUIDOS PREPARADOS COM DIFERENTES CONCENTRAÇÕES DE ARGILA BENTONITA PROVENIENTE DA REGIÃO DE BOA VISTA

AUTORES:

Maria Cecília Queiroga Dos Santos, Gabrielle de Sousa Brito, Maria Eduarda da Silva Barbosa, Clarice Oliveira da Rocha, Danielly Vieira de Lucena

INSTITUIÇÃO:

Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia da Paraíba-IFPB

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.

ANÁLISE DO COMPORTAMENTO FÍSICO E REOLÓGICO DE FLUIDOS PREPARADOS COM DIFERENTES CONCENTRAÇÕES DE ARGILA BENTONITA PROVENIENTE DA REGIÃO DE BOA VISTA

Abstract

Drilling fluid is a very important element in any drilling operation, whether land or sea, and performs various functions such as maintaining the well hydrostatic pressure greater than that of the formation, cleaning and cooling the drill bit, forming a plaster on the well walls and carry the debris to the wellhead, keeping them in suspension during breeding stops. With this in view, it is necessary to obtain some physical and chemical parameters such as density, pH, as such as rheological parameters, in order to adapt each type of fluid to the required conditions. From these parameters can be establish, for example, the thixotropic properties of fluids, as well as classify it as Newtonian or Non-Newtonian. From the analysis of such parameters it is possible to select the appropriated fluid for each drilling, considering the characteristics of the formation and the parameters of the well. Thus, this work aims to analyze the parameters of density, pH and rheological parameters of fluids with different concentrations of clay and viscosifier (xanthan gum biopolymer), in order to determine if the developed fluids perform in accordance with what is necessary to perform their functions. For this, drilling fluids were prepared consisting of sodium bentonite clay (predominantly argillomineral from the group of smectites and composed predominantly of montmorillonite), from the region of the municipality of Boa Vista located in the State of Paraíba, fresh water and viscosifier. The results indicated that the parameters of density and pH, presented results compatible with those required by the oil and gas sector. As far as the rheological parameters are concerned, all the fluids, from the analysis of the flow curve, are classified as pseudoplastics with real flow limit, according to the Herschell-Buckley Model. The results of apparent and plastic viscosity indicated growth proportional to the amounts of bentonite and viscosifier, it was therefore concluded that all fluids, except Fa3, meet Petrobras specifications, already in relation to the flow limit, it was detected that The lower the flow limit, the more easily the gel state is broken, and it has been found that all fluids meet the standard established by Petrobras.

Introdução

Segundo o *American Petroleum Institute*, fluidos de perfuração são definidos como fluidos de circulação em perfurações rotativas, injetados nos poços para desempenhar as funções requeridas durante a operação de perfuração, tornando-os componentes indispensáveis.

Existe a classificação dos fluidos quanto à sua composição e fase contínua. Baseando-se nesse critério temos disponíveis no mercado os fluidos que possuem por base a água ou o óleo, fluidos a base de gás ou ar comprimido e os fluidos sintéticos, sendo nosso objeto de estudo os fluidos hidroargilosos, que possuem como base, como o próprio o nome diz, a água. Além disso, é preciso determinar propriedades físicas e químicas que estarão ligadas às funções que o fluido precisará desempenhar a fim de se obter uma perfuração de sucesso (DARLEY e GRAY, 2014; THOMAS, 2004).

Para atender às demandas supracitadas é feito um longo estudo da formação geológica que se está perfurado, levando em consideração a faixa de temperatura a ser trabalhada, a resistência mecânica dos materiais envolvidos, a permeabilidade e pressão dos poros da formação e os aspectos ambientais e ecológicos que deliberarão especificações a serem atendidas; para que se prepare um fluido corretamente e que atenda a todas as funções exigidas. Por esse motivo, se fazem necessárias análises de propriedade físicas e químicas que possam ser controladas e ajustadas em cada tipo de fluido. As propriedades físicas são mais genéricas e são medidas em qualquer tipo de fluido, enquanto as químicas são mais específicas (THOMAS, 2004).

Sendo assim, este trabalho possui como objetivo analisar fisicamente os parâmetros de densidade, pH e os parâmetros reológicos de fluidos com diferentes concentrações de argila e viscosificante biopolímero goma xantana, a fim de observar se os fluidos desenvolvidos apresentam desempenho condizente com o necessário para desempenhar suas funções.

Metodologia

Materiais

Os fluidos de perfuração analisados neste trabalho são constituídos de argila bentonita sódica, argilomineral do grupo das esmectitas e composta predominantemente de montmorilonita, proveniente da região do município de Boa Vista localizado no Estado da Paraíba, água doce e viscosificante goma xantana,

A tabela a seguir indica as quantidades de argila e viscosificante utilizadas nas cinco formulações realizadas.

Tabela 1: Formulações dos fluidos hidroargilosos aditivados com viscosificante desenvolvidos.

Experimentos	Argila	Viscosificante (v)
Fa1	8,75 gramas	0,3 gramas
Fa2	22,4 gramas	0,3 gramas
Fa3	8,75 gramas	0,5 gramas
Fa4	22,4 gramas	0,5 gramas
Fa5	15,5 gramas	0,4 gramas

Métodos

Preparação dos fluidos de perfuração

Para a preparação dos fluidos, segundo a norma N-2605 (PETROBRAS, 1998), a argila bentonita proveniente da região do município de Boa Vista - PB foi adicionada a 350 ml de água deionizada sob agitação constante por 20 minutos, a uma velocidade de 13000 rpm, em agitador Hamilton Beach, modelo 936. Os aditivos foram adicionados a cada 5 minutos de agitação. Assim, após a adição da argila bentonita e passados 5 minutos, foi acrescentado aos fluidos a Goma Xantana. Os fluidos avaliados à temperatura ambiente permaneceram em repouso por 24 horas em recipiente fechado, para que só então possam ser feitas as medidas de pH, densidade e reologia.

Medidas de Densidade

Com o intuito de se obter o valor da densidade dos fluidos formulados foram realizados ensaios de densidade utilizando uma balança de lama modelo 140 da marca Fann. Os valores da densidade foram expressos em g/cm^3 . Para a medição da densidade foi utilizada uma metodologia simples, na qual coloca-se o fluido ensaiado no recipiente da balança. A medida é obtida através do ajuste de uma peça móvel que é deslocada, a fim de equilibrar a balança, tendo como referência um nível de bolha. Finalmente, obtém-se a medida através da leitura da marcação presente no braço da balança onde a peça móvel equilibrou o conjunto.

Potencial Hidrogeniônico – pH

As medidas de pH dos fluidos de perfuração foram realizadas em pHmetro digital.

Parâmetros Reológicos

Para os ensaios descritos a seguir utilizaremos o viscosímetro Fann 35A, cuja função é medir as viscosidades aparente e plástica e o limite de escoamento dos fluidos de perfuração nos campos de petróleo, e foi realizado o procedimento para obtenção das leituras no viscosímetro Fann 35A, apresentado a seguir.

Após repouso de 24 horas, foi realizado o estudo reológico dos fluidos de perfuração. Para isso, o fluido foi agitado durante 5 minutos em agitador mecânico Hamilton Beach, modelo 936, na velocidade de 17.000 rpm. Após a agitação, o fluido foi transferido para o recipiente do viscosímetro Fann modelo 35A. O viscosímetro foi acionado na velocidade de 600rpm durante 2 minutos e efetuada a leitura. Logo após, a velocidade será mudada para 300rpm, efetuando a leitura após 15 segundos.

A viscosidade aparente (VA) é o valor obtido na leitura a 600rpm dividido por 2, dada em cP, e a viscosidade plástica (VP) é a diferença das leituras obtidas a 600 rpm e a 300rpm, dada também em cP. O limite de escoamento (LE) é a diferença entre a leitura obtida a 300 rpm e a viscosidade plástica (VP) de acordo com a norma 13 B-1 da API (2003). O estudo reológico foi realizado no Laboratório de Análise de Rochas do IFPB- *Campus* Campina Grande.

Resultados e Discussão

Após a preparação dos cinco fluidos e aguardadas as vinte e quatro horas, conforme as referências metodológicas, foram realizados os ensaios de densidade e pH. Os resultados podem ser observados na Tabela 2 e nas Figuras 4 e 5.

Tabela 2: Resultados das medições de densidade e pH

Experimentos	Densidade	pH
Fa1	0,97 g/cm ³	8,67
Fa2	1,04 g/cm ³	9,02
Fa3	1,02 g/cm ³	8,88
Fa4	1,04 g/cm ³	9,15
Fa5	1,03 g/cm ³	8,25

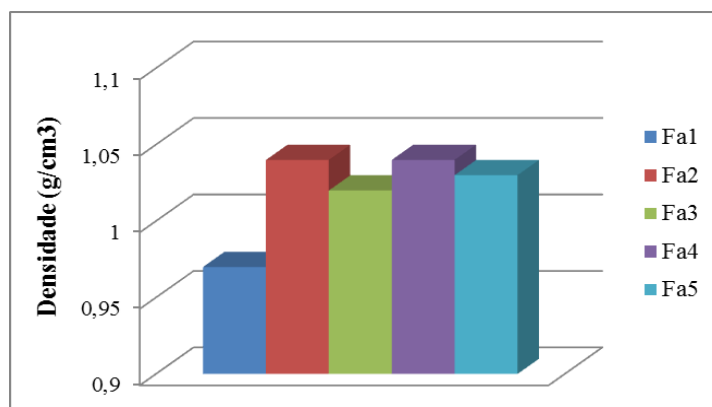


Figura 4: Gráfico de densidade para os fluidos aditivados desenvolvidos.

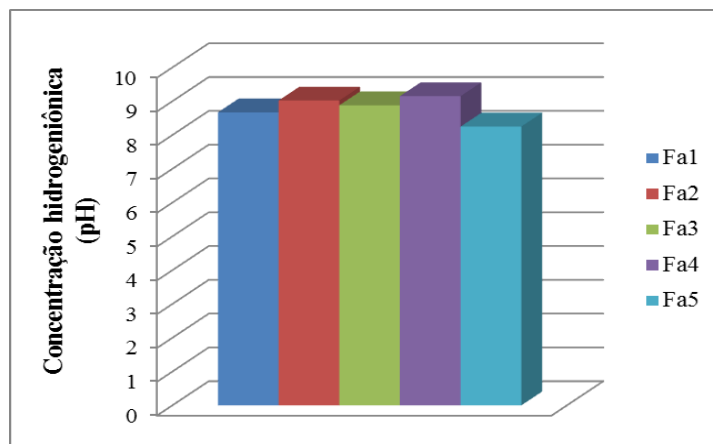


Figura 5: Gráfico de pH para os fluidos aditivados desenvolvidos.

Observa-se, portanto, um aumento na densidade de acordo com o aumento de concentração de argila e viscosificante, onde os fluidos Fa2 e Fa4 possuem as maiores densidades, sendo que ambos os fluidos possuem as mesmas concentrações de argila, porém quantidades diferentes de viscosificante goma xantana (0,3g no Fa2 e 0,5g no Fa4). Pode-se assim indicar que a variação deste aditivo pouco influenciou no parâmetro de densidade.

Com relação ao pH, é notável que todos os fluidos permanecem no intervalo de 8 a 10, possuindo como determinante a quantidade de argila, ou seja, quanto maior a concentração de argila, maior será o pH, embora a concentração de viscosificante não influencie nesse parâmetro. Todos os fluidos analisados mantem-se, portanto, dentro do grupo dos alcalinos, embora mais próximo ao neutro, estando assim fora do intervalo normalmente verificado em fluidos feitos a partir de bentonita e água doce, no qual o pH deveria permanecer entre 10 e 11. Contudo, apesar de os resultados não estarem no intervalo comumente observado, os mesmos estão dentro das especificações exigidas para fluidos de perfuração que apontam a necessidade de pH básico para que o fluido possa desempenhar suas funções adequadamente, sendo assim, como todos apresentaram pH na faixa alcalina, a propriedade analisada se encontra de acordo com o exigido.

Tabela 3: Resultados das medições reológicas e força gel inicial e final

Experimentos	L600	L300	L200	L100	L6	L3	FGi	FGf
Fa1	25,0	20,0	15,5	14,5	10,5	9,5	10,0	9,0
Fa2	61,0	55,0	49,0	46,0	39,0	37,0	44,0	42,0
Fa3	36,0	29,0	25,0	21,0	15,0	13,0	15,0	14,0
Fa4	94,0	82,0	77,5	75,0	73,0	70,0	71,0	68,5
Fa5	90,0	85,0	82,0	78,0	75,0	72,0	74,0	72,0

Tabela 4: Resultados dos cálculos de viscosidades aparente e plástica, limite de escoamento e força gel

Experimentos	Viscosidade Aparente (VA)	Viscosidade Plástica (VP)	Limite de Escoamento (LE)	Força Gel (FG)
Fa1	12,5	5,0	15,0	1,0
Fa2	30,5	6,0	49,0	2,0
Fa3	18,0	7,0	22,0	1,0
Fa4	47,0	12,0	70,0	2,5
Fa5	45,0	5,0	80,0	2,0

A determinação das viscosidades aparente e plástica e do volume de filtrado permite a avaliação dos produtos argilosos utilizados no preparo dos fluidos, bem como indicam aditivos necessários para manter as propriedades desejadas, em virtude das modificações provocadas pela incorporação dos detritos (AMORIM, 2003).

Sendo assim, ao avaliar os resultados de viscosidade aparente e plástica, observa-se que os resultados possuem um crescimento proporcional às quantidades de bentonita e viscosificante, dessa forma, pode-se afirmar que quanto maior a densidade maior será a viscosidade, seja ela plástica ou aparente, atingindo o ápice no experimento Fa4 realizado com 22,4 g de bentonita e 0,5 g de viscosificante goma xantana (maiores concentrações dos aditivos componentes das formulações).

De acordo com as normas da Petrobras (2011), as argilas bentoníticas ativadas devem apresentar viscosidade aparente (VA) igual ou superior a 15cP, viscosidade plástica maior ou igual a 4,0cP e limite de escoamento (LE) igual ou menor a 1,5xVP.

Pode-se também observar a partir dos dados obtidos que o componente que confere mais viscosidade aparente aos fluidos é a argila bentonita, dado que podemos obter através da análise dos fluidos Fa1 (8,75 g de bentonita), Fa2 e Fa4 (22,5 g de bentonita), os quais obtiveram os resultados de viscosidade aparente respectivamente de 12,5 cP; 30,5 cP e 47 cP.

Observando a norma da Petrobras (2011) e analisando o parâmetro de viscosidade aparente nota-se que todos os fluidos exceto o Fa3 se encontram dentro das especificações.

Os valores de viscosidade plástica acima de 10 cP não são adequados para fluidos de perfuração, pois isso é um indicativo de que o limite de escoamento do fluido está muito alto e os sólidos em suspensão no fluido podem causar uma prisão de ferramenta durante uma manobra (BORGES, 2014). Porém, segundo as especificações da Petrobras em que a viscosidade plástica deve ser igual ou superior a 4,0cP todos os fluidos se encontram dentro das normas estabelecidas.

O limite de escoamento é um parâmetro do modelo de Bingham que lineariza os valores obtidos nas leituras de L600 e L300 para gerar uma ideia da viscosidade do fluido sob baixa taxa de cisalhamento (BORGES, 2014). Em relação a esse parâmetro pode-se observar que o maior parâmetro é apresentado pelo fluido Fa5 (15,5 g de bentonita para 0,4 g de viscosificante), que contém os valores médios referentes a bentonita e viscosificante. O limite de escoamento, assim como as viscosidades é também muito mais dependente da concentração de argila do que de viscosificante, como podemos verificar comparando os dados obtidos nos fluidos Fa3 e Fa4. Relacionando com a norma, é possível concluir que todos os fluidos possuem limites de escoamentos dentro dos padrões estabelecidos.

No que tange a força gel, percebe-se que o fluido Fa4 possui maior força gel, e que como já foi citado, possui as maiores concentrações de argila e viscosificante, porém, ao analisar os experimentos em conjunto, observa-se que ao contrário dos outros parâmetros, este é mais sensível às concentrações de viscosificante do que de argila, exceto o fluido Fa2, onde a concentração de argila é muito maior do que a de viscosificante.

Durante a operação de poços de perfuração, é desejável manter o escoamento de fluido sem interrupção, entretanto, períodos de parada são passíveis de acontecer e, devido a isso, utiliza-se fluidos de perfuração que têm como característica formar gel quando não são submetidos a uma tensão de cisalhamento (Oliveira *et al*, 2007). Sendo assim, é essencial que um fluido apresente uma força gel capaz de manter os cascalhos em suspensão e não acarrete em problemas na quebra do gel (LUCENA, 2012). Baseando-se nesse preceito, as melhores forças géis apresentadas foram as dos fluidos Fa2 e Fa5 (força gel igual a 2), cujos valores caracterizaram-se como aproximadamente a média de todos os valores obtidos.

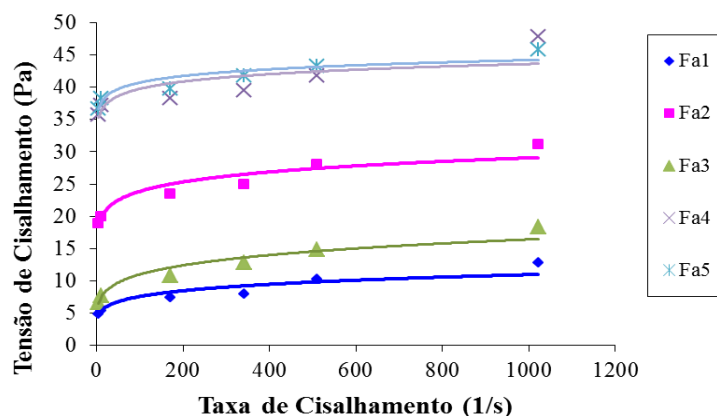


Figura 6: Curva de Fluxo para os fluidos aditivados desenvolvidos.

Tendo em vista as características apresentadas pelas curvas de fluxo da Figura 6 (gráfico montado a partir das informações das Tabelas 3 e 4), e observando-se essencialmente o formato da curva apresentada pelos fluidos desenvolvidos, observa-se que o modelo de Oswald e Waale não se mostra adequado para atender às especificações, sendo assim, classifica-se os fluidos de perfuração analisados como hidroargilosos pseudoplásticos com limite de escoamento real (Modelo de Herschell-Buckley) (MACHADO, 2002; TONELI, 2005).

Pode-se considerar os fluidos analisados também como fluidos plástico, isto é, dispersões que em repouso pode formar uma rede estruturada interpartículas que restringem a mudança posicional de um elemento de volume e confere ao sistema uma estrutura semi-sólida de alta viscosidade e que apresentam um decréscimo de viscosidade quando a taxa de cisalhamento é aumentada, ou seja, os fluidos tendem a “afinar” quando a vazão aumenta, podendo se manifestar reversivelmente, voltando a sua forma original quando se cessa o cisalhamento.

Os fluidos pseudoplásticos a baixas taxas de cisalhamento se comportam de maneira semelhante aos Newtonianos, porém, a medida que a viscosidade aumenta a viscosidade decresce exponencialmente até atingir o ponto em que, a altíssimas taxas de cisalhamento, o fluido tende a possuir uma viscosidade constante (MACHADO, 2002; TONELI, 2005).

Conclusões

Com o objetivo de analisar fisicamente os parâmetros de densidade, pH e os parâmetros reológicos de fluidos com diferentes concentrações de argila e viscosificante biopolímero goma xantana, conclui-se que:

- os parâmetros de densidade e pH, apresentaram resultados compatíveis com os exigidos pelo setor de petróleo e gás, contudo apesar de todos os fluidos desenvolvidos se apresentarem como alcalinos, os valores de pH não se concentraram dentro da faixa comumente indicada para fluidos de perfuração;

- no que tange os parâmetros reológicos que todos os fluidos, a partir da análise da curva de fluxo, são classificados como pseudoplásticos com limite de escoamento real, de acordo com o Modelo de Herschell-Buckley;

- os resultados de viscosidade aparente e plástica possuem um crescimento proporcional às quantidades de bentonita e viscosificante, conclui-se, portanto, que todos os fluidos, exceto o Fa3, atendem às especificações da Petrobras;

- em relação a viscosidade plástica, e seguindo as especificações apontadas também pela Petrobras, conclui-se que todos os fluidos analisados se enquadram nas especificações, já que todos os fluidos analisados possuem viscosidade plástica maior do que 4cP;

- no que tange o parâmetro relacionado ao limite de escoamento, conclui-se que quanto menor o limite de escoamento, mais facilmente o estado de gel é quebrado, e observando a norma, todos os

fluidos se enquadram, sendo que o que possui menor limite de escoamento é o Fa1 por possuir as menores concentrações de argila e de viscosificante;

- o fluido Fa4 possui maior força gel, porém, segundo Lucena (2012) é essencial que um fluido apresente uma força gel capaz de manter os cascalhos em suspensão e não acarrete em problemas na quebra do gel. Baseando-se nesse preceito, as melhores forças géis apresentadas foram as dos fluidos Fa2 e Fa5 (força gel igual a 2), cujos valores caracterizaram-se como aproximadamente a média de todos os valores obtidos e,

-com base nas análises feitas, todos os fluidos exceto o Fa3 são perfeitamente enquadrados nas normas pré-estabelecidas em 2011 pela Petrobras para fluidos de perfuração de poços de petróleo, porém, realizando-se uma correção referente à viscosidade aparente é possível igualmente enquadrá-lo dentro das normas vigentes.

Agradecimentos

Ao Programa de Apoio Institucional à Pesquisa – Bolsa de Pesquisador do IFPB pelo incentivo financeiro.

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, UFCG, C. Grande, 2003.

-BORGES, T. A. **Análise da Reologia e do Escoamento de um Fluido de Perfuração a Partir de Microemulsão a Base de Óleo Vegetal**. Trabalho de Conclusão de Curso, UFRN, Natal – RN, 2014.

-API, Norma API Recommended Practice 13B-1 (2003).

-LUCENA, D. V.; LUCENA, D. V.; VERONESE, J. P. **Análise da Influência do Tempo na Viscosidade para Amostras de Bentonitas para seu Uso em Fluidos de Perfuração**. VII Congresso Norte-Nordeste de Pesquisa e Inovação, Palmas – TO, 2012.

-MACHADO, J. C. V. **Reologia e Escoamento de Fluidos: Ênfase na Indústria do Petróleo**. Rio de Janeiro: Interciência Ed., 1º Edição, 2002.

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

-THOMAS, J. E.; TRIGGIA, A. A.; et. al. **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**. Rio de Janeiro: Interciência Ed., PETROBRAS, 2º edição, 2004.

-TONELI, J. T. C. L.; MURR, F. E. X.; PARK, K. J. **Estudo da Reologia de Polissacarídeos Utilizados na Indústria de Alimentos**. Revista Brasileira de Produtos Agroindustriais, Campina Grande, Especial, v.7, n.2, p.181-204, 2005.