

8º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

ESTUDO DO EFEITO DA CONCENTRAÇÃO DO SAL NAS PROPRIEDADES REOLÓGICAS DE UM FLUIDO DE PERFURAÇÃO À BASE DE ÁGUA

AUTORES:

Mariana Martins do Vale¹, Alfredo Ismael Curbelo Garnica², Fabíola Dias da Silva Curbelo³, Júlio Cezar de Oliveira Freitas⁴

INSTITUIÇÃO:

Universidade Federal da Paraíba

Este Trabalho foi preparado para apresentação no 8º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás - 8º PDPETRO, realizado pela Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás - ABPG, no período de 20 a 22 de outubro de 2015, em Curitiba/PR. 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 8º PDPETRO.

ESTUDO DO EFEITO DA CONCENTRAÇÃO DO SAL NAS PROPRIEDADES REOLÓGICAS DE UM FLUIDO DE PERFURAÇÃO À BASE DE ÁGUA

Abstract

The selection of oil well drilling fluids and natural gas as well as the performance evaluation of these fluids during operation is very important in the development in the field area, but also in the exploratory phase. To ensure safe and efficient drilling, these fluids have the main functions adduce the gravel generated in drilling, drill cooling, pit stability maintenance and pressure control to prevent and oil inflow, gas or water from of rocks drilled. In this context, with a vast study about the chemical additives used in the preparation of the drilling fluid in order to formulate it, this work was to focus, prepare and analyze the rheology of a water-based fluid to well drilling oil, as well as studying the effect of salt contamination in the rheological properties of the drilling fluid formulated. It investigated initially the rheological behavior of drilling fluids with salt solutions of known concentrations. The rheological parameters were determined: apparent viscosity, plastic viscosity, yield point, gel strength and filtration parameters. The results obtained for these parameters are in accordance with the rules of PETROBRAS N-2604. The voltage vs. shear rate data indicate the tendency of an actual plastic behavior of the proposed fluid being representative Herschell- Buckley model of experimental data. There was also a decrease in apparent viscosity with increasing shear rate, a characteristic feature of the proposed fluid.

Introdução

O sucesso e conclusão de um poço de perfuração e o custo do projeto estão relacionados às propriedades dos fluidos de perfuração. Neste contexto, a escolha do fluido de perfuração e a preservação de suas propriedades impactam profundamente nos aspectos operacionais e econômicos do projeto.

Tecnicamente, a perfuração de poços consiste em um conjunto de operações necessárias para atravessar as formações geológicas a fim de se conseguir a prospecção do hidrocarboneto. As rochas são perfuradas pela ação rotativa de uma broca existente na extremidade de uma coluna de perfuração e os fragmentos da rocha são removidos pela ação de um fluido de perfuração por bombeamento na coluna de perfuração. (THOMAS, 2004). O eficiente transporte dos cascalhos à superfície, bem como sua sustentação durante as paradas de circulação dependem significativamente do comportamento reológico do fluido. (MAHTO, 2004).

Os fluidos à base de água apresentam vantagens em relação aos outros por apresentar baixo custo, boa biodegradabilidade e baixo impacto ambiental. (DARLEY e GRAY, 1988). Porém, esses fluidos podem sofrer contaminação por sal durante o processo de perfuração do poço, que consiste na dissolução de vários sais na fase aquosa do fluido de perfuração ao entrar em contato com determinadas formações. A alteração produzida em algumas das propriedades do fluido de perfuração por contaminação salina pode torná-lo inoperante e causar grandes custos aos processos de produção do petróleo, comprometendo a operação de perfuração.

No presente trabalho, formulou-se um fluido de perfuração à base de água comum, a partir de seus constituintes (adensante, viscosificante, controlador de pH, inibidor, redutor de filtrado) básicos, e um fluido de perfuração à base de água com concentrações definidas de NaCl (teores de NaCl de 2,61 a 4,00% em massa), realizando o estudo reológico dos mesmos. Investigou-se, assim, a influência da concentração de NaCl ao comportamento reológico dos fluidos de perfuração com soluções salinas de concentrações conhecidas.

Metodologia

✓ Preparação do Fluido de Perfuração à base de água

O fluido de perfuração foi preparado a partir da mistura dos aditivos que foram adicionados, um a um, sob agitação máxima (17.000 rpm) em agitador Hamilton Beach, modelo 140, obedecendo a ordem descrita abaixo:

1. Pesou-se 0,5 g de goma xantana e 3,0 g de HP- amido com três casas decimais;
2. Adicionou-se 350 ml de água industrial no copo metálico do aparelho de dispersão, Hamilton Beach- Fann, Modelo 140;
3. Com as quantidades de aditivos pré-estipuladas devidamente pesadas, adicionou-se lentamente a goma xantana no copo metálico e agitou-se por 10 min;
4. Em seguida, adicionou-se HP- amido e agitou-se por 10 min;
5. Adicionou 0,1g de NaOH e deixou homogeneizar por 5 minutos.
6. Adicionou-se 10g de argila ativada e agitou-se por 10 minutos. Adicionou-se 10 g de NaCl e deixou-se homogeneizar por 5 minutos.
7. Colocou-se 12 gotas de bactericida e agitou-se por mais 5 minutos. Por fim, adicionou-se 28g de baritina e homogeneizou-se por 10 minutos.

✓ Determinação da massa específica do fluido

Para medida da massa específica do fluido de perfuração foi utilizada a balança de lama Fann modelo 140. A metodologia de ensaio é simples, coloca-se o fluido ensaiado no recipiente (copinho) da balança. A medida de densidade é obtida através do ajuste de uma peça móvel. Esta peça é deslocada, a fim de equilibrar a balança, tendo como referência um nível de bolha. A medida de densidade é então obtida na marcação presente no braço da balança onde a peça móvel equilibrou o conjunto.

✓ Estudo reológico do Fluido de Perfuração

Após 24 horas de repouso o fluido foi agitado durante 5 minutos em agitador mecânico Hamilton Beach, modelo 140 a velocidade de 17000 rpm. Em seguida, o fluido foi transferido a um recipiente próprio para o armazenamento da amostra durante as medições. No viscosímetro Fann 35A, foram lidos seis valores do ângulo de deflexão (torque) com taxas de cisalhamento variando de 5,1 a 1021,8 s⁻¹.

1. A partir do ligamento do aparelho a velocidade de 600 rpm é lido o valor de θ_{600} , isto é, a deflexão a 600 rpm.
2. Altera-se a velocidade de rotação para 300 rpm e após 15 segundos, é lido o valor de θ_{300} ; A velocidade é então reduzida a 200 rpm e espera-se estabilizar para efetuar a leitura de θ_{200} . O mesmo procedimento foi utilizado para as velocidades de 100 rpm, 6 rpm e 3 rpm nas obtenções dos valores de θ_{100} , θ_6 , θ_3 .

A partir dos valores dos ângulos de deflexão lidos, é possível a determinação das viscosidades aparente (VA), viscosidades plásticas (VP) e o limite de escoamento (LE), de acordo com a mesma

norma: A viscosidade aparente, em cP, corresponde ao valor medido na leitura a 600 rpm dividido por 2; a viscosidade plástica, em cP, é a diferença das leituras obtidas a 600 e a 300 rpm; o limite de escoamento, em N/m² é calculado como sendo a diferença entre a leitura a 300 rpm e a viscosidade plástica.

Além das três grandezas, é possível a determinação dos valores de forças- géis conforme o seguinte procedimento:

1. Manter o fluido a velocidade de 600 rpm durante 60 segundos;
2. Manter em repouso em 10 segundos;
3. Alterar a velocidade para 3 rpm e realizar a leitura registrando a maior deflexão do indicador como gel inicial(G_0) em lbf/100pé²;
4. Manter o fluido em repouso em 10 segundos;
5. Alterar a velocidade para 3 rpm e realizar a leitura registrando a maior deflexão do indicador como gel inicial(G_{10}) em lbf/100pé²;

Através dos dados coletados, descritos neste item, é possível plotar as curvas de escoamento para o tratamento de dados de forma a caracterizar o comportamento reológico do fluido estudado. A partir das deflexões lidas (θ), pode-se calcular a tensão cisalhante (Equação 1) e utilizando os valores das velocidades de rotação, calcula-se a taxa de cisalhamento (γ) (Equação 2). O valor da tensão de cisalhamento (τ), em Pascal, e o valor da taxa de cisalhamento (γ), em s⁻¹, são: (SHIROMA, 2012).

$$\tau = 0,51 \cdot \theta \quad [1]$$

$$\gamma = 1,703 \cdot N \quad [2]$$

Os valores de viscosidade referentes ao gráfico Log(μ , viscosidade aparente) vs Log (γ , taxa de cisalhamento) são calculados a partir da Equação 3, utilizando os valores de deflexão e velocidade de rotação, obtidos do estudo reológico.(SHIROMA,2012)

$$\mu = 300 \cdot \theta / N \quad [3]$$

✓ Modelo de Herschell- Buckley

O Modelo de Herschell- Buckley foi utilizado para representar os dados experimentais. (BENNETT E MAYERS, 1982). A equação que representa este modelo é descrita a seguir:

$$\tau = K \gamma^n + \tau_0 \quad [4]$$

Em que, K= índice de consistência; n= índice de comportamento; τ_0 = tensão de corte inicial.

Os parâmetros K e n do modelo foram determinados a partir do intervalo convencional 300 e 600 rpm, nas medidas convencionais citadas na norma PETROBRÁS N-2605:

1. Índice de comportamento, n:

$$n = \frac{\log(\tau_{600} - \tau_{300} / \tau_{300} - \tau_0)}{\log(\frac{\gamma_{600}}{\gamma_{300}})}$$

2. Índice de consistência, K:

$$K = \frac{\tau - \tau_0}{\gamma^n}$$

O valor de τ_0 (tensão inicial de corte) foi determinado por extrapolação do gráfico tensão vs taxa de cisalhamento.

✓ Adição de soluções salinas de concentrações conhecidas nos Fluidos de perfuração

O Fluido de perfuração à base de água com concentrações definidas de NaCl foi preparado de tal forma que as quantidades dos aditivos(goma xantana, HP-amido, NaOH, argila ativada, NaCl, triazina, baritina) da formulação padrão se mantiveram constantes. O NaCl foi adicionado nessa amostra de Fluido de Perfuração, em partes, sob agitação durante 5 minutos a uma velocidade constante de 17.000 rpm no agitador Hamilton Beach Modelo Fann , em diferentes quantidades (teor de 2,61 a 4,00 % de NaCl). Após cada adição de NaCl, o estudo reológico da amostra de Fluido de Perfuração foi realizado, em que posteriormente, a solução permaneceu em repouso durante 24h para a próxima adição de NaCl.

Resultados e Discussão

✓ Parâmetros reológicos

Tabela 2-Resultados dos parâmetros referentes ao fluido formulado avaliado perante a norma PETROBRÁS N-2604

	Concentração de NaCl (%)						
Parâmetros	Formulação padrão(2,61 %NaCl	2,87% NaCl	3,12% NaCl	3,37% NaCl	3,62 % NaCl	4,00 % NaCl	Norma PETROBRÁS N-2604
Viscosidade Aparente (cP)	18,25	18,5	18,5	20,5	22,75	24,0	Mínimo de 15,0 cP
Limite de escoamento(lbf/100pé ²)	17,5	17,0	17,0	22,0	25,5	29,0	Valor máximo igual a 15*VP
Gel inicial (lbf/100pé ²)	7,5	8,0	9,5	11,0	13,0	15,0	Mínimo de 7 lbf/100 pé ²
Gel Final (lbf/100pé ²)	10,0	10,0	13,5	14,75	15,0	17,0	Entre 10 e 15 lbf/100 pé ²
Massa específica (lb/gal)	9,10					9,15	8,34 a 16,68 lb/gal

De acordo com as normas especificadas mencionadas na Tabela 1, os valores das viscosidades plásticas, das viscosidades aparentes e o limite de escoamento, gel inicial e gel final para o fluido com 2,61% a 3,62% de NaCl estão dentro da faixa dos padrões citados na norma PETROBRÁS N-2604, porém observa-se que o valor do Gel final do fluido de perfuração com 4% de NaCl está fora do intervalo das especificações.

Na Figura 01, são apresentadas as curvas de tensão e deformação para o fluido de perfuração à base de água padrão-formulado a partir de seus constituintes (adensante, viscosificante, controlador de

pH, inibidor, redutor de filtrado) básicos- e para o fluido de perfuração à base de água com concentração de 4% em massa de NaCl.

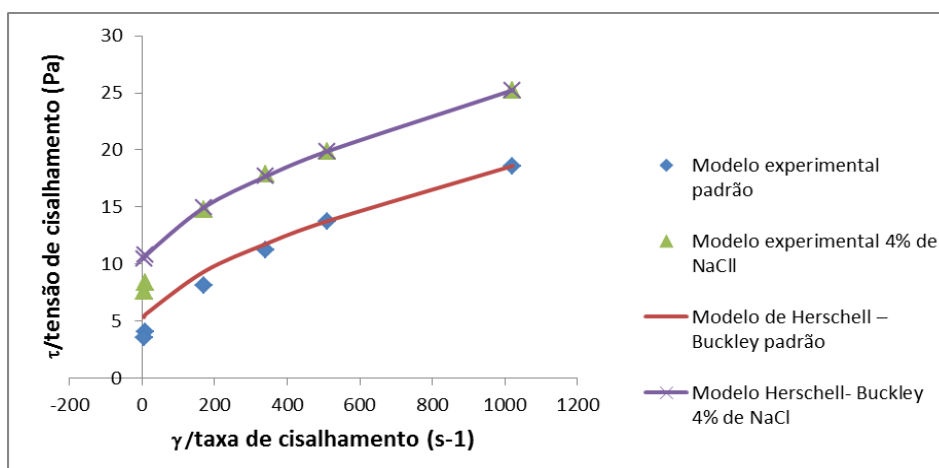


Figura 01- Influência da concentração de NaCl – Tensão x deformação do fluido de perfuração na formulação padrão e com a adição de 4% de NaCl.

Conforme pode ser verificado na Figura 01, o fluido de perfuração feito a partir da formulação padrão (2,61% NaCl) e o fluido de perfuração contendo 4% de NaCl, apresentam tensões de corte inicial diferentes. Para o fluido com teor de 4% de NaCl, a tensão de corte inicial (9,9 Pa) é maior que a do fluido de formulação padrão (4,9 Pa). Esse resultado é condizente ao observar a Tabela 1, onde se pode verificar uma força gel maior para o fluido com maior concentração de NaCl, isto é, há maior resistência inicial para colocar o fluido de 4% NaCl em escoamento, como também, há uma maior resistência do fluido de 4% de NaCl para reiniciar seu escoamento após certo tempo de repouso.

Na análise da Figura 01 observa-se que os fluidos podem ser caracterizados pelo modelo plástico real ou de Herschell-Buckley. A Figura 02 mostra como os modelos teóricos representam significativamente os resultados experimentais, resultando em um grau de proximidade entre os valores experimentais e teóricos da tensão de cisalhamento.

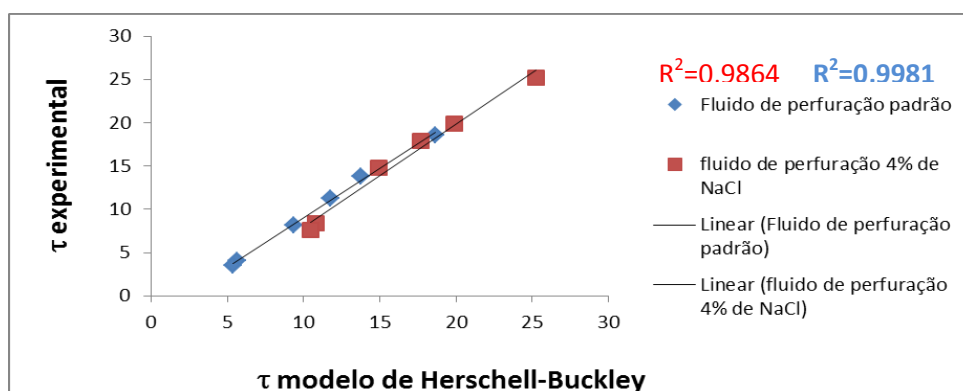


Figura 02- Gráfico referente ao τ experimental versus τ teórico do fluido de perfuração na formulação padrão e com a adição de 4% de NaCl.

A Figura 03 mostra um decréscimo acentuado de viscosidade quando a taxa de cisalhamento é aumentada para os dois tipos de fluidos, conferindo assim, a pseudoplasticidade destes fluidos. Este comportamento é importante para o fluido de perfuração, visto que com o aumento da velocidade de escoamento do fluido dentro da coluna de perfuração, tem-se um aumento da taxa de cisalhamento, e conseqüentemente uma diminuição da viscosidade deste fluido, pois dentro da coluna necessita-se de

certa facilidade do fluido escoar. Quando o fluido de perfuração atinge a formação, na região situada na ponta da broca, ocorre uma redução brusca de velocidade e, portanto, da taxa de cisalhamento, levando a um aumento da viscosidade do fluido, que por sua vez atende a exigência de transportar os cascalhos até a superfície, liberados pela broca durante a perfuração.

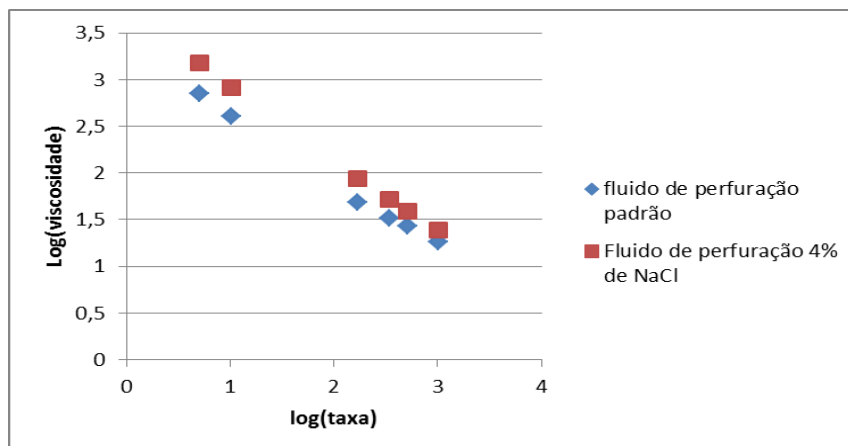


Figura 03-Gráfico da Log μ (viscosidade) x Log γ (taxa de cisalhamento) do fluido de perfuração na formulação padrão e com a adição de 4% de NaCl

Conclusões

- 1) O aumento da concentração do sal de 2,61% em massa (fluido padrão) até 3,62% provocou um aumento nos parâmetros reológicos (viscosidade aparente, viscosidade plástica, limite de escoamento, gel inicial e final), entretanto estes mantiveram-se dentro dos padrões da norma PETROBRÁS N-2604.
- 2) Para uma concentração do sal de 4% em massa, a força gel final ficou fora da faixa estabelecida pela Norma PETROBRÁS N-2604. Mesmo nestas condições, o fluido manteve suas propriedades de plasticidade, visto que o modelo de Herschell – Buckley mostrou-se satisfatório na representação dos dados experimentais dos estudos reológicos deste fluido e comprovou-se a diminuição da viscosidade como aumento da taxa de cisalhamento.

Agradecimentos

O apoio financeiro da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis –ANP – , da Financiadora de Estudos e Projetos – FINEP – e do Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação – MCTI por meio do Programa de Recursos Humanos da ANP para o Setor Petróleo e Gás – PRH-ANP/MCTI.

Referências Bibliográficas

ALBERTO, J.T.A. **Análisis de los fluidos de perforación en la industria petrolera**.2010,109p.Tese de Doutorado. Universidade de Vera Cruz, Vera Cruz.

DARLEY, H.C.H & GRAY,G.R.;**Composition and Properties of oil well drilling fluids**,p.509,1985.

DUARTE, RICARDO G. **Avaliação da Interação Folhelho-Fluido de Perfuração para Estudos de Estabilidade de Poços.** Junho 2004. 123pg. Dissertação de mestrado, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Civil, Rio de Janeiro, 2004.

MACHADO, J. C. **Fundamentos e Classificação de Fluidos Viscosos. Reologia e Escoamento de Fluidos**– Ênfase na indústria do petróleo. Editora Interciência. Rio de Janeiro, 2002. pg 1-40.

MAHTO, V.; SHARMA, V. P. – **Rheological study of water based oil well drilling fluid** – Journal of Petroleum Science Engineering 45: 123-128 2004.

PETROBRAS – Ensaio de viscosificante para fluido de perfuração à base de água na exploração e produção de petróleo- Especificação, N-2604, 1998.

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

SHIROMA, H.P. **Estudo do comportamento reológico de suspensões aquosas de bentonita e cmc: influência da concentração de NaCl.**2012, 114p. Dissertação (mestrado de Engenharia química).Universidade de São Paulo, São Paulo.

THOMAS, J.E. **Fundamentos de Engenharia de petróleo**, 2ªedição, Editora Interciência, 2004.