

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:

AValiação DA EFICÁCIA DO CARBONATO DE CÁLCIO DE CAAPORÃ/PB COMO REDUTOR DE FILTRADO EM FLUIDOS POLIMÉRICOS

AUTORES:

Karine Castro Nóbrega¹, Beethoven Gomes dos Santos Costa², Adriano Peixoto Leandro³,
Luciana Viana Amorim⁴

INSTITUIÇÃO:

Aluna de Doutorado pelo CNPq em Ciência e Engenharia de Materiais - UFCG,
karine.nobrega@hotmail.com, ¹Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Materiais,
Universidade Campina Grande, ²Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Estadual de
Campinas, ³Instituto Federal de Educação Ciência e Tecnologia da Paraíba, Campina Grande
(Paraíba), ⁴Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade 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.

AVALIAÇÃO DA EFICÁCIA DO CARBONATO DE CÁLCIO DE CAAPORÃ/PB COMO REDUTOR DE FILTRADO EM FLUIDOS POLIMÉRICOS

Abstract

Calcium carbonate (CaCO_3) is considered as one of the cheapest inorganic particles commercially available, being widely used in the industries of cement, paper, plastic, ink and petroleum, for example. The applications of particles of CaCO_3 are determined by the following parameters: morphology, structure, size, brightness, oil adsorption and chemical purity. One of the most important parameters is the particle morphology. The nature and amount of solids present in the drilling fluid and its physical and chemical interaction with other additives present in its continuous phase determine the filtration behaviour. In this context, this work aimed to evaluate different calcite samples coming from the city of Caaporã, PB, as bridge agents and sealants in polymeric drilling fluids. And, also to evaluate the their influence on the flow properties of the polymeric fluids. For this purpose, fluids were formulated and prepared totalizing seven different compositions with varied concentration of low viscosity carboxymethylcellulose (CMC BV) (2,5 and 3,5g/350mL of water) and calcite (10 and 20g/350mL of water). The calcites from Caaporã (calcites 2 and 3) were extracted directly from the mine, milled and sifted in 200 mesh. Commercial calcite (calcite 1) was also used for comparative purposes. After a 24h rest, the fluids were tested and with the reading data obtained in the viscometer, it was calculated the apparent viscosity (VA), plastic viscosity (VP), yield point (LE) and gel strength (FG) according to Petrobras standard (EP-1EP-00011-A). Filtrate volume was determined in API filter-press. The results demonstrated that: i) Caaporã calcites did not influence the rheological properties of the studied fluids (F3 to F7); ii) F2, F4 and F6 fluids prepared with high concentration of CMC BV (3,5g/350mL of water) and calcite (20g/350mL of water) showed better values of VA, VP and LE when compared with the results obtained for F1, F3, F5 and F7 fluids; iii) the best filtration values were obtained for F4, F6 and F7 fluids formulated with natural calcite. This behaviour is due to the fact that the CMC used is a short chain polymer and the calcite is an inert and slightly water soluble solid, whose main function is to reduce the filtration rate. Therefore, it can be inferred that the calcium carbonates extracted from a mine in the city of Caaporã in Paraíba presents a great potential to act as a sealant in polymeric drilling fluids.

Keywords: Calcium carbonate. Morphology. Filtration rate.

Introdução

Segundo Pettijohn (1976) citado por Mello Filho [1], rochas carbonatadas ou calcários são rochas constituídas, basicamente, por minerais de carbonato de cálcio (CaCO_3) denominados calcita e/ou aragonita, podendo conter menores quantidades de carbonato de magnésio, sílica, argila e outros minerais [2]. Esses minerais combinados com o carbonato de magnésio (MgCO_3) formam a rocha dolomítica (carbonato de cálcio e magnésio). Os elementos-traços que acompanham mais frequentemente a calcita e a dolomita são: alumínio, titânio, sódio, potássio, bário, chumbo, cádmio, vanádio, cromo, cobalto, níquel, cobre, gálio, zircônio, molibdênio e estanho [1].

Entre as várias classificações das rochas carbonatadas cálcio-magnesianas, a mais utilizada foi estabelecida por Pettijohn (1976) relacionada com a porcentagem de óxido de magnésio contido na rocha. Sendo assim, a rocha é denominada calcário, calcário magnesiano, calcário dolomítico, calcário

calcítico e dolomito quando tem 0 a 1,1; 1,1 a 2,1; 2,1 a 10,8; 10,8 a 19,5; 19,5 a 21,7 porcentagem de magnésio, respectivamente [1].

O calcário apresenta uma grande variedade de usos, desde matéria prima para a construção civil, matéria prima para a fabricação de cal e cimento, corretivos de solos ácidos, ingredientes na indústria de papel, plásticos, química, siderúrgica, vidro e petróleo. Ainda assim, o calcário representa um produto relativamente barato, exceto em suas formas beneficiadas mais sofisticadas, de valor agregado elevado [2].

O sucesso ou a falha de uma perfuração geotérmica depende da seleção do fluido de perfuração. Os fluidos de perfuração devem proporcionar a suspensão e o transporte dos cascalhos gerados pela perfuração da broca, altas taxas de penetração e manter a estabilidade da formação rochosa, minimizando assim a perda de fluido e maximizando a vida útil do poço. Alguns estudos mostram que o reservatório deve ser perfurado para mitigar danos à formação com fluidos de perfuração específicos, que contenham polímeros de alto peso molecular, para o controle da viscosidade, agentes de ponte, como carbonato de cálcio fino e polímeros de baixo peso molecular, para o controle de perda de fluido [3].

A literatura contém muitos artigos que abordam sobre o uso do carbonato de cálcio como agente de ponte ou obturante em fluidos de perfuração, como os mencionados a seguir. No entanto, não existem relatos sobre o uso deste mineral, em sua forma natural, retirado de uma mina de uso exclusivo de uma fábrica de cimentos, para aditivação de fluidos poliméricos com a função de reduzir o volume de filtrado que invade a formação rochosa durante o mecanismo de filtração.

Fagundes e colaboradores [4] avaliaram os efeitos do peso molecular médio e grau de substituição da carboximetilcelulose (CMC), bem como do diâmetro médio de partícula e da distribuição de tamanho de partícula de CaCO_3 nas propriedades reológicas e perda de filtrado de fluidos de perfuração poliméricos salgados. A granulometria das partículas de carbonato de cálcio influenciou não só as propriedades reológicas, devido à adsorção dos polímeros (goma xantana e CMC) na sua superfície, mas também a perda do filtrado. Observou-se que o menor volume de filtrado foi obtido utilizando uma amostra de CaCO_3 que continha partículas de tamanho médio baixo e com grande dispersão em tamanho. Dantas e co-autores [5] avaliaram a influência de aditivos químicos tais como amido, carboximetilcelulose de alta viscosidade (CMC HV) e calcita nas propriedades reológicas e de filtração de fluidos de perfuração inibidos compostos por citrato de potássio. A utilização de amido e calcita em altas concentrações ou amido, CMC HV e calcita em altas concentrações (12g, 1,5g e, 25g/350mL de água deionizada, respectivamente) em fluidos aquosos, proporcionaram valores satisfatórios de perda de fluido final, aproximadamente 6mL, o que representa uma diminuição de cerca de seis vezes em relação ao fluido sem aditivos. Azizi *et al.* [6] realizaram testes reológicos e de filtração em fluidos de perfuração aquosos. Os fluidos foram preparados com três tamanhos diferentes de agentes de ponte (CaCO_3 fino - 9 μm , CaCO_3 médio - 20 μm e CaCO_3 grosso - 180 μm). O teste de filtração mostrou uma alta perda de fluido no fluido sem agente de ponte (Lama A) e menor perda de fluido na Lama B, a qual foi aditivada com CaCO_3 fino.

A escolha correta do tipo e concentração do material de ponte é crucial para formar um reboco de baixa permeabilidade e minimizar o dano à formação [6]. A avaliação das propriedades filtrantes de fluido de perfuração é normalmente realizada em laboratório, através de testes de filtração estática padronizados. Nestes ensaios, um volume fixo de fluido é posicionado sobre um meio poroso (papel de filtro, por exemplo), que possui uma única permeabilidade, e submetido a um diferencial de pressão constante pré-estabelecido. O volume de fluido que atravessa o meio poroso é monitorado ao longo do tempo [7].

O presente trabalho teve por objetivo avaliar diferentes amostras de calcita, provenientes da cidade de Caaporã, PB, como agentes de ponte e obturantes em fluidos de perfuração poliméricos. Além disto, também foi avaliado a sua influência nas propriedades de fluxo dos fluidos poliméricos.

Metodologia

Foram selecionadas três amostras de calcita, denominadas de calcita 1, calcita 2 e calcita 3, sendo a primeira comercial e fornecida pela Petrobras, enquanto que as duas últimas são provenientes da cidade de Caaporã, PB, da mina Miramar. Estas foram fornecidas pela Empresa Lafarge e são utilizadas para a produção cimento.

Para preparação dos fluidos de perfuração poliméricos foram utilizados os seguintes aditivos: anti-espumante, viscosificante (goma xantana (GX)), controlador de pH (óxido de magnésio (MgO)), redutor de filtrado (CMC BV), cloreto de sódio (NaCl), selantes (calcita comercial (calcita 1 – 12,72µm) e calcitas naturais (calcita 2 – 8,47µm e calcita 3 – 4,57µm)) e bactericida (persulfato de sódio).

Todas as amostras de aditivos com exceção das amostras de calcita foram fornecidas pela Empresa System Mud an Imdex Limited Company/SC.

Tabela 1 - Formulações dos Fluidos de perfuração poliméricos (*g/350mL de água).

Aditivos	F1	F2	F3	F4	F5	F6	F7
Anti-espumante (g)	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Goma Xantana (g)	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Controlador de pH (g)	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
CMC BV (g)	2,5	3,5	2,5	3,5	2,5	3,5	2,5
NaCl (g)	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0
Calcita 1 (g)	10,0	20,0	-	-	-	-	-
Calcita 2 (g)	-	-	10,0	20,0	-	-	10,0
Calcita 3 (g)	-	-	-	-	10,0	20,0	10,0
Bactericida (g)	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01

Os fluidos de perfuração poliméricos foram preparados de acordo com a prática de campo, que consiste em adicionar os aditivos, um a um, sob agitação constante. Foi utilizado um agitador mecânico *Hamilton Beach*, modelo 936. Obedecendo a ordem descrita na Tabela 1, os aditivos foram adicionados a 350mL de água deionizada com intervalo de 10 minutos entre cada um deles, com

exceção do anti-espumante que passou 5 minutos sob agitação constante a uma velocidade de 17.000rpm.

Para o estudo do comportamento reológico, após 24h de repouso, o fluido foi agitado durante 5min em agitador mecânico *Hamilton Beach* na velocidade de 17.000rpm. Em seguida, o fluido foi transferido para o recipiente do viscosímetro *Fann* modelo 35A. O viscosímetro foi acionado na velocidade de 600rpm durante 2 minutos e foi efetuada a leitura. Logo após, foi mudada para a velocidade de 300rpm, efetuando a leitura após 15 segundos.

Para obtenção da força gel inicial, o fluido foi submetido à velocidade de 600rpm durante 15 segundos, em seguida a velocidade foi alterada para 3rpm e o fluido ficou em repouso durante 10 segundos, então foi feita a leitura obtendo o valor da força gel inicial. Em seguida, para a obtenção da força gel final, o fluido foi deixado em repouso durante 10 minutos e efetuada a leitura na velocidade de 3rpm.

Com os dados das leituras obtidas no viscosímetro, foi calculada a viscosidade aparente (VA), a viscosidade plástica (VP), o limite de escoamento (LE) e a força gel (FG) segundo a norma EP-1EP-00011-A [8]. A viscosidade aparente é o valor obtido na leitura a 600rpm dividido por 2, dada em cP e, a viscosidade plástica é a diferença das leituras obtidas a 600rpm e a 300rpm, dada também em cP. O limite de escoamento é a diferença entre a leitura obtida a 300rpm e a viscosidade plástica (VP), dada N/m² e, a força gel é a diferença das leituras obtidas para a força gel final e a força gel inicial, dada também em N/m².

O volume de filtrado (VF) foi determinado em filtro-prensa API. O fluido foi agitado por 1 minuto em agitação constante, em seguida, o mesmo foi transferido para o recipiente do filtro-prensa, com aplicação de uma pressão na ordem de 100psi (7,0kgf/cm²) durante 30 minutos.

Resultados e Discussão

Na Tabela 2 estão apresentados os resultados das propriedades reológicas (Viscosidade Aparente - VA, Viscosidade Plástica - VP, Limite de Escoamento - LE e Força Gel - FG) e de filtração (Volume de Filtrado – VF) obtidas para os fluidos poliméricos preparados de acordo com a Tabela 1.

Tabela 2 - Propriedades reológicas e de filtração dos fluidos poliméricos estudados.

Fluido	VA (cP)	VP (cP)	LE (N/m ²)	FG (N/m ²)	VF (mL)
1	25,3	14,5	21,5	2,0	10,7
2	34,9	19,8	30,3	3,0	8,1
3	25,3	14,5	21,5	1,0	9,2
4	34,0	20,0	28,0	2,5	6,9
5	25,3	15,0	20,5	1,5	8,7
6	34,8	20,0	29,5	2,5	6,7
7	26,0	15,0	22,0	1,5	6,9

Conforme análise dos resultados, pode-se observar que a aditivação dos fluidos (F3 ao F7) com as calcitas 2 e 3 (calcitas de Caaporã), as quais apresentam diferentes composições químicas e granulometrias, embora tenha aumentado a concentração de sólidos nos fluidos poliméricos, não afetou o desempenho reológico dos mesmos, isto aconteceu provavelmente porque a calcita é um sólido inerte e pouco solúvel em água. Pode-se verificar ainda a melhoria das propriedades reológicas dos fluidos (F2, F4 e F6) aditivados com maior concentração de CMC BV (3,5g/350mL de água) e calcita (20g/350mL de água).

As propriedades de filtração também melhoraram com o aumento da concentração dos aditivos (CMC BV e, calcita 2 e 3). A ação conjunta entre o polímero e as partículas de calcita proporcionou melhores valores de filtrado para os fluidos F4 (6,9mL), F6 (6,7mL) e F7 (6,9mL) formulados com calcita natural.

A adição de partículas de tamanho adequado ao fluido de perfuração ajuda a formar pontes de obstrução nos canais dos poros da rocha permeável. Isto facilita a formação de um fino reboco externo impermeável que ajudará a minimizar a invasão de partículas e filtrado [9, 10].

Segundo Lomba [9], a permeabilidade do reboco decresce com a redução do diâmetro médio da partícula e com o aumento do intervalo de variação dos diâmetros das partículas, ou seja, com o decréscimo da uniformidade da distribuição granulométrica. Dessa forma, fazendo uma análise comparativa dos resultados de filtração e baseando-se nos dados referentes à caracterização granulométrica das amostras de calcita apresentados no item Materiais, esperava-se que a calcita 3 tivesse conferido uma redução ainda maior do filtrado, em virtude da mesma apresentar um menor diâmetro médio e maiores quantidades de partículas finas em relação as demais amostras de calcita estudadas.

De modo geral, as calcitas de Caaporã apresentam um potencial considerável para atuar como selante em fluidos de perfuração poliméricos, tendo em vista que as mesmas apresentam características granulométricas necessárias para a obtenção de um reboco com baixa permeabilidade, promovendo assim uma menor invasão de filtrado durante o processo de filtração. Além disso, a eficácia das calcitas naturais foi avaliada com resultados de volume de filtrado satisfatórios em relação à calcita comercial utilizada atualmente.

Conclusões

Com o objetivo de avaliar diferentes amostras de calcita, provenientes da cidade de Caaporã, PB, como agentes de ponte e obturantes em fluidos de perfuração poliméricos. E, também avaliar a sua influência nas propriedades de fluxo dos fluidos poliméricos, conclui-se que: as calcitas de Caaporã (calcita 2 e 3) não influenciaram as propriedades reológicas dos fluidos estudados (F3 ao F7); os fluidos F2, F4 e F6 preparados com concentração alta de CMC BV (3,5g/350mL de água) e calcita (20g/350mL de água) apresentaram melhores valores de VA, VP e LE e, os fluidos F4, F6 e F7 formulados com calcita natural apresentaram menores valores de VF.

Agradecimentos

Os autores agradecem ao Laboratório de Referência em Dessalinização (LABDES) e ao Laboratório de Pesquisa em Fluidos de Perfuração (PeFLab) pelo uso de suas instalações físicas e apoio à pesquisa, a Empresa System Mud an Imdex Limited Company/SC, Petrobras e Lafarge/PB pelo fornecimento dos aditivos.

Referências Bibliográficas

[1] MELO FILHO, C. H. R. **Estudo de caracterização e aplicação dos resíduos sólidos gerados na fabricação de precipitado de carbonato de cálcio como corretivo da acidez do solo**. 2005. 118f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Materiais). Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Materiais da Rede Temática em Engenharia de Materiais, Universidade Federal de Ouro Preto-UFOP, Ouro Preto-Minas Gerais.

[2] SILVA, J. O. Perfil do calcário. **Projeto de Assistência Técnica ao Setor de Energia**, 2009, 56p.

- [3] TOKA, B., TOKA, N. Preparing drilling fluid compositions for geothermal reservoirs. In: Proceedings World Geothermal Congress 2015. Melbourne (Australia), 2015.
- [4] FAGUNDES, K. R. S., FAGUNDES, F. P., LUZ, R. C. S., BALABAN, R. C. Structure-property relationship of carboxymethylcellulose and calcium carbonate: the effects on rheological properties and filtrate loss of water-based drilling fluids. In: 13º Congresso Brasileiro de Polímeros (CBPol), Natal (RN), 2015.
- [5] DANTAS, A. P. T.; LEITE, R. S.; NASCIMENTO, R. C. A. M.; AMORIM, L. V. The influence of chemical additives in filtration control of inhibited drilling fluids. **Brazilian Journal of Petroleum and Gas**, v. 8, n. 3, p. 97-108, 2014.
- [6] AZIZI, A.; SAUKI, A.; GHAZALI, N. A.; IMAM, N. H.; JAMALUDIN, S. K.; MOHD, T. A. T. Effective bridging agent particle sizes of reservoir drilling mud. **Applied Mechanics and Materials**, v. 548-549, p. 1871-1875, 2014.
- [7] WALDMANN, A. T. A., RODRIGUES, D., SANTOS, E. A., JOSINO, F. S., MARTINS, A. L. Estudos experimentais sobre a avaliação das propriedades de fluidos de perfuração em meios porosos anisotrópicos. In: XXXV Congresso Brasileiro de Sistemas Particulados (ENEMP), Vassouras (RJ), 2011.
- [8] PETROBRAS, **Viscosificante para fluidos usados na exploração e produção de poços de petróleo e gás**, EP-1EP-00011-A, 2011.
- [9] LOMBA, R. **Fundamentos de filtração e controle das propriedades de filtração**. 2010. 26p. Apostila.
- [10] MOHAMED, M., RABAA, A. S., AL-AMMARI, S. M. Minimizing wellbore damage in a sandstone reservoir using effective mud management practices. In: CPS/SPE International Oil & Gas Conference and Exhibition (SPE130341), China (Beijing), 2010.