

INFLUÊNCIA DA ÁGUA PRODUZIDA NAS PROPRIEDADES REOLÓGICAS, CORROSIVAS E DE FILTRAÇÃO DE FLUIDOS DE PERFURAÇÃO AQUOSOS

JUDDSON DINIZ MEDEIROS*¹; KEILA REGINA SANTANA FAGUNDES²; JARDEL DANTAS DA CUNHA³; RODRIGO CÉSAR SANTIAGO⁴

¹ Estudante de Engenharia de Petróleo, UFERSA, Mossoró-RN, diniz.judson@gmail.com

² Dra em Química, UFRN, Professora Mossoró-RN, keilaregina@ufersa.edu.br

³ Dr em Ciência e Engenharia do Petróleo, Professor, UFRN, Mossoró-RN, Jardel.dantas@ufersa.edu.br

⁴ Dr em Ciência e Engenharia de Materiais, Professor, UFRN, Mossoró-RN, rodrigo.cesar@ufersa.edu.br

Apresentado no
Congresso Técnico Científico da Engenharia e da Agronomia – CONTECC'2016
29 de agosto a 1 de setembro de 2016 – Foz do Iguaçu, Brasil

RESUMO: O objetivo principal deste trabalho foi formular um fluido de perfuração de base aquosa utilizando água produzida como fase dispersante do fluido e também analisar as propriedades reológicas, corrosivas e de filtração. Os resultados obtidos constatarem que a água produzida estudada possui substâncias potencialmente corrosivas, o que ocasionou um aumento da salinidade dos fluidos com o aumento da concentração de água produzida, o que influenciou diretamente no comportamento dos polímeros, com conseqüente redução das propriedades reológicas e aumento do volume de filtrado. Quanto a corrosividade, o fluido contendo 150ml de água produzida, que equivale a 43% do volume de líquidos, causou a menor corrosão, e o fluido preparado com 100% da água produzida causou corrosão semelhante ao fluido contendo 100% de água destilada. Por fim, verificou-se que é viável a utilização da água produzida para formulação de fluidos de perfuração.

PALAVRAS-CHAVE: Água produzida, corrosão, fluidos de perfuração

INFLUENCE OF PRODUCED WATER IN RHEOLOGICAL , CORROSIVE AND FILTRATION PROPERTIES OF AQUEOUS DRILLING FLUIDS

ABSTRACT: The main objective of this work is to formulate an aqueous-based drilling fluid, using water produced as a dispersing phase of the fluid, and also analyze the rheological, corrosive and filtration properties. The results showed that the studied produced water contains chlorides and other potentially corrosive substances, which caused an increase in the salinity of fluid with the increase of the water produced, and that influenced directly on the behavior of polymers, with a consequent reduction of the rheological properties and increased filtrate volume. The corrosivity, the fluid containing the produced water 150 ml, equivalent to 43% of the liquid volume, caused less corrosion, and the fluid prepared in 100% of produced water caused corrosion similar to the fluid containing 100% distilled water. It was found that it is feasible to use the water produced for formulation of drilling fluids, the optimal concentration of the liquid volume is 43% as well as meet the rheological parameters and filtration also reduces the corrosion current.

KEYWORDS: Corrosion, Drilling Fluids. Water produced.

INTRODUÇÃO

Fluidos de perfuração são misturas complexas de sólidos, líquidos (água ou óleo), produtos químicos (aditivos) e, às vezes, até gases, constituem o fluido de perfuração. (Thomas et al, 2004).

A quantidade de água produzida gerada durante a produção de petróleo varia muito durante o processo de produção. No início, um campo produz pouca água, em torno de 5 a 15% da corrente produzida. Entretanto, à medida que a vida econômica dos poços vai se esgotando, o volume de água pode aumentar significativamente, correspondendo a uma faixa de 75 a 90% (Thomas et al, 2004). O tratamento e descarte dessa água tem se tornado um dos maiores desafios da indústria do petróleo atual.

Segundo Caenn e Chillingar (1996), é crescente a necessidade de se perfurar em regiões de elevadas temperatura e diferenciais de pressão. Estes fatores influenciam significativamente nas características de um fluido de perfuração, especialmente as relacionadas as propriedades reológicas, corrosivas e de filtração, que são responsáveis por afetar diretamente a estabilidade dos poços, tornando a prospecção nestas áreas um desafio.

Diante do entendimento da importância dos fluidos para a viabilidade da etapa de perfuração e conhecendo a problemática acerca da água produzida, este trabalho pretendeu formular um fluido de perfuração que utilizou água produzida como fase dispersante. Pretendeu-se também, avaliar as propriedades físicas e químicas deste fluido. Um desafio chave a fim de se reaproveitar o que seria tratado, descartado ou reinjetado, além de minimizar os custos associados ao tratamento.

MATERIAIS E MÉTODOS

Os materiais utilizados na preparação dos fluidos de perfuração foram: água destilada, água produzida, goma xantana (GX), carboximetilcelulose (CMC), cloreto de sódio (NaCl) e carbonato de cálcio (CaCO₃) todos doados pela PETROBRAS.

Para a determinação dos cátions e ânions, foi utilizado um Cromatógrafo de Íons da marca DIONEX, modelo ICS-2000 trabalhando em conjunto com um ICS-3000, da DIONEX, ambos operando com detector de condutividade e supressão eletroquímica.

Os fluidos de perfuração (Tabela 1) foram preparados em um agitador Hamilton Beach, adicionando sequencialmente todos os aditivos incorporando-os em intervalos de 10 minutos e, posteriormente submetidos a análise de suas propriedades.

Tabela 1. Formulação dos fluidos de perfuração.

Aditivo	F 1	F2	F3	F4	F5	F6	F7	F8
Água destilada (ml)	350	300	250	200	150	100	50	-
Água produzida (ml)	-	50	100	150	200	250	300	350
Goma Xantana (lb/bbl)	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
CMC (lb/bbl)	3	3	3	3	3	3	3	3
NaCl (lb/bbl)	20	20	20	20	20	20	20	20
CaCO ₃ (lb/bbl)	20	20	20	20	20	20	20	20

As propriedades reológicas foram determinadas em um viscosímetro rotativo da FANN, modelo 35 A, combinação de R1-B1 e mola de torção F1. A análise reológica de cada fluido foi realizada em diferentes rotações (600, 300, 200, 100, 6 e 3 rpm) e, posteriormente, a viscosidade plástica (VP), viscosidade aparente (VA), limite de escoamento (LE) e a força gel (Gel inicial e final) foram determinadas, conforme a norma API 13B-1.

Os fluidos foram filtrados através de um filtro de papel Whatman N° 50, sob pressão de 100 PSI exercida com nitrogênio gasoso, por 30 minutos, em filtro prensa API Baixa Pressão, Baixa Temperatura (BPBT) da FANN. Este teste foi realizado conforme a norma API 13B-1.

Os ensaios de corrosão foram feitos em cada fluido preparado, utilizando uma célula eletroquímica composta de três eletrodos: Ag/AgCl (Prata/Cloreto de Prata), como eletrodo de referência, platina, como contra eletrodo, e um eletrodo de aço API 5L X80, como eletrodo de trabalho. Este procedimento foi realizado no equipamento potenciostato galvanostato da AUTOLAB modelo PG STATE 30®, e o software NOVA versão 1.11. O eletrodo de trabalho foi polido com lixas d'água em granulações de 220, 360, 400, 600 e 1200 mesh, com a finalidade de remover óxidos e outras impurezas presentes na superfície do metal.

A avaliação da resistência à corrosão foi feita utilizando as técnicas de Polarização Potenciodinâmica Linear (PLP). Após cada análise o eletrodo foi polido novamente.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

A Tabela 2 apresenta o resultado da água produzida empregada na formulação dos fluidos de perfuração.

Tabela 2. Características da água produzida.

Parâmetro	Unidade	LD	LQ	Resultado
Acetato	mg/L CH ₃ COOO	0,1943	0,5829	124,61

Brometo	mg/L Br	0,0775	0,2580	98,50
Cloreto	mg/L	0,5455	1,8166	12037,21
Sulfato	mg/L	0,1391	0,4631	5,39

A água produzida em comparação com a água doce apresenta como os principais agentes corrosivos, os ânions cloreto (Cl^-), acetato (CH_3COO^-), e brometos (Br^-), os quais apresentaram valores de 12307,21 mg/L, 124,61 mg/L e 98,50 mg/L respectivamente. Estes valores são considerados altos quando comparados com as características de água doce dispostas no CONAMA 357, que delimita um teor máximo de 250 mg/L de cloreto e de sulfatos, e não especifica valores máximos para brometos e acetatos.

A Tabela 3 mostra os parâmetros reológicos dos fluidos poliméricos em função da concentração de água produzida.

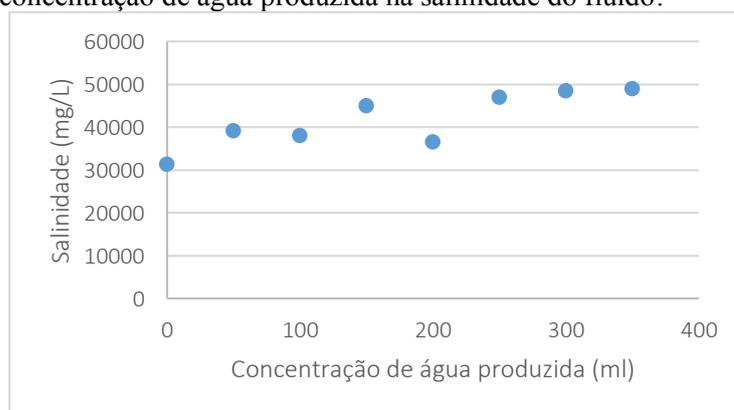
Tabela 3. Parâmetros reológicos dos fluidos aquosos.

Fluido	Índice de fluxo (n)	Índice de consistência (K)(mPas ⁿ)	R ²	Viscosidade Aparente (cP)	Viscosidade Plástica (cP)	Limite de escoamento (lbf/100ft ²)
F1	0,362	4,0307	0,9955	22	12	20
F2	0,3504	3,8292	0,9908	19,5	10	19
F3	0,3437	3,817	0,9915	19	10	18
F4	0,3615	3,2074	0,9957	17,5	10	15
F5	0,3813	2,5385	0,9952	16	10	12
F6	0,3437	3,871	0,9915	19	10	18
F7	0,3326	3,3567	0,9971	15	8	14
F8	0,3235	3,7168	0,9832	16	8	16

Observando-se o coeficiente de regressão (R^2), percebe-se que houve um bom ajuste do modelo de potência aos dados reológicos de todos os fluidos. Além disso, o índice de comportamento (n) apresentou valores típicos de fluidos pseudoplásticos, variando de 0,32 a 0,38.

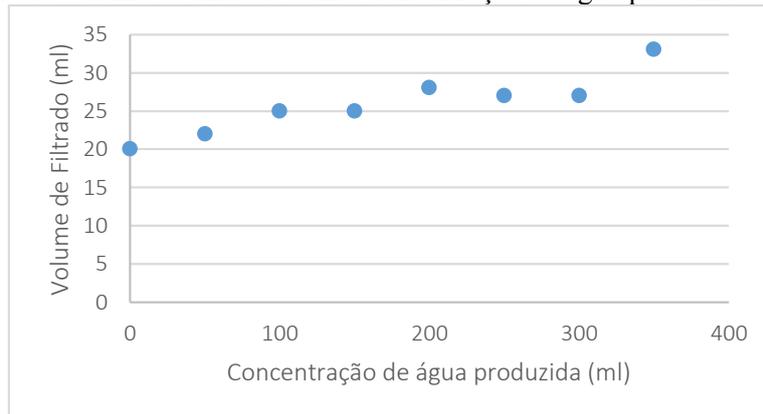
De acordo com dados apresentados na Tabela 3, fica evidenciado a redução dos parâmetros reológicos com a concentração de água produzida utilizada. Esse efeito pode ser explicado devido ao aumento da salinidade do fluido, como pode ser observado na Figura 1, corroborando com a literatura, onde esta reporta que o aumento da força iônica é responsável por blindar eletrostaticamente os grupos carboxilatos presentes na goma xantana e assim, reduzir o volume hidrodinâmico da molécula e consequentemente reduzindo as propriedades reológicas dos fluidos.

Figura 1. Influência da concentração de água produzida na salinidade do fluido.



A Figura 2 mostra a influência do volume de filtrado em função da concentração de água produzida.

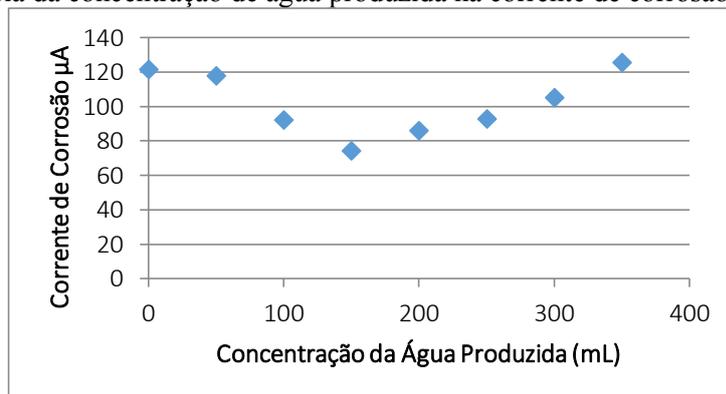
Figura 2. Influência do volume do filtrado com a concentração de água produzida.



De acordo com a Figura 2, percebe-se que houve um aumento do volume de filtrado com o aumento da concentração de água produzida no meio. Os mecanismos que controlam a adsorção dos polímeros na superfície do CaCO_3 estão fortemente associados ao impedimento estérico e a interação eletrostática. Dessa forma, em virtude dos polieletrólitos apresentarem uma conformação estrutural fortemente dependente do sal, o aumento de cargas catiônicas (provenientes da água produzida utilizada) no meio é responsável por uma maior interação intermolecular, o que dificulta a adsorção na superfície do agente obturante, promovendo assim, o aumento da permeabilidade do reboco, com consequente elevação do volume de filtrado.

A Figura 3 apresenta a influência da concentração da água produzida na corrente de corrosão.

Figura 3. Influência da concentração de água produzida na corrente de corrosão.

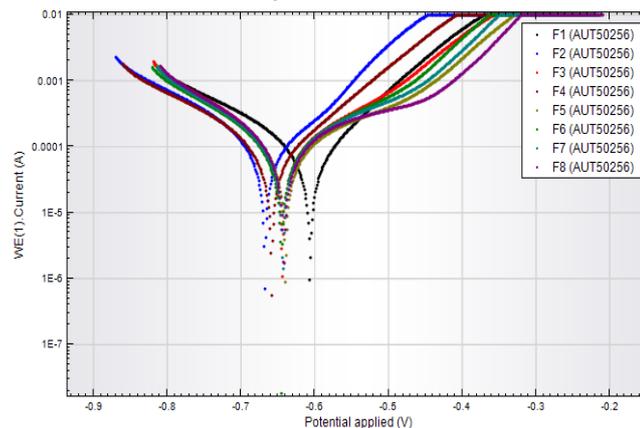


Conforme observado na Figura 3, observa-se uma redução da corrente de corrosão com um aumento da concentração da água produzida em (43%). A presença da água produzida nesta concentração, 43%, provoca uma redução de 61% na corrente de corrosão sendo este resultado pela presença dos teores de óleos e graxas (TOG) e frações orgânicas que protegeram a superfície do eletrodo.

Em concentrações de 100% de água produzida, observou-se um aumento da concentração da corrente de corrosão onde os valores obtidos se equivalem aos fluidos produzidos com 0% de água produzida, pois à medida que continuava a aumentar a concentração de água produzida no fluido, o limite de proteção contra corrosão foi atingido e o eletrodo voltou a sofrer corrosão.

Como mostra a Figura 4, em potenciais acima de $-0,68 \text{ V}/E_{\text{Ag}/\text{AgCl}}$ observa-se uma redução na inclinação do coeficiente angular da curva (Corrente VS potencial) com o aumento na concentração de água produzida. O aumento da concentração de cloreto promoveu uma maior difusão de íons cloreto (Blanc & Mankowski, 1997) no seu interior com a hidrólise de cloretos de ferro ou a formação de complexo intermetálicos de FeCl^4 que leva a uma acidificação no fundo do pite.

Figura 4. Curvas de polarização anódica e catódica num diagrama mono logarítmico para os ensaios realizados a temperatura ambiente e nas concentrações dos fluidos estudados.



A diferença entre as curvas apresentadas está associada ao aumento na concentração dos íons cloreto e dos demais agentes corrosivos presentes na água produzida, conforme caracterizada (Tabela 2), que promovem outros mecanismos de corrosão. A própria ação dos componentes orgânicos presentes, promovem uma modificação da adsorção dos íons presentes devido a mudança na estrutura da DCE (Dupla Camada Elétrica), mediante adsorção de espécies orgânicas (Lelinski, 1993) em concentrações da água produzida até concentrações de 43%.

CONCLUSÃO

A água produzida utilizada apresentou substâncias como cloretos e acetatos, estas substâncias têm características corrosivas devido ao seu caráter iônico.

Em geral, foi possível notar diminuição nos valores dos parâmetros reológicos com o aumento da concentração de água produzida, esse efeito pode ser justificado pela presença do alto teor de cloretos presentes na água, que alteraram a conformação dos polímeros presentes nos fluidos, alterando a viscosidade dos fluidos.

Observou-se um incremento no volume de filtrado com o aumento da concentração de água produzida, isto acontece devido ao aumento de cargas catiônicas no meio, o que dificulta a adsorção na superfície do agente obturante, aumentando a permeabilidade do reboco formado.

O fluido que apresentou uma menor corrosão foi o fluido que continha 150ml de água produzida (43%), este fluido provocou uma redução de 61% na corrente de corrosão em comparação ao fluido de água destilada. Esta redução é explicada pela presença dos teores de óleos e graxas (TOG) e frações orgânicas.

A água produzida pode ser utilizada sem tratamento para a formulação de fluidos de perfuração, pois apresenta valores satisfatórios de parâmetros reológicos e de filtração. Quando utilizado em concentração de 43% diminui também a corrente de corrosão nas tubulações da coluna de perfuração.

REFERÊNCIAS

- API. API 5L: Specification For Line Pipe Steel. 43 ed. New York, 2004.
- API. Norma API Recommended Practice 13B-1. (2003).
- Blanc, C.; Mankowski, G. "Susceptibility to Pitting Corrosion of 6056 Aluminium Alloy" Corrosion Science 39 (1997) 949-959.
- Caenn, R., Chillingar, G. V. Drilling Fluids: State of the Art. Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol. 14, p224, 1996.
- Lelinski, D. ASH, Flotation of dispersed Oil Droplets – A Model System for Betumen Flotation from Tar Sand, Dissertação de Mestrado, University of Utah, USA, 1993.
- Thomas, J. E. Fundamentos de engenharia de petróleo. 2. ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2004.