

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:



TÍTULO DO TRABALHO:

Reuso da água produzida em fluidos de perfuração de base aquosa – estudo de caso

AUTORES:

Pedro Tupã Pandava Aum¹,
Laís Sibaldo Ribeiro²,
Yanne Katiussy Pereira Gurgel Aum³,
Edson de Andrade Araújo¹,
Tereza Neuma de Castro Dantas^{2,4}

INSTITUIÇÃO:

pedroaum@gmail.com, ¹Faculdade de Engenharia – Engenharia de E&P de Petróleo, UFPA;

²Departamento de Engenharia Química, UFRN;

³Departamento de Engenharia Química, UFAM;

⁴Departamento de Química, UFRN.

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.

Reuso da água produzida em fluidos de perfuração de base aquosa – estudo de caso

Abstract

Produced water is a challenge for an oil industry, especially in remote areas such some fields in Amazonas. Urucu, for example, is located at 650 Km from Manaus, making its treatment expensive. The produced water from Urucu has high concentrations of calcium and magnesium. In this region, the oil and gas wells are drilled with aqueous based drilling fluids due to environmental restrictions. This work aims to formulate polymeric drilling fluids, with typical composition used in Urucu, using the produced water obtained in the region, observing the influence of the high calcium concentration and salinity, in the properties of the drilling fluid. In the first step, two systems were formulated in the laboratory with the typical formulation and simulating the contamination with calcium and high salinity water at the base of the fluid. Density, viscosity, pH, API filtrate, retort, hardness, chloride and calcium contents were tested. The lab tests demonstrate that the high salinity promotes the reduction of rheological parameters and increase the fluid weight. In the case study, the drilling fluid was formulated with 50% of the continuous phase composed of produced water. The fluid prepared with produced water was added to the fluid system, achieving 10% v/v of all circulation system. The results show that produced water could be used as the continuous phase, with little corrections on the rheology and in the specific weight without compromising the drilling performance.

Introdução

A exploração e desenvolvimento em áreas remotas ainda é um desafio, especialmente, em regiões sensíveis de difícil acesso. Um exemplo é a província petrolífera de Urucu, região remota da floresta amazônica, que está localizada a 650 km, no sudoeste de Manaus, coração da Amazônia Brasileira. Em 1986, a Petrobras iniciou suas atividades de produção em Urucu após a descoberta de uma importante reserva de petróleo e gás natural (CAMPOS *et al.*, 2010). A exploração e produção de petróleo e gás, no meio da floresta amazônica, exige um grande esforço para desenvolver e melhorar métodos ambientalmente corretos, minimizando a ocorrência de impactos ambientais (MENDES; ALBUQUERQUE; VENTO, 2013).

Com essa finalidade, os poços são perfurados com fluidos de perfuração base aquosa poliméricos, por apresentarem menor potencial de impacto ambiental quando comparados aos fluidos não aquosos. Além disso, possuem um menor custo associado ao seu gerenciamento, tratamento e disposição dos resíduos (GALINDO *et al.*, 2015). Os fluidos de perfuração base água poliméricos, são compostos por diversos aditivos, como os polímeros que atuam nas propriedades reológicas e no controle do filtrado, que representa a água livre do fluido. Normalmente, os polímeros estão atrelados a performance do sistema, quando na presença de elevadas concentrações de cálcio e salinidade, podendo afetar o seu desempenho na perfuração (SAMI, 2016).

Nesses campos petrolíferos, a produção de hidrocarbonetos está atrelada a de água, denominada de água produzida (VENKATESAN; WANKAT, 2017). O gerenciamento da água produzida se torna um problema nesses locais devido ao seu grande volume de água, com elevada salinidade, que deve ser gerenciada como subproduto. Para quaisquer aplicações úteis desta água, diferentes impurezas devem ser removidas, pois possui vários contaminantes, como íons minerais, óleo disperso, graxa, orgânicos, metais pesados, entre outros. Sua composição química varia, de acordo, com os atributos da geologia das reservas e da vida útil da produção do reservatório. Em áreas com água dura, seu gerenciamento é importante para que possa desempenhar um papel fundamental

relacionadas as questões ambientais, por meio de reutilização segura, útil ou descarga adequada (FAKHARIAN; GANJI; NADERIFAR, 2017).

Em geral, a água produzida nesses locais possui elevados teores de cloretos, sódio e cálcio, e por estar em uma área de produção remota, implicando em um difícil processo de tratamento para reutilização no setor, assim como seu transporte para descarte.

Este trabalho tem como objetivo avaliar uma formulação de um fluido de perfuração poliméricos, com composição típica utilizada na perfuração de poços na região amazônica, utilizando parte da água produzida obtida na região como fase contínua do fluido, analisando a influência do cálcio livre, da salinidade presentes na água e nas propriedades dos fluidos de perfuração. Além disso, realizar um teste piloto do sistema utilizando 10% v/v de água produzida no volume de circulação do sistema.

Metodologia

Com a finalidade de avaliar a influência da salinidade e da concentração de cálcio, presentes na água produzida, foram formulados dois sistemas, FP1 e FP1C. O sistema FP1C representa a contaminação do fluido FP1 por cálcio e cloreto de sódio. A Tabela 1 mostra a formulação dos fluidos FP1 e FP1C.

Tabela 1 - Composição dos Fluidos FP1 e FP1C

Aditivo, unidade	Função	Sistema	
		FP1	FP1C
Água Industrial, lb/bbl	Base	QSP	QSP
Cloreto de Sódio, lb/bbl	Inibidor de Argilas /Contaminante	20	37
Cloreto de Potássio, lb/bbl	Inibidor de Argilas	15	15
Cloreto de Cálcio, lb/bbl	Contaminante	-	15
Barrilha Leve, lb/bbl	Precipitante de Cálcio	0,5	0,5
Carboxi-metil-Amido, lb/bbl	Redutor de Filtrado	6	6
PAC - LV, lb/bbl	Redutor de Filtrado	2	2
Carbonato de Cálcio 2-44, lb/bbl	Adensante/Selante	20	20
Carbonato de Cálcio Fino, lb/bbl	Adensante/Selante	5	5
Anti-espumante, lb/bbl	Preventor de Espumas	0,5	0,5
Goma Xantana, lb/bbl	Viscosificante	1,5	1,5
Poli-oleato, %v/v	Lubrificante	3	3
Oxido de Magnésio, lb/bbl	Alcalinizante	1	1
Polímero Catiônico, lb/bbl	Inibidor de Argilas	4	4
Triazina, lb/bbl	Bactericida	0,25	0,25

Nesta Tabela 1, se observa que diferenças significativas entre as formulações do FP1 e FP1C, referentes a concentração de cloreto de sódio que foi aumentada em 17 lb/bbl e a de cloreto de cálcio foi aumentada em 15 lb/bbl, simulando os principais contaminantes advindos da água produzida, para o FP1C quando comparado com o FP1. As concentrações dos aditivos foram baseadas em formulações típicas utilizadas em fluidos base água do tipo poliméricos, utilizados na região amazônica.

As propriedades dos sistemas estudados foram obtidas utilizando-se os seguintes equipamentos: uma balança de fluidos pressurizada (OFITE), viscosímetro (FANN), pHmetro digital (PG 1000/Gehaka), filtro prensa API (FANN), kit retorta (FANN). As medidas das

alcalinidades, salinidade e concentrações de cálcio e potássio foram obtidas através dos métodos de titulação, conforme descrito nos procedimentos *American Petroleum Institute Recommended Practices (API RP) 13B-1*, norma específica para fluidos base água.

Na segunda etapa deste trabalho, foi realizado realizou-se teste piloto, fabricando-se fluido de perfuração polimérico com 50% de água produzida. O volume de fluido preparado, foi adicionado ao sistema de circulação na perfuração de um poço, na região do Amazonas, representando, aproximadamente, 20% do volume de circulação, tendo-se uma concentração final de, aproximadamente, 10% de água produzida no sistema de circulação. As propriedades foram novamente medidas após dois ciclos completos de circulação do fluido do sistema. A água produzida utilizada foi proveniente de um campo da região amazônica.

Resultados e Discussão

A Tabela 2 apresenta as propriedades obtidas em laboratório para os fluidos FP1 e FP1C. Diante dessas propriedades, podemos observar que o aumento de salinidade acarretou um aumento da densidade do fluido. Essa variação de densidade deve ser levado em consideração, pois em formações onde se necessite trabalhar com menores densidades de fluido se fará necessário uma diluição do fluido com maior salinidade, podendo em determinados cenários, a utilização da água produzida se tornar inviável. Além disso, podemos observar uma redução nas leituras reológicas, na viscosidade plástica e na leitura dos géis.

Tabela 2 - Propriedades dos fluidos FP1 e FP1C.

Propriedades	FP1	FP1C
Peso (ppg)	9,6	10
Leitura a 600 rpm	77	63
Leitura a 300 rpm	54	48
Leitura a 200 rpm	44	40
Leitura a 100 rpm	32	28
Leitura a 6 rpm	10	9
Leitura a 3 rpm	8	7
V.P., cP	23	15
L. E. lbs/ 100 sq ft	31	33
Gel_10s	9	8
Gel_10min	15	10
Gel_30min	18	12
Filtrado API, mL	4,4	2
pH	9,62	9,15
Mg ⁺⁺ , mg/L	413	511
Ca ⁺⁺ , mg/L	120	14.188
Cl ⁻ mg/L	56000	10400

A Figura 1 mostra a curva da tensão em função da taxa de cisalhamento para os fluidos FP1 e FP1C. Observa-se que as leituras reológicas do fluido FP1C sofreram redução quando comparadas as leituras obtidas para o fluido FP1, sendo este comportamento mais evidente em taxas de cisalhamento mais elevadas.

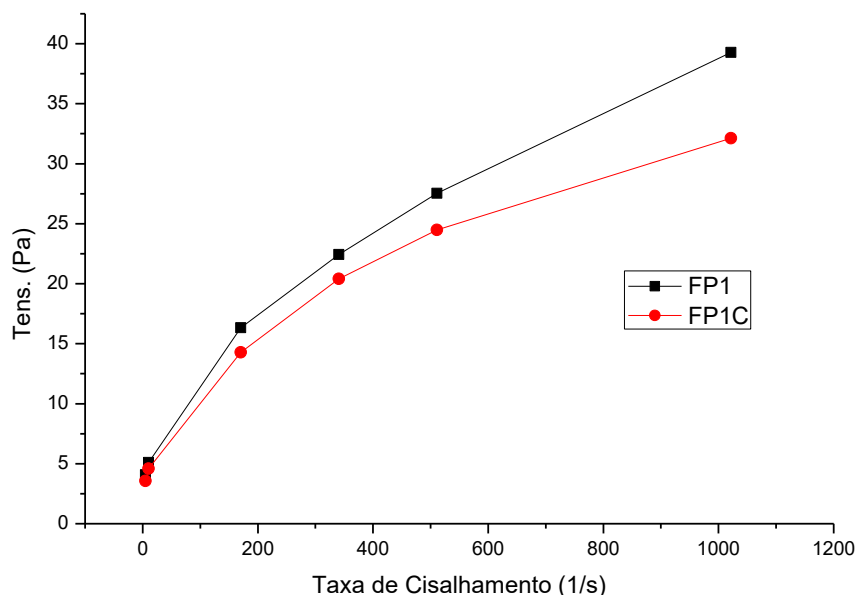


Figura 1 - Curva tensão em função da taxa para os fluidos FP1 e FP1C.

Esta redução do caráter viscoso do fluido pode ter dois efeitos associados, o primeiro é o decorrente da interação dos íons bivalentes de cálcio com as cadeias poliméricas dos agentes viscosificantes e dos redutores de filtrado. Contudo, uma vez que, houver o contrário do esperado, uma redução no valor do filtrado do fluido, a redução das leituras reológicas pode estar associada ao efeito da interação dos polímeros com a fase contínua aquosa, interação que está prejudicada pelo aumento na concentração de cloretos. A redução nas leituras reológicas promove uma perda na eficiência de transporte, propriedade responsável pela limpeza do poço durante o processo de perfuração. Desta forma, é importante prever a reposição de aditivos viscosificantes quando se utiliza a água produzida na fabricação do fluido.

A combinação polimérica utilizada foi resistente ao cálcio, onde quando se aumenta a concentração de cálcio no fluido há um aumento no filtrado, contrastando, dos sistemas estudados, onde se observou uma redução nos valores de filtração. Isto possivelmente está associada a combinação polimérica escolhida para a formulação, tendo sido resistente ao efeito do íon cálcio ao invés de promover a quebra das moléculas, onde os íons contribuíram para uma melhor conformação do reboco.

Com os resultados obtidos na primeira fase do trabalho, pode-se concluir que seria viável a utilização da água produzida na perfuração de poços, com pequenas correções nas propriedades reológicas do fluido. Na segunda etapa do trabalho, fabricou-se um fluido formulado com 50% de água produzida e 50% de água industrial (FPFAP). O fluido preparado foi adicionado ao fluido em circulação no sistema (FPC), e após dois ciclos completos de circulação do sistema de fluido foram realizados testes para avaliar a alteração nas propriedades do sistema de fluido em circulação. A concentração final, de água produzida no sistema de circulação foi de 9,7%.

A Tabela 3 mostra as propriedades dos fluidos. Pode-se observar que o fluido FPFAP apresentou baixos valores de tensão para baixas taxas de cisalhamento, o que indica a necessidade de tratamento com viscosificante, tal como a goma xantana. A salinidade do fluido utilizado 50% de água produzida, ficou próxima da salinidade do sistema.

Tabela 3 - Propriedades dos fluidos FPFAP, FPC e FPCF.

Propriedades	FPFAP	FPC	FPCF
Peso (ppg)	9,4	9,4	9,4
Leitura a 600 rpm	63	57	56
Leitura a 300 rpm	40	43	42
Leitura a 200 rpm	30	37	36
Leitura a 100 rpm	19	28	27
Leitura a 6 rpm	4	10	10
Leitura a 3 rpm	3	8	7
V.P., cP	23	14	14
L. E. lbs/ 100 sq ft	17	29	28
Gel10s	5	11	11
Gel10min	7	13	13
Gel30min	10	14	14
Filtrado API, mL	4	4,3	4,5
pH	9,5	10	10
Pm, mL	0,5	0,6	0,5
Pf, mL	0,4	0,3	0,4
Mf, mL	3,0	3,0	3,0
Dureza Total, mg/L	480,0	950,0	710,0
Ca, mg/L	730,0	800,0	560,0
Cl - mg/L	53000,0	66000,0	64000,0

A Figura 2 mostra a curva da tensão em Pascal em função da taxa de cisalhamento (1/s). Observa-se que a adição do fluido novo, fabricado com água produzida, apresentou leituras reológicas menores que a do fluido do sistema em baixas taxas de cisalhamento. Os resultados mostram que o fluido FPFAP, fabricado com 50% de água produzida, possui propriedades compatíveis com as do fluido do sistema em circulação (FPC).

Quando o fluido foi adicionado ao sistema, verificou-se uma redução nos valores das leituras reológicas do fluido FPC, contudo, comparando as propriedades do fluido do sistema (FPC) com as propriedades finais (FPCF) não houve variação significativa nas propriedades.

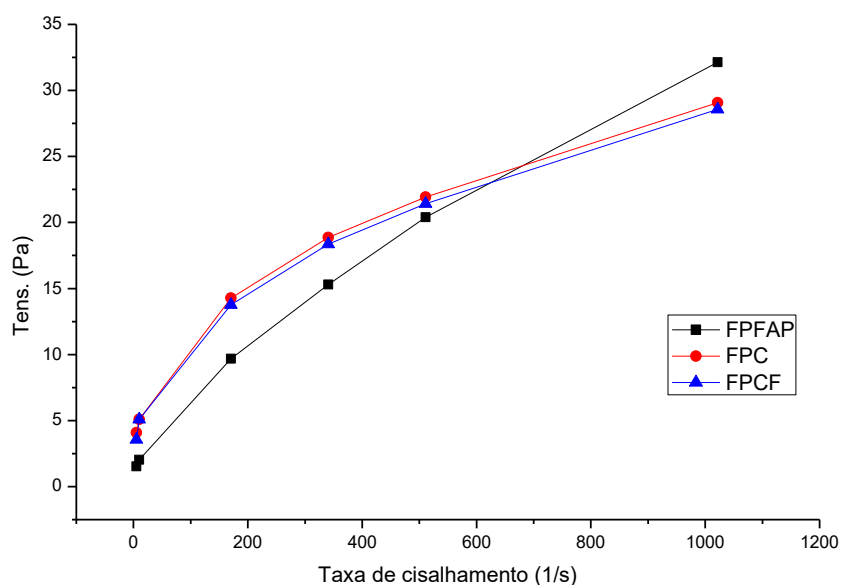


Figura 2 - Curva tensão em função da taxa para os fluidos FPFAP, FPC e FPCF.

Conclusões

A elevada salinidade e concentração de cálcio presentes na água produzida promoveram uma redução na performance dos polímeros, percebida por uma redução nos parâmetros reológicos. Ajustes nas propriedades reológicas são necessários para evitar problemas de carreamento de cascalhos durante o processo de perfuração. Outro ponto importante que deve ser levado em consideração no projeto de utilização da água produzida, para fabricação do fluido de perfuração, é o acréscimo da densidade específica do fluido em decorrência da elevada salinidade da água produzida. Os resultados mostram que a água produzida, com elevada salinidade e concentração de cálcio, pode ser utilizada para fabricação de fluidos de perfuração polimérico com pequenas correções na reologia e densidade.

Agradecimentos

Os autores agradecem ao suporte financeiro e estrutura da UFPA (Campus Universitário de Salinópolis), UFAM, UFRN, ANP e CNPQ.

Referências Bibliográficas

CAMPOS, S. R. V *et al.* Urucu field integrated production modeling. 2010. Disponível em: <<https://www.onepetro.org/download/conference-paper/SPE-128742-MS?id=conference-paper%2FSPE-128742-MS>>. Acesso em: 17 ago. 2017.

FAKHARIAN, H.; GANJI, H.; NADERIFAR, A. Saline produced water treatment using gas hydrates. **Journal of environmental chemical engineering**, 2017. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2213343717303925>>. Acesso em: 17 ago. 2017.

GALINDO, K. A. *et al.* Clay-free high performance water-based drilling fluid for extreme high temperature wells. 2015. Disponível em: <<https://www.onepetro.org/download/conference-paper/SPE-173017-MS?id=conference-paper%2FSPE-173017-MS>>. Acesso em: 17 ago. 2017.

MENDES, S.; ALBUQUERQUE, M.; VENTO, M. Multilateral wells in the urucu field of western brazil: reducing environmental impact in the amazon. 2013. Disponível em: <<https://www.onepetro.org/download/conference-paper/SPE-166143-MS?id=conference-paper%2FSPE-166143-MS>>. Acesso em: 17 ago. 2017.

SAMI, N. A. Effect of magnesium salt contamination on the behavior of drilling fluids. **Egyptian journal of petroleum**, dez. 2016. v. 25, n. 4, p. 453–458. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1110062115300672>>. Acesso em: 17 ago. 2017.

VENKATESAN, A.; WANKAT, P. C. Produced water desalination: an exploratory study. **Desalination**, fev. 2017. v. 404, p. 328–340. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0011916416307251>>. Acesso em: 17 ago. 2017.