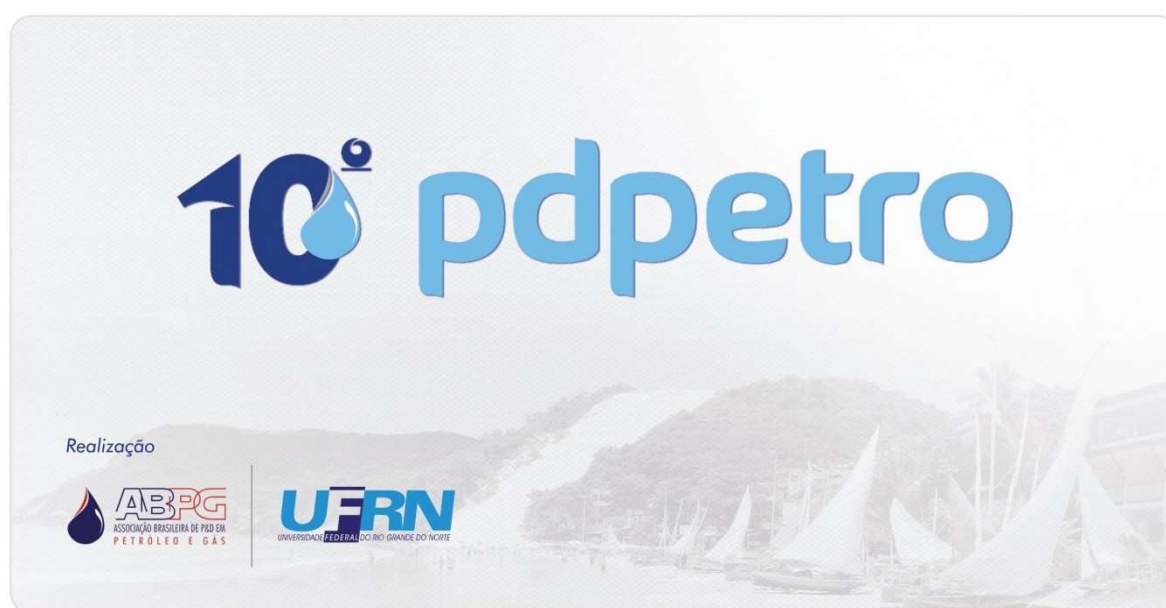


10º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

ANÁLISE DO DESEMPENHO DE UM FLUIDO DE PERFURAÇÃO BASE OLEFINA SINTÉTICA, CONTENDO RESÍDUO CORROSIVO NA FASE AQUOSA.

AUTORES:

RAFAELLY LIRA CAVALCANTI LIMA¹, DENNYS CORREIA DA SILVA², AFONSO AVELINO DANTAS NETO², TEREZA NEUMA DE CASTRO DANTAS³, PEDRO TUPÃ PANDAVA AUM⁴

INSTITUIÇÃO:

¹Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo, Centro de Tecnologia - CT, UFRN,
²Departamento de Pós-graduação em Engenharia Química - PPGEQ, Centro de Tecnologia - CT, UFRN.
³Instituto de Química - IQ, UFRN.
⁴Faculdade de Engenharia, Campus de Salinópolis, UFPA.

ANÁLISE DO DESEMPENHO DE UM FLUIDO DE PERFURAÇÃO BASE OLEFINA SINTÉTICA, CONTENDO RESÍDUO CORROSIVO NA FASE AQUOSA.

Abstract

The environmental problem is old and emerged with the generation of residues considered toxic, which cannot be dispensed and/or arbitrarily deposited in the environment, without treatment, because they cause severe losses. Decreasing the environmental liabilities generated by the demand for drilling fluids through the reuse of oil-contaminated aqueous effluent, generated by the petroleum industry in the formulation of synthetic olefin-based fluids, shows that the petroleum industry can reinvent and work to absorb their own waste. In this work, corrosion tests were performed with drilling fluids, containing emulsified corrosive effluents, and compared its corrosion potential in relation to the Olefin base fluid currently used in drilling operations. Knowing that the drilling fluid must meet the needs of the drilling operation, developing its functions appropriately, it was verified the behavior of the rheological parameters and whether the residues could affect the performance of the fluid in relation to Well cleaning. For all the flows studied, the simulation presented satisfactory cleaning for the following criteria: solids concentration less than 6% and relative height less than 15%. Considering the clean well and heterogeneous cleaning pattern, making it an alternative in the area of fluids.

Introdução

A produção de petróleo tem um papel fundamental na economia e para a garantia do funcionamento da sociedade. Diversas etapas são necessárias para que o petróleo possa ser disponibilizado na indústria de química fina ou nos postos de combustíveis. Desde a exploração, passando pela construção e preparação do poço até chegar as refinarias onde então é convertido em diferentes produtos.

Durante todas as etapas há impactos ambientais que precisam ser minimizados, desde a etapa inicial de prospecção até a etapa final de separação de hidrocarbonetos nas unidades separadoras. Exemplos destes impactos são os fluidos de perfuração que necessitam de disposição final após a sua utilização (CAVACO et al., 2005). A necessidade de exploração e desenvolvimento de campos de petróleo em cenários cada vez mais complexos tem levado a engenharia de fluidos à busca de alternativas para solucionar problemas típicos como minimizar os impactos ambientais (IBAMA, 2014).

O Fluido de perfuração pode ser definido como um fluido de circulação, usado na perfuração rotativa de poços (FINK, 2015). Misturas complexas de sólidos, líquidos (água ou óleo), produtos químicos (aditivos) e, às vezes, até gases, constituem o fluido de perfuração. Do ponto de vista químico, eles podem assumir aspectos de suspensão, dispersão coloidal ou emulsão, dependendo do estado físico dos componentes (THOMAS, 2004). Os fluidos têm inúmeras funções, entre elas pode-se citar como as principais, carrear os cascalhos gerados do fundo do poço para a superfície, onde os parâmetros chaves do carregamento são a vazão de bombeio e a reologia (Wang, 2015), suportar e proteger as paredes do poço, evitar danos à formação, resfriar e lubrificar a coluna de perfuração e a broca, prevenir a corrosão dos equipamentos e permitir a aquisição de informações confiáveis sobre a formação (LYONS, 2011).

Metodologia

Preparação do Resíduo Corrosivo

O resíduo apresenta a composição média dos contaminantes de um efluente, proveniente das diversas plataformas em operação na Bacia de Campos (Rio de Janeiro), sendo recebida no terminal, sem nenhum tratamento prévio (LIMA et al., 2008). Além dos sais contaminantes, adicionou-se uma concentração de 1000 ppm de óleo, simulando um resíduo que não possa ser descartado nem reinjetado e cujo destino deveria ser o tratamento ou reuso. O petróleo adicionado é proveniente do campo Marítimo de Ubarana, localizado no Estado do Rio Grande do Norte, na Bacia Potiguar. Para o preparo dos resíduos utilizou-se as substâncias conforme Tabela 1 e o equipamento homogeneizador TECNAL TE-102 com rotação de 4000 rpm durante 15 minutos, realizou-se agitação até obter uma emulsificação completa do óleo na água.

Tabela 1: Concentração das Substâncias Presentes nos Resíduos Corrosivos

Fórmula Molecular	Concentração dos Cátions Metálicos Presentes nos Resíduos
MnSO ₄ . H ₂ O	3,327 ppm
Li ₂ SO ₄ .H ₂ O	4,571 ppm
CrCl ₃ .6H ₂ O	6,908 ppm
FeCl ₃ .6H ₂ O	19,530 ppm
SrCl ₂ .2H ₂ O	92,300 ppm
BaCl ₂ .2H ₂ O	5,261 ppm
K ₂ SO ₄	143,800 ppm
CaCl ₂ .2H ₂ O	801,400 ppm
MgCl ₂ .6H ₂ O	288 ppm
NaCl	437,500 ppm

Fonte: Próprio Autor (2019).

Preparação dos Fluidos de Perfuração

Foi preparada uma formulação típica para fluidos a base de olefina sintética utilizada nos poços *offshore*, onde se tem apenas Cloreto de Cálcio na fase aquosa sendo este o fluido preparado com o resíduo A, os demais resíduos B e C possuem os demais contaminantes conforme a Tabela 1, todos os fluidos foram fabricados de acordo com a norma API 13B-2 (API, 2005). A razão óleo/resíduo aquoso foi de 60/40 (% v/v) e a densidade 9,0 lb/gal. Os aditivos foram adicionados em um agitador Hamilton Beach® Fann seguindo a formulação do fluido, respeitando o limite de 5 minutos para líquidos e 10 minutos para sólidos na velocidade mais baixa para, então, aumentar a velocidade nas pausas entre os aditivos. (API, 2005). A Tabela 2 apresenta os aditivos para fluidos de perfuração e suas respectivas funções.

Tabela 2: Aditivos para Fluidos de Perfuração

Aditivos	Função
Olefina	Fase oleosa
Emulsificante	Possibilitar a formação da emulsão de água em óleo.
Modificador Reológico	Influenciar na reologia

Cal Hidratada	Alcalinizante
Água Produzida	Fase aquosa
Cloreto de Cálcio	Inibição ao inchamento de argila
Redutor de Filtrado	Controlar o Filtrado
Argila Organofílica	Viscosificante
Carbonato de Cálcio	Obturante
Barita	Adensante

Fonte: Próprio Autor (2019).

Envelhecimento dos Fluidos

Todos os sistemas testados foram envelhecidos no equipamento Roller Over, usando-se uma célula de envelhecimento, durante 16h, temperatura de 150°F (aproximadamente 65,6°C) e uma velocidade de rotação de 150 rpm. O envelhecimento foi executado de acordo com a norma API-RP-13i e ISO 10416:2008. Essa análise simula a degradação térmica dos componentes presentes no fluido e sua influência nas propriedades físicas do fluido. Depois de submetidos à temperatura e cisalhamento considera-se que o fluido se assemelha, em comportamento, a um sistema já usado. Em campo, o fluido é dito “velho” após passar pelos jatos da broca onde se submete a cisalhamento, pressão e temperatura, visto que o fluido “novo”, ou recentemente fabricado não seja representativo em relação aos parâmetros de limpeza, o que justifica a necessidade do envelhecimento.

Determinação das Propriedades Físicas e Reológicas dos Fluidos

O fluido foi analisado seguindo o padrão da API 13B-2 (API, 2005). As análises realizadas e os equipamentos correspondentes foram:

1. Peso específico, com a balança de fluido pressurizada OFITE;
2. Reologia, realizando as leituras L3, L6, L100, L200, L300, L600, GI, GF obtendo-se VP e LE à temperatura de 120°F (aproximadamente 48,8°C), no Reômetro (Marca Anton Paar; Modelo MCR 302; Software Rheoplus da Anton Paar);
3. Estabilidade elétrica a 120 °F(aproximadamente 48,8°C), com o Medidor de Estabilidade Elétrica de emulsões (Fann 23E);
4. Filtrado HPHT, onde colocou-se o fluido no filtro HTHP Fann e obteve-se o filtrado formado a 200°F (aproximadamente 93,3°C) e 500 psi.

Resultados e Discussão

A Tabela 3 apresenta Propriedades dos Fluidos de Perfuração obtidos com os diferentes resíduos.

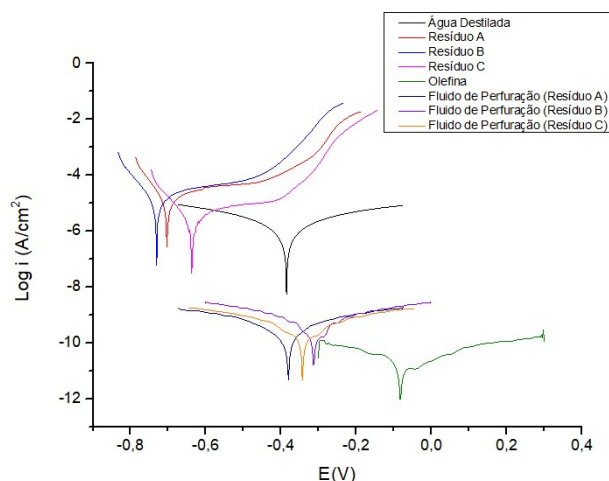
Tabela 3: Propriedades dos Fluidos de Perfuração

<i>Propriedades</i>	<i>Fluido Contendo Resíduo A</i>	<i>Fluido Contendo Resíduo B</i>	<i>Fluido Contendo Resíduo C</i>
<i>Densidade (lb/gal)</i>	8,96	9,06	9,25
<i>Filtrado HTHP (mL)</i>	1,2	1,3	1,5
<i>E.E(V)</i>	500	478	438
<i>VP (cP)</i>	20	20	36
<i>LE (lb/100ft²)</i>	8,62	8,75	9,42
<i>GI (lb/100ft²)</i>	9,43	9,87	7,56
<i>GF (lb/100ft²)</i>	9,81	9,82	10,1

Teste de Corrosão Utilizando três diferentes resíduos e os Fluidos de Perfuração Contendo os Respectivos Resíduos

Foram realizados testes de corrosão com os diferentes resíduos corrosivos aquosos e comparado seu potencial de corrosão em relação a água. Posteriormente, foram realizados os mesmos testes com os fluidos contendo estes resíduos emulsionados e comparado seu potencial de corrosão em relação à olefina que é a fase continua dos sistemas testados. Figuras 1 apresenta as curvas de Tafel para os sistemas.

Figura 1: Curva de Tafel



Fonte: Próprio Autor (2019).

Analisando os resultados observa-se o baixo potencial corrosivo do fluido a base de olefina o que já era esperado e que o resíduo não influenciou significativamente no processo de corrosão dos fluidos de perfuração. Pela extrapolação das curvas de Tafel obtidas, Figuras 1, obtêm-se os dados de corrosão pelo *software gpes* Tabela 4.

Tabela 4: Dados de Corrosão para os Resíduos

	Água Destilada	Resíduo A	Resíduo B	Resíduo C
J corrosion (A/cm ²)	7.62E-07	9.52E-06	2.62E-06	1.27E-05
b_c (V/dec)	0.204	0.053	0.064	0.059
b_a (V/dec)	0.245	0.207	0.338	0.355
R_p (Ohm)	2.52E+04	4.40E+02	3.19E+03	6.40E+02
E corr, obs (V)	-0.385	-0.703	-0.637	-0.731
E corr, cal (V)	-0.391	-0.71	-0.653	-0.746
Corrosion rate (mm/year)	8.85E-03	1.11E-01	3.04E-02	1.47E-01

Fonte: Próprio Autor (2019).

Analisando os resultados da Tabela 4, observou-se que os resíduos que o Resíduo A (Salmoura já usada em fluidos de Perfuração), o Resíduo B (Sintético) e o Resíduo C (Real) possuem taxas de corrosão anual semelhante. A Tabela 5 apresenta os dados de Corrosão para os Fluidos de Perfuração obtidos com os diferentes fluidos contendo os resíduos estudados.

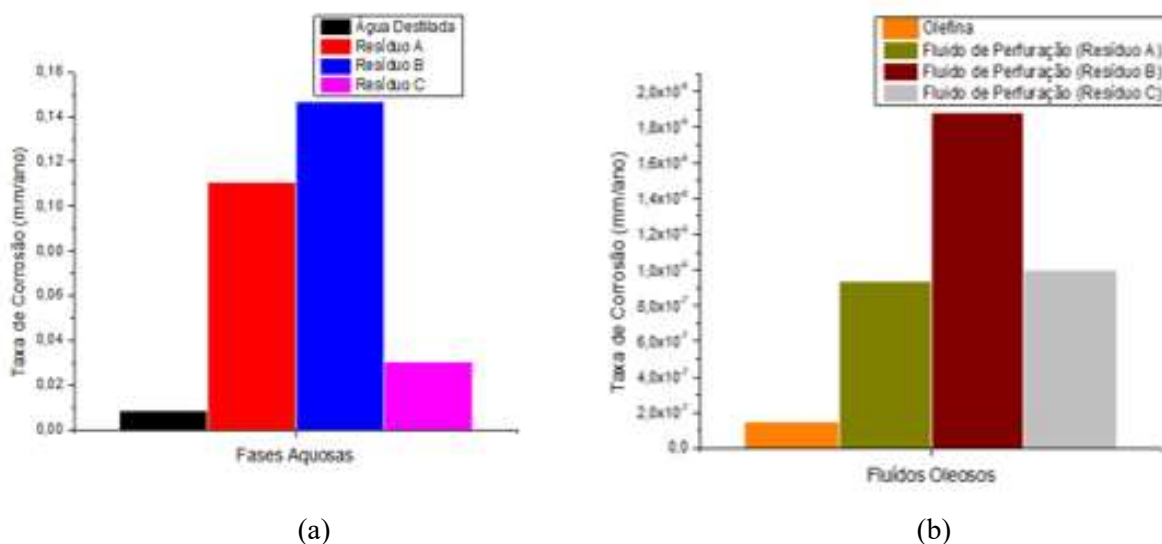
Tabela 5: Dados de Corrosão para os Fluidos de Perfuração

	Olefina	Fluido Contendo Resíduo A	Fluido Contendo Resíduo B	Fluido Contendo Resíduo C
J corrosion (A/cm ²)	1.25E-11	8.05E-11	1.62E-10	8.63E-11
b_c (V/dec)	0.166	0.107	0.244	0.119
b_a (V/dec)	0.258	0.094	0.122	0.108
R_p (Ohm)	1.32E+09	4.79E+07	4.18E+07	5.72E+07
E corr, obs (V)	-0.082	-0.381	-0.312	-0.343
E corr, cal (V)	-0.034	-0.383	-0.305	-0.338
Corrosion rate (mm/year)	1.45E-07	9.36E-07	1.88E-06	1.00E-06

Fonte: Próprio Autor (2019).

Observa-se na que tanto a olefina como os fluidos testados não são considerados corrosivos, pois a salmoura está emulsificada e se comparar com os dados da Tabela 5 observa-se que a ordem de grandeza das taxas de corrosão é mínima para os fluidos testados. Isso também pode ser verificado nas Figuras 2(a) e 2(b).

Figura 2: (a) Taxa de Corrosão dos resíduos ; (b) Taxa de Corrosão dos Fluidos



Fonte: Próprio Autor (2019).

Simulação de limpeza de poço

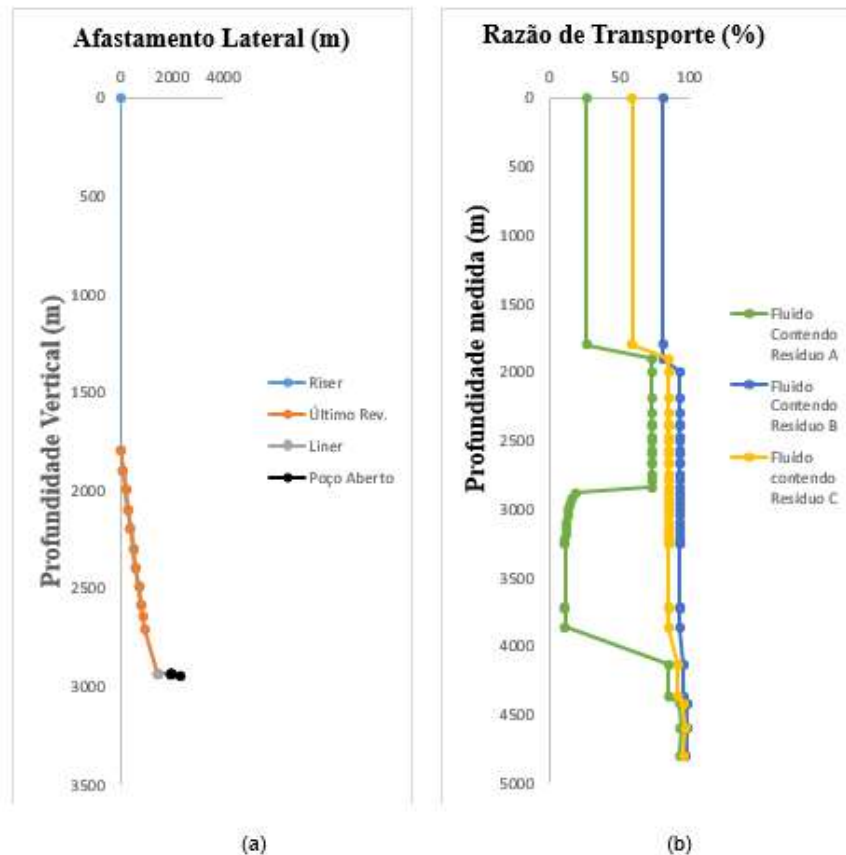
Para verificar as alterações nos parâmetros reológicos e se o resíduo, tanto sintético como real, poderia afetar o desempenho do fluido em relação à limpeza de poço, foram realizadas simulações de hidráulica e observados os valores de altura relativa do leito de cascalhos (%), eficiência de transporte dos cascalhos – RTG (%), concentração dos cascalhos (%). A simulação foi realizada para os três diferentes fluidos contendo os resíduos A, B e C. Utilizou-se uma típica geometria de poço *offshore* para poços horizontais característicos do Brasil, a simulação foi realizada em *software* comercial.

Utilizou-se os parâmetros reológicos mostrados na Tabela 3 e a seguinte geometria: Os diâmetros do *riser*, revestimento, *liner* e poço aberto foram: 19 1/2, 13 3/8, 9 5/8 e 7 pol. respectivamente. A coluna usada era composta de 4200 m de tubos de perfuração de 5”pol., 78 m de tubos pesados de 5 1/2 ” pol e

202 m de comandos e ferramentas direcional de 8 pol. De acordo com o projeto direcional simulado, a última fase correspondente ao poço aberto tem início com ângulo de 83° seguido de ganho de ângulo em trecho horizontal até 90° onde segue até a profundidade final de 4800m.

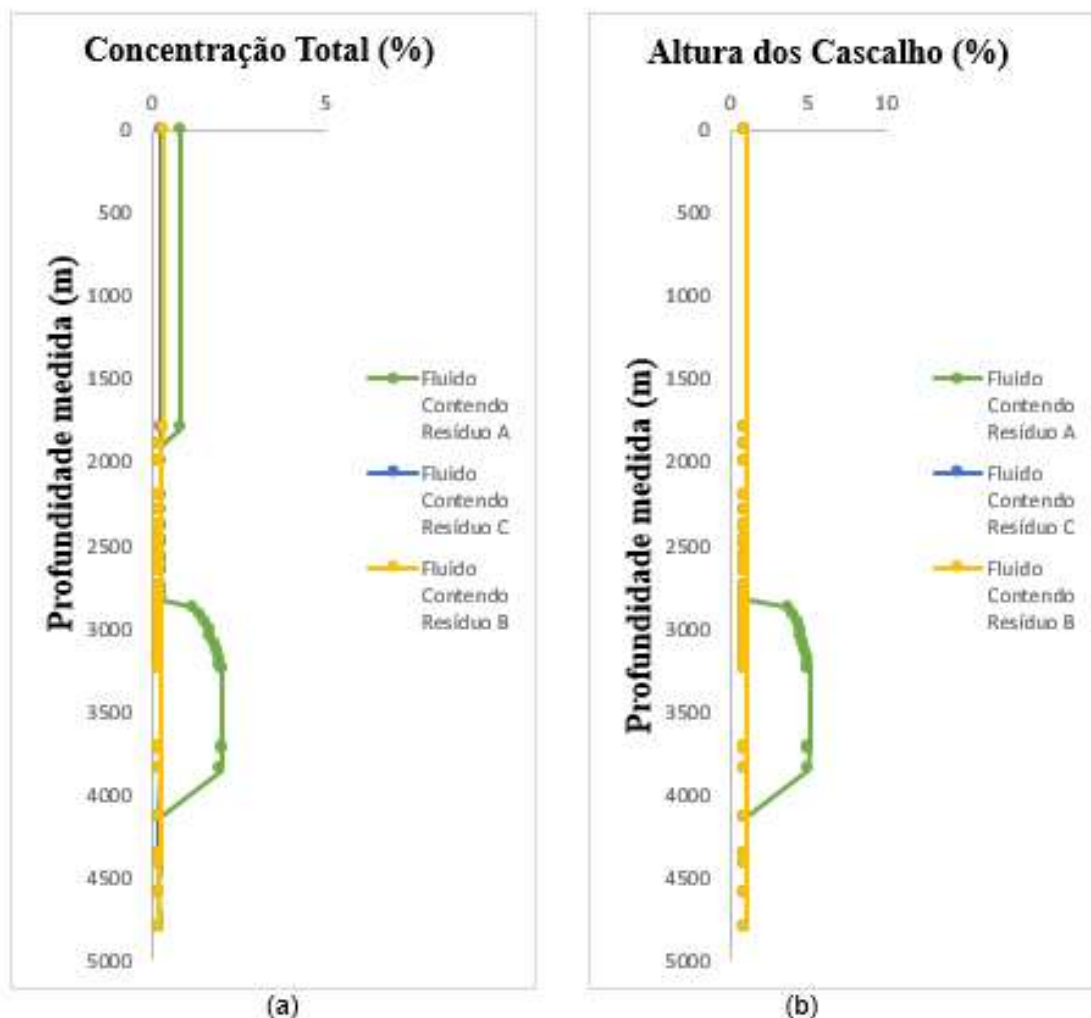
Para realização da simulação foram considerados os seguintes critérios: Massa específica do fluido de 9,0 ppg ; Tamanho de partícula de 0,25pol ; ROP = 10mph ; Vazão máxima de 650 gpm para evitar arrombamento do poço e Densidade do Cascalho de 21,7 lb/Gal. A Figura 3(a) apresenta o desenho do poço simulado e a Figura 3(b) uma eficiente razão de transporte para todos os fluidos contendo resíduos.

Figura 3: Gráficos (a) Afastamento Lateral do Poço Simulado ; (b) Razão de Transporte para os três diferentes fluidos testados;



Sendo a razão de transporte a razão entre a velocidade de deslocamento do cascalho no fluido e a velocidade do fluido. Observa-se que dentro do riser até a profundidade de 1800m, a velocidade é baixa devido ao grande diâmetro, porém não há acúmulo de sólidos, caracterizando um transporte eficiente de cascalho. Essa razão de transporte demonstrou valores mais altos para os fluidos fabricados com os resíduos B e C Figura 3(b), ou seja, os componentes/contaminantes contribuíram para obtenção de uma melhor razão de transporte. A Figura 4 apresenta mínima concentração e altura dos cascalhos durante um ROP de 10 mph, o que caracteriza boa limpeza para diâmetro e inclinação a poço aberto simulado.

Figura 4: Gráficos (a) Concentração Total de Cascalho ; (b) Altura relativa dos cascalhos para os três diferentes fluidos testados;



Observou-se, através dos gráficos apresentados na Figura 4 que para todas as vazões a simulação apresentou limpeza satisfatória para os seguintes critérios: concentração de sólidos menor que 6% e altura relativa menor que 15%. Considerando o poço limpo e padrão de limpeza heterogênea. Esse trecho onde se observa um aumento na concentração e altura relativa dos cascalhos Figura 4(a) e (b) e devido a um elevado “Dog Leg” entre os trechos simulados de MD: 2748,29 m, TVD: 2708,74 m e INC: 33,32° para MD: 3246,68 m, TVD: 2936,20 m e INC: 90°. Essa elevação foi proposital para verificar o comportamento dos fluidos em situações difíceis e observou-se que mesmo assim os limites das concentrações e alturas não foram ultrapassados.

Conclusões

Os fluidos formulados com resíduo proveniente da própria indústria em substituição a salmoura de cloreto de Cálcio que é a fase aquosa dos fluidos a base de olefina apresentaram desempenho equivalente aos fluidos já utilizados e corrosão semelhante. Para todas as vazões estudadas, a simulação apresentou limpeza satisfatória para os critérios de concentração de sólidos menor que 6% e altura relativa menor que 15%. As propriedades que influenciam na limpeza do poço também não são afetadas, garantido um bom desempenho da perfuração mesmo em condições difíceis como em poços horizontais. O resíduo

sem tratamento pode ser utilizado como fase aquosa para fluidos de perfuração base olefina pois os contaminantes presentes nos resíduos não afetaram a estabilidade elétrica e o aumento da salinidade contribuiu para melhorar a inibição da fase aquosa, mantendo uma emulsão estável, como o resíduo não entrará em contato com as paredes do poço, a fase externa continuará sendo a olefina e o fluido não será corrosivo.

Agradecimentos

Os autores agradecem ao suporte financeiro da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - CAPES e a estrutura da Universidade Federal do Rio Grande do Norte - UFRN.

Referências Bibliográficas

API. 13B-2 2005. **Recommended Practice for Field Testing of Oil-based Drilling Fluids**, 2005.

API RP 13I. **Recommended Practice for Laboratory Testing of Drilling Fluids**

CAVACO, Paulo Cesar Cardoso; DE BARROS, Airton Bodstein. Gestão de efluentes e recursos hídricos em campos de produção de petróleo terrestres. **II Simpósio de Excelência em Gestão e Tecnologia– SEGeT**, 2005.

FINK, J. K. **Petroleum Engineer's Guide to Oil Field Chemicals and Fluids**. 2nd. ed. Boston: Gulf Professional Publishing, 2015.

Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis. **Lei da vida: Lei dos crimes ambientais: Lei nº 9.605**, de 12 de fevereiro de 1998 e Decreto nº 6.514, de 22 de julho de 2008. /2º ed., revista e atualizada. CNIA. – Brasília: Ibama, 2014. 64 p.

ISO 10416:2008, **Petroleum and natural gas industries—Drilling fluids—Laboratory testing**

LIMA, R. M. G. et al. Remoção do íon amônio de águas produzidas na exploração de petróleo em áreas offshore por adsorção em clinoptilolita. **Química Nova**, v. 31, n. 5, p. 1237-1242, 2008.

LYONS, W. C. et al. **Standard handbook of petroleum and natural gas engineering**. Gulf Professional Publishing, 2011.

THOMAS, J. E. **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**. 2ª. ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2004.

WANG, L. Preparation and application of viscosifier for environmentally friendly oil-based drilling fluid. **Chemistry and Technology of Fuels and Oils**, p. 539-544, 2015.