

9º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

Avaliação da degradação térmica e envelhecimento dinâmico de fluido aquoso base glicerina bruta para perfuração de poços de petróleo e gás

AUTORES:

Sofia da Luz Bueno, Georgiana Feitosa da Cruz, Cleysson Castro Corrêa, Alexandre Sérvulo Lima Vaz Jr.

INSTITUIÇÃO:

Universidade Estadual do Norte Fluminense Darcy Ribeiro (LENEP/UENF).

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 degradação térmica e envelhecimento dinâmico de fluido aquoso base glicerina bruta para perfuração de poços de petróleo e gás

Abstract

Drilling fluids available in the market and used in the construction of oil and gas wells has specific characteristic for each type of well and are subject to API technical standards and environmental requirements established by IBAMA. Synthetic fluids meet some of these requirements, yet does not meet logistic phases and specially disposal phases (only cuttings and water based drilling-waste can be disposed into the sea, which implies elevated costs). On the other hand, despite conventional water based drilling fluids have few environmental restriction when disposed into the sea, they have the disadvantage of being unstable under high temperature and high pressure. To solve these problems, the research group of the Drilling Fluids Laboratory of LENEP has developed a new aqueous drilling fluid having an organic base environmentally correct, known as glycerin, which is a biodiesel coproduct, of low cost and of large demand on the market, but with few applicability in the added value products generation. This new fluid has presented satisfactory results in its physical-chemical properties and technical performance similar to conventional synthetic based fluids under aging over 16 h according to API standards. In order to broaden technical knowledge about this new fluid and assertion regarding to its degradation and stability under well-controlled laboratory conditions, this study aims to analyses, along time and under different temperatures, its physical-chemical properties by means of thermal degradation and dynamic aging experiments. Dynamic aging tests have assessed the fluid properties under constant temperature and in rotary oven, before submitting it to aging and after aging along time, until thermal instability checked by rheological analyses. Afterward, it was performed thermal stability under varied temperatures before and after 16 h aging, according to API standards, until fluid degradation. By analyzing these results, we concluded that this new aqueous base glycerin fluid has presented a good dynamic stability, since it has maintained its adequate properties until 96 h hours aging under rotary oven in 200 °F and maintained its thermal stability until 300 °F with no need of reconditioning, showing potential efficiency and durability as drilling fluids.

Introdução

Fluidos de perfuração são dispersões complexas de sólidos, líquidos e/ou gases que apresentam um papel indispensável nos processos de perfuração e possuem as funções de estabilizar o poço sem danificar a formação, não permitir entrada do fluido da formação para o poço, remover e carrear os cascalhos para a superfície e lubrificar a broca e a coluna de perfuração (CAENN & DARLEY, 2014).

A seleção imprópria de um fluido na fase de perfuração pode gerar grandes problemas tais como instabilidade das paredes do poço perfurado, perda de fluido de perfuração para a própria formação gerando *kicks* e *blowouts*, aumento de torque e fadiga e até mesmo perda completa ou em parte do poço. Tais problemas podem ser causados, por exemplo, pelo peso impróprio ou composição inadequada do fluido (BLOYS *et. al.* 1994). Assim, a escolha adequada do fluido de perfuração garante uma perfuração mais adequada e com prováveis chances de sucesso se encontrado petróleo no poço perfurado. Tal escolha baseia-se na base (ar, água e óleo) e nos aditivos químicos que serão utilizados na sua formulação.

Os fluidos de perfuração oferecem um complexo arranjo de propriedades correlacionadas que são monitoradas durante a perfuração, tais como reologia, densidade, perda de filtrado, conteúdo de sólidos e propriedades químicas. Para qualquer tipo de fluido a ser implementado, todas essas

propriedades são manipuladas e podem sofrer variações com o uso de aditivos. Portanto, as propriedades químicas resultantes dependem do tipo de fluido escolhido, e esta escolha se dá basicamente por conta do tipo de poço, a natureza da formação a ser perfurada e as condições locais do poço. Associado a estas propriedades, os fatores críticos que influenciam a escolha de um fluido são o tipo do poço, pressão da formação, temperatura, mecânica da rocha, formação química, a necessidade de limitar o dano à formação produzida, regulamentações ambientais, logística e parte econômica (BLOYS *et. al*, 1994).

Dentre os fatores intrínsecos à decisão de qual sistema de fluido utilizar, as restrições ambientais têm sido um motivo de grande preocupação, uma vez que o fluido pode ser nocivo ao meio ambiente se não tratado ou não descartado conforme as leis vigentes. Alguns dos fluidos mais eficientes atuantes no mercado brasileiro, os quais utilizam como fase dispersante parafinas lineares, ésteres, éteres, alquilbenzenos lineares (LABs), olefinas internas (IO's), olefinas alfa-lineares (LAO), polialfa olefinas (PAO), acetais e glicóis sofrem com este problema, tornando o estudo de sistema de fluidos ainda mais aprofundado, complexo e com grande necessidade de inovação (FRIEDHEIM & CONN, 1996). Sendo assim, é indispensável estudar meios alternativos que tornam o sistema de fluido adequado à perfuração desejada, aliado especialmente ao custo, uma vez que esta fase detém elevado custo operacional. Para atender tal demanda, a glicerina produzida em larga escala no Brasil como coproduto da produção de biodiesel tem sido alvo recente de pesquisas na área de fluidos de perfuração ambientalmente corretos e sustentáveis (CORREA, 2016). Dentro deste contexto, desenvolveu-se um novo sistema de fluidos de perfuração ambientalmente correto e que utiliza a glicerina bruta como base. O fluido desenvolvido apresentou performance técnica semelhante aos fluidos sintéticos atualmente utilizados pela indústria petrolífera e, ainda é de baixo custo, quando comparado aos fluidos sintéticos tradicionais (CORREA, 2016). Segundo Correa (2016), o novo fluido aquoso base glicerina apresenta maior eficiência da lubricidade (menor valor de coeficiente de atrito, 0,14) quando comparado aos fluidos base aquosa polimérico salgado (maior coeficiente de atrito, 0,27) e lubricidade semelhante aos fluidos base sintética parafina (coeficiente de atrito 0,14). A maior lubricidade, segundo Gomes e Filho (2005) faz com que o fluido opere de maneira mais eficiente na perfuração. Além da maior lubricidade, o novo sistema de fluido aquoso base glicerina apresenta boa inibição de inchamento de argila mesmo sem uso de inibidor (em torno de 6% com glicerina bruta e 2% com glicerina purificada) em comparação à água (em torno de 33%) e ao fluido base aquosa sem inibidor (em torno de 16%) e com inibidor (em torno de 14%), sendo o teor de glicerol o fator determinante para esta característica. Aliado a isso, o novo fluido possui baixa toxicidade aguda (concentração letal, CL = 433.442 ppm) se comparado aos demais sistemas de fluidos existentes.

Este novo sistema de fluido aquoso base glicerina bruta é caracterizado como fluido base aquosa mas apresenta comportamento de um fluido base oleosa sintética e, portanto, pode ser utilizado em vários cenários de perfuração (CORRÊA, 2016). Vale ressaltar, no entanto, a necessidade de se ampliar o estudo das propriedades físico-químicas desse novo fluido ao longo do tempo de uso antes e após seu envelhecimento e compreender as mudanças ocorridas afim de poder recondiçioná-lo e utilizá-lo novamente. Este recondiçionamento traz benefícios para a indústria pois reduz impactos ambientais e custos. Assim, este trabalho tem como objetivo analisar, no decorrer do tempo e sob diferentes temperaturas, as propriedades físico-químicas do fluido aquoso base glicerina por meio de experimentos de degradação térmica e envelhecimento dinâmico.

Metodologia

Preparou-se fluidos de perfuração aquoso base glicerina, base água e sintético utilizando-se um misturador Hamilton Beach, seguindo as normas API (*American Petroleum Institute*) com um volume final de 350 mL em cada volume de fluido. Após o fluido formulado, mediu-se o pH no pHmetro e

procedeu-se a análise reológica. Posteriormente, para as análises de envelhecimento dinâmico, analisou-se sua reologia inicial em um viscosímetro FANN 140, afim de certificar que a mesma esteja dentro do padrão determinado, com copo aquecedor e termômetro em Fahrenheit, onde a temperatura que o fluido estava para leitura da reologia foi de 120 °F. Em seguida, o fluido foi inserido na célula onde foi submetido à temperatura inicial de 200 °F e em forno rotativo por 16 h, após isto, foi avaliado o seu pH e sua reologia novamente e então iniciou-se os testes de filtrado a partir do primeiro envelhecimento. Para o fluido base água, os testes foram feitos no filtrado API, sob pressão de 100 *psi*, por 30 minutos, afim de coletar o filtrado produzido sob essas condições. Para o fluido sintético, o teste de filtrado foi realizado no filtrado HTHP (*High Pressure High Temperature*), onde o volume de filtrado foi coletado durante 30 minutos, sob temperatura de 200 °F e 500 *psi* de pressão. Já para o fluido aquoso base glicerina utilizou-se tanto o teste de filtrado API quanto o HTHP a fim de realizar comparações dos resultados. Após estas análises, o fluido retornou para o forno rotativo, sendo mantido em temperatura constante de 200 °F e envelhecido por mais 16 h e todos os testes foram repetidos. Tal procedimento foi feito até atingir o limite das estabilidades dos fluidos por meio deste envelhecimento progressivo. Para a estabilidade térmica, foi preparado somente o fluido aquoso base glicerina. Inicialmente aplicou-se temperatura de 200 °F durante 16 h de envelhecimento onde verificou-se pH, reologia e os volumes dos filtrados. Após este tempo de envelhecimento, o fluido foi submetido à temperatura de 250 °F por mais 32 h onde realizou-se os testes já citados. Por fim, o fluido foi submetido à 300 °F onde atingiu 48 h de envelhecimento e os testes foram realizados novamente.

Resultados e Discussão

Envelhecimento Dinâmico

A avaliação da estabilidade do fluido de perfuração pode ser monitorada a partir da observação de mudanças nas suas propriedades físico-químicas ao longo do tempo por meio da variação de temperatura, composição química, velocidade de agitação, tempo de envelhecimento, adição de sólidos, dentre outros. Já em se tratando de alterações químicas leva-se em conta a possibilidade de ocorrer reações entre os componentes do fluido devido a alterações termodinâmicas (SHALE SHAKER COMMITTEE, 2005). Manter um fluido de perfuração em boas condições é essencial não somente para controlar as propriedades do fluido, mas também para garantir uma apropriada operação dos equipamentos de controle de sólidos (SHALE SHAKER COMMITTEE, 2005). O fluido de perfuração se degrada tanto em modo dinâmico (quando está circulando) quanto em modo estático (estagnado no poço), principalmente para a porção que se encontra nas regiões mais profundas do poço, em decorrência da frequente circulação no poço e também devido às altas temperaturas que o fluido está sujeito, acarretando no envelhecimento e perda de propriedades do fluido (ALI & AL-MARHOUN, 1990). Para monitorar esta possível degradação do fluido aquoso base glicerina, avaliou-se seu perfil reológico de 0 a 96 horas de envelhecimento, como mostrado na Figura 1.

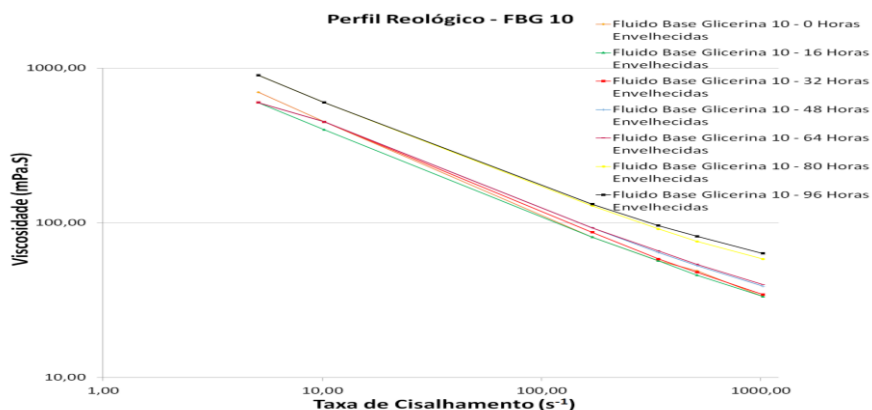


Figura 1 – Perfil Reológico para o fluido base glicerina (FBG 10) até 96 horas de envelhecimento em forno rotativo a 200 °F.

Na Figura 1, observa-se que a estabilidade físico-química do fluido sofreu modificações durante as 96 h de envelhecimento sob temperatura constante de 200 °F e cisalhamento constante. O aumento da viscosidade pode ocorrer devido à polimerização após longos períodos de envelhecimento sob constante taxa de cisalhamento e temperatura. Apesar do aumento no perfil reológico deste fluido ocorrer ao longo do tempo, é possível realizar adição de afinantes e defloculantes que reduzem a viscosidade do fluido, a fim de retorná-lo ao seu estado anterior adequado para a perfuração, visto que fluidos com alta viscosidade podem afetar o desempenho de equipamentos da perfuração e também danificar o poço (CAENN & DARLEY, 2014; CORREA, 2016).

Com o intuito de comparar o envelhecimento dinâmico de fluidos convencionalmente utilizados pela indústria com o novo fluido glicerina, avaliou-se o perfil reológico de um fluido base água padrão (Figura 2) e um fluido sintético (Figura 3).

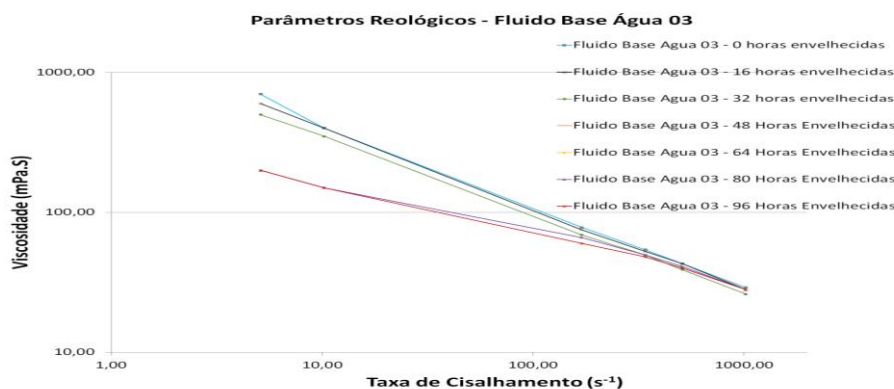


Figura 2 - Perfil Reológico para o fluido base água (FBA 03) até 96 horas de envelhecimento em forno rotativo a 200 °F.

A Figura 2, mostra que a taxa de cisalhamento é inversamente proporcional a viscosidade do fluido FBA 03, ou seja, quanto maior a taxa de cisalhamento, menor a viscosidade do fluido como observado para o FBG 10. Moriyama (2010), realizou estudos de estabilidade dinâmica para fluidos de perfuração aquosos e verificou que há uma queda das características do fluido de perfuração quando o mesmo é sujeito a um período de cisalhamento, mostrando que quando a velocidade de rotações aumenta, esta queda se acelera. Tal alteração física se dá devido à quebra coloidal proveniente do cisalhamento contínuo. Como neste trabalho o envelhecimento ocorreu até perda da estabilidade do fluido, foi possível verificar uma queda da viscosidade devido ao tempo de envelhecimento e temperatura, ao contrário do que se observou para os fluidos glicerina e sintético. Esta queda na

viscosidade ocorre também devido ao fato da alta degradação do fluido base água em comparação aos demais (CORREA, 2016).

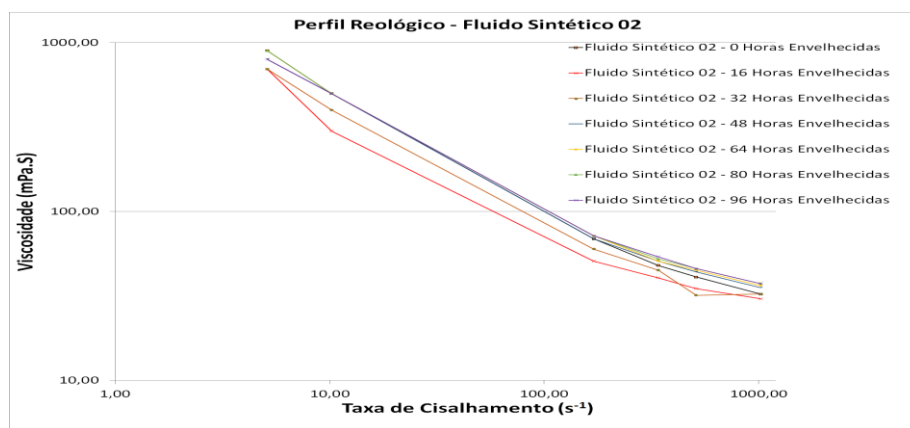


Figura 3 - Perfil Reológico para o fluido Sintético (FBS 02) até 96 horas de envelhecimento em forno rotativo a 200 °F.

Na Figura 3, é possível verificar que o fluido FBS 02 obteve bons resultados no que se refere à estabilidade de suas propriedades físico-químicas, sofrendo de maneira geral um leve aumento em seu perfil reológico. Este tipo de fluido é conhecido por possuir alta estabilidade se comparado aos outros tipos e é muito utilizado hoje em dia em poços onde não é possível utilizar fluidos base água devido sua estabilidade térmica ser inferior e quando não é permitido descartar fluidos base óleo no mar. Este fluido possui em sua formulação argila organofílica (doador de viscosidade), emulsificante e modificador reológico. Estes componentes podem flocular o fluido e aumentar a viscosidade no decorrer do envelhecimento dinâmico, além de contribuir para um possível aumento das partículas gerando também aumento na viscosidade (SILVA, 2003; CORREA, 2016). No entanto, apesar destas boas características este fluido é caro devido sua formulação sintética, além de ser nocivo ao meio ambiente se comparado ao fluido aquoso base glicerina, o qual apresentou comportamento semelhante mesmo após 96 h de envelhecimento.

Degradação Térmica

A termoestabilidade é definida como qualidade de uma substância resistir a mudanças em sua estrutura química e física, por meio de resistência da decomposição ou polimerização, a temperaturas relativamente altas (SHALE SHAKER COMMITTEE, 2005). Com o intuito de verificar a resistência do novo fluido glicerina a mudanças de temperatura, avaliou-se o perfil reológico em três temperaturas diferentes até 48 h de envelhecimento em forno rotativo conforme Figura 4.

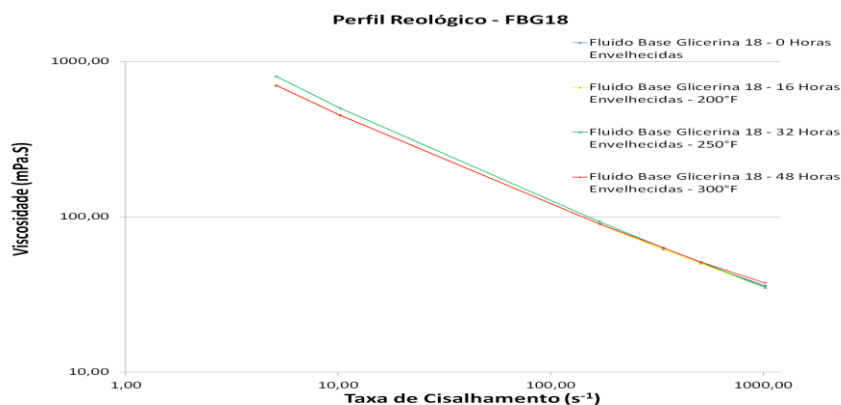


Figura 4 - Perfil Reológico para o fluido aquoso base glicerina (FBG 18) a 200, 250 e 300 °F até 48 h de envelhecimento em forno rotativo.

Observa-se pela Figura 4 que não houve mudanças significativas na viscosidade do fluido base glicerina quando se variou a temperatura e o tempo de envelhecimento em forno rotativo. Isto é uma evidência da estabilidade térmica deste novo fluido. Em testes de estabilidade térmica em fluidos aquosos realizados por Moriyama (2010), o autor concluiu que fluidos que utilizaram a goma xantana como principal viscosificante, tiveram maior estabilidade térmica em relação à reologia, sofrendo baixos níveis de degradação mesmo com a rotação mais elevada se comparados à fluidos formulados com carboximetilcelulose (CMC) e bentonita. Em relação à estabilidade, o fluido com goma xantana também obteve melhores resultados, sendo mais termo-resistente, não sofrendo nenhum decaimento após o envelhecimento. Nos experimentos realizados neste trabalho, a formulação do fluido aquoso base glicerina tem em sua formulação a goma xantana e o CMC, desta forma o fluido se torna mais termo-resistente. Além da goma xantana e o CMC, outro fator que justifica a pouca modificação físico-química do fluido (ou seja, ligeiro aumento na viscosidade), conforme análises termogravimétricas realizadas por Araújo (2015), é a de que as moléculas de água estão fortemente ligadas à glicerina, o que confere uma boa característica deste novo fluido, pois evitaria o inchamento e dispersão de folhelhos reativos, devido à perda de água do sistema. Outro ponto analisado por Araújo, é de que não se observou nenhum evento próximo ao ponto de ebulição da glicerina (290°C) que pudesse indicar sua decomposição. Desta forma, é possível assimilar que a forte interação glicerina:água pode ajudar a manter a viscosidade (CORREA, 2016).

Volume de Filtrado

O filtrado tem como objetivo criar uma camada de baixa permeabilidade, a fim de diminuir a perda de fluido que flui da coluna de perfuração para os poros da formação, reduzindo dano à formação e chances de prisão diferencial, devendo o mesmo ter baixo volume, conforme normas API (CAENN & DARLEY, 2014). Nos testes de envelhecimento dinâmico, os valores de filtrado obtidos em 16 h de envelhecimento nos testes de FBG 10 foi de 2,7 mL e em 96 h de envelhecimento atingiu 0 mL em testes de filtrado API, portanto, pode ser considerado um bom desempenho no que se refere ao que a norma API exige, uma vez que o valor máximo de filtrado para testes em filtrado API é de 10 mL. Para o FBA 03 em filtrado API, os valores foram 3,1 mL à 16 h e 9,1 mL a 9,6 mL à 96h, quase atingindo o limite máximo da norma. Para os testes de filtrado HTHP, onde o limite de filtrado estabelecido pela norma é de 15 mL. Outro fluido base glicerina também testado foi o FBG 12, que obteve valores de 9,8 mL à 16h e 8,4 mL à 96 h de envelhecimento, sendo considerado um bom valor, uma vez que o volume de filtrado pôde até reduzir com o tempo. Para o FBS 02, os volumes de filtrado foram 3,8 mL à 16 h e 3 mL à 96 h. Para o teste de degradação térmica do FBG 18 em filtrado API os valores foram 5 mL à 16 h e 4,5 mL à 48 h de envelhecimento, demonstrando um bom valor de filtrado sob uma alta e progressiva temperatura.

Conclusões

Por meio das análises propostas e realizadas neste trabalho, foi possível confirmar que o fluido aquoso base glicerina possui estabilidade térmica sob temperatura de 200 °F até 300 °F, onde é possível sugerir que o fluido pode ser utilizado em poços de alta temperatura em que normalmente são utilizados fluidos de perfuração base sintético que são mais estáveis em altas temperaturas. Para as análises de envelhecimento dinâmico, sob temperatura de 200 °F onde simula-se situação de um poço em circulação constante, também pôde-se constatar que o mesmo mantém suas propriedades reológicas e filtrado dentro dos padrões determinados pela Petrobras e API e que, quando sua reologia ultrapassa este valor quando o tempo de envelhecimento está mais avançado, é possível recondição-lo e trazê-lo às propriedades iniciais utilizando aditivos defloculantes. Desta forma, este estudo corrobora com a proposta de Correa (2016), onde o mesmo demonstra que o fluido novo pode se tornar uma alternativa eficaz, econômica e sustentável para a perfuração de poços.

Agradecimentos

Agradecimento ao LENEP/CCT/UENF, ao CENPES/Petrobras (Projeto de pesquisa PETROBRAS/UENF/BioRio) pelo suporte financeiro para realização deste trabalho e ao PRH20-ANP pela bolsa de mestrado concedida para Bueno, S. da L.

Referências Bibliográficas

ABRAMS, W. Mud design rock impairment due to particle invasion. SPE 5713, 1977.

ALI, M. S., & AL-MARHOUN, M. A. The Effect of High Temp., High Pressure and Aging On Water-Base Drilling Fluids. Society of Petroleum Engineers. Janeiro, 1990.

ARAÚJO, Bianca de Souza Arêas. Estudo da caracterização de glicerina e seu potencial uso como base para fluido aquoso. 2015. 90 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia de Exploração e Produção de Petróleo, Centro de Ciência e Tecnologia, UENF, Macaé, 2015.

BLOYS et al. *Designing and managing drilling fluids*. Texas: Oilfield Review, Abril 1994.

CAENN, R.; DARLEY, H. C. H.; GRAY, G. Fluidos de Perfuração e Completação. 6. ed. Rio de Janeiro: Elsevier, 2014. 691 p. (Engenharia de Petróleo).

CORRÊA, Cleysson Castro. Desenvolvimento de um Novo Sistema de Fluido de Perfuração Aquoso Base Glicerina Bruta. 2016. 191 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia de Exploração e Produção de Petróleo, Centro de Ciência e Tecnologia, UENF, Macaé, 2016.

FRIEDHEIM, J.E., CONN, H.L., 1996, “*Second Generation Synthetic Fluids in the North Sea: Are They Better?*” IADC/SPE Drilling Conference, IADC/SPE 35061, New Orleans, USA, 12-15 Março.

GOMES, H. O.; FILHO, J. F. O. Metodologia de Avaliação da Lubricidade de Óleo Diesel. Encontro para qualidade de laboratórios. São Paulo, Junho 2005.

JIAO, D.; SHARMA, M. M. Formation damage due static dynamic filtration of water base muds. SPE 23823, 1992.

LOMBA, R. Fundamentos de filtração e controle de filtrado de fluidos de perfuração. Apostila. 2010.

MORIYAMA, André Luis Lopes. Avaliação do Envelhecimento Dinâmico nas Propriedades de Fluidos de Perfuração Base Água. 2010. 38 f. Monografia (Especialização) - Curso de Engenharia Química, UFRN, Natal, 2010.

SILVA, Carolina Teixeira. Desenvolvimento de fluidos de perfuração a base de óleos vegetais. 87 p., monografia – Nupeg - UFRN, Natal, 2003.

SHALE SHAKER COMMITTEE (Usa). Drilling Fluids Processing: Handbook. 3. ed. Burlington: Elsevier, 2005. 666 p.