

ALTERAÇÕES DAS PROPRIEDADES FÍSICO-QUÍMICAS DE UM FLUIDO DE PERFURAÇÃO COM BIODIESEL

Elba Gomes dos Santos Leal ¹
Bento Pereira da Costa Neto ²
Ricardo Guilherme Kuentzer ³
Rui Carlos de Sousa Mota ⁴
Felipe Shai ⁵

RESUMO

Os fluidos de perfuração desempenham funções essenciais para que ocorra a perfuração eficiente de poços de petróleo. Os fluidos de perfuração que utilizam componentes sintéticos são uma classe relativamente nova de lamas de perfuração, que são particularmente úteis em águas profundas e poços direcionais. Eles foram desenvolvidos com o objetivo de proporcionar uma alternativa para um fluido ecologicamente mais viável, quando comparado com os fluidos de perfuração a base óleo, e, eliminar os problemas causados pela água, nas formações rochosas solúveis neste solvente. Com isso, fluidos de perfuração utilizando biodiesel em sua composição foram preparados no laboratório e submetidos a um envelhecimento em uma estufa de rolagem de forma a verificar a variação dos parâmetros físico-químicos de acordo com a variação de temperatura e do tempo. Os resultados obtidos ilustraram que um aumento da temperatura e do tempo de forno provocaram alterações nos valores de densidade, viscosidade aparente, viscosidade plástica e limite de escoamento. Este mesmo comportamento também foi verificado nas propriedades químicas do fluido de perfuração estudado, de forma que se pode confirmar que tanto os parâmetros físicos como químicos de um fluido de perfuração necessitam serem monitorados frequentemente de forma a garantir a integridade física dos profissionais envolvidos, a segurança do poço e do meio ambiente.

Palavras-chave: Fluido de perfuração, Biodiesel, Parâmetros físico-químicos.

INTRODUÇÃO

Na perfuração de poços, as rochas são perfuradas pelo movimento rotativo transmitido a uma broca. Os fragmentos da rocha são removidos através do fluido de perfuração, também chamado de lama. Segundo Caenn (2014), os fluidos de perfuração são misturas complexas de sólidos, líquidos, produtos químicos e, por vezes, até gases. São indispensáveis durante toda a perfuração do poço, pois deve apresentar características que garantem a integridade das formações do poço, a segurança dos profissionais envolvidos e a integridade do meio ambiente.

¹ Doutor pela Universidade Federal de Campina Grande - UFCG, elbagomes@ifba.edu.br;

² Doutor pela Universidade Federal do Rio Grande do Norte - UFRN, bentopereira@ifba.edu.br

³ Mestre pela Rede Faculdade de Tecnologia e Ciências - FTC, ricardokuentzer@ifba.edu.br

⁴ Doutor pela Universidade Federal do Rio Grande do Norte – UFRN, ruimota@ifba.edu.br

⁵ Estudante do curso técnico de petróleo e gás – IFBA, Simões Filho, felpshai@gmail.com

As propriedades dos fluidos são muito importantes e a análise delas possibilita conhecer o comportamento do fluido no poço durante o processo de perfuração.

Diante da necessidade de se manter as funções dos fluidos de perfuração utilizados, tem-se a necessidade de testes diários e frequentes de suas propriedades físicas e químicas, tanto em campo como em laboratório. Segundo Guimarães e Rossi, (2008), é importante controlar as propriedades reológicas do fluido visando aperfeiçoar a operação de perfuração, através da maximização da limpeza do poço, minimização da pressão de bombas, evitando o influxo da formação e prevenindo perda de circulação para a formação perfurada.

Segundo Kirschner, (2008), o fluido de perfuração a ser utilizado deve fornecer a pressão hidrostática necessária para evitar o colapso das paredes do poço. O controle das pressões no interior do poço é feito pelo fluido através da geração de uma pressão hidrostática superior à pressão dos fluidos das formações (aqueles contidos nos poros das formações) cortadas pela broca. Quando esta pressão hidrostática se torna menor do que a das formações, e em presença de meios porosos, pode ocorrer o fluxo de fluido da formação para o interior do poço (kick), que se não devidamente controlado pode se transformar numa erupção (blowout).

Desta forma, o presente trabalho de pesquisa tem como objetivo estudar e produzir um fluido de perfuração base óleo preparado a partir do biodiesel verificando a influência da concentração de diesel, do tempo e da temperatura de forno sobre o fluido de perfuração obtido, tendo como base os fatores físico-químicos como parâmetros reológicos, densidade, parâmetros géis, alcalinidade, dureza e teor de cloretos.

REFERENCIAL TEÓRICO

O desenvolvimento de novos reservatórios de petróleo e gás envolvem várias etapas que vão desde a fase de exploração até a fase de produção. Dentre estas etapas, tem-se a pesquisa de produtos químicos específicos, os quais sofrem alterações, que dependem do tipo de campo a ser explorado, como por exemplo, campos “offshore” e campos “onshore”.

A perfuração de poços demanda da utilização de produtos que melhorem o desempenho da perfuração em condições de altas temperaturas e pressões. Além disso, os requisitos ambientais exigidos necessitam que os mesmos possuam maior biodegradabilidade e menor toxicidade, condições estas que elevam os valores dos fluidos de perfuração de base parafínica utilizados atualmente.

São muitas as propriedades dos fluidos de perfuração e todas possuem importância relevante para o projeto de poço. Historicamente, o propósito primordial dos fluidos de

perfuração era servir como veículo para a remoção dos cascalhos do poço, mas atualmente, as suas diversas aplicações dificultam a atribuição de funções específicas.

Dentre algumas funções dos fluídos de perfuração tem-se que o mesmo não deve: ser danoso nem prejudicial ao meio ambiente e a equipe de trabalho; não pode interferir na produtividade do poço nem contaminar as formações rochosas; corroer ou desgastar os equipamentos de perfuração e, possuir custo acessível a sua produção.

Os fluídos de perfuração são normalmente preparados nas sondas de perfuração, podendo ser ou não descartados ou reaproveitados após a perfuração do poço.

Algumas propriedades reológicas dos fluídos de perfuração tais como: parâmetros de gelificação, de filtração, pH, massa específica, perda de componentes, estabilidade a várias temperaturas e pressão de operação, bem como a sua estabilidade contra fluídos contaminantes são monitoradas constantemente e controladas dentro dos limites preestabelecidos no programa do poço.

Os descartes (fluídos e cascalhos) gerados durante a perfuração são tratados para atender a legislação ambiental vigente. Os aditivos utilizados no preparo e no tratamento dos fluídos são testados segundo normas técnicas elaboradas para garantir sua qualidade e em conformidade com a legislação ambiental.

Os fluídos de perfuração são divididos em dois tipos gerais: fluídos de base água (WBMs) e fluídos de óleo (OBMs), dependendo da característica da fase contínua da lama. Desta forma, tanto os fluídos WBMs como os OBMs podem conter água. A utilização de um ou outro tipo vai depender das necessidades da perfuração, da formação a ser perfurada, bem como dos requisitos para descarte do fluído depois que ele não é mais necessário.

Os fluídos que utilizam a água como fase contínua possuem sua composição definida de acordo com as propriedades das substâncias dissolvidas na água como álcalis, sais e surfactantes e também de acordo com os materiais solúveis ou dispersíveis nas formações a serem perfuradas.

Já os fluídos que possuem óleo como fase contínua utilizam frequentemente, o óleo diesel ou óleo mineral de baixa toxicidade. Como alguma quantidade de água sempre estará presente, o fluído base óleo precisa conter agentes emulsificantes de água. Devido a sua fase contínua, os fluídos base óleo tornaram-se os preferidos por proporcionar melhores taxas de penetração, inibição de folhelhos, estabilidade do poço, elevada lubricidade, estabilidade térmica e alta tolerância ao sal. Entretanto, estão sujeitos à regulação ambiental rigorosa em relação a descarga e a reciclagem.

Historicamente, os fluídos base óleo, foram os primeiros a serem utilizados. Eram preparados com óleo cru e, mas recentemente com óleo diesel. Devido a problemas de toxicidade, associados a esses óleos, em particular para uso em alto mar, têm-se desenvolvidos lamas de perfuração alternativas substituindo a fase óleo por ésteres de ácidos graxos e hidrocarbonetos sintéticos de cadeias ramificadas. Fluido de perfuração à base sintética (SBFS) é uma classe relativamente nova de lamas de perfuração, que são particularmente úteis em águas profundas e poços direcionais. Eles foram desenvolvidos como alternativa as limitações de desempenho dos fluídos base água e também em resposta as limitações ambientais dos fluídos base óleo. Esses fluídos são bem utilizados em regiões marítimas onde o descarte do cascalho é proibido quando se utiliza fluídos de base óleo. Como consequência, são bem mais caros quando comparados com os fluídos base óleo.

De forma geral os fluídos sintéticos são uma tentativa de utilizar qualidades mistas entre fluídos de perfuração à base água (WBM) e a base óleo (OBM) respectivamente. Não se sabe quando começou a usar o fluido de perfuração sintético, sabe-se, portanto que seu uso se dá como uma tentativa de eliminar o dano causado à água pelo sistema de perfuração. Contudo, o óleo cru é muito difícil de usar como fluido de perfuração, podendo assim ser substituído por óleo refinado e asfalteno.

No entanto o uso do fluido de perfuração a base óleo é crítico, pois sendo este não biodegradável, pode causar problemas de poluição ao meio ambiente, como por exemplo, na descarga de cascalhos saturados com óleo. Com o intuito de eliminar estes problemas, uma grande variedade de produto químico vem sendo desenvolvidos para substituir o óleo diesel e o óleo mineral como base dos fluídos de perfuração.

Muitos destes fluídos comportam-se mais como fluido a base água do que a base óleo, no entanto a escolha de um fluido em particular é feita com base em muitos fatores, sendo o custo o principal deles. O desenvolvimento dos fluídos sintéticos é recente, datando da década de 90 o primeiro poço comercialmente perfurado com um fluido a base de éster, na costa da Noruega. A primeira geração de fluídos sintéticos foi composta por ésteres, éteres, poli alfa-olefinas (PAOs) e acetatos. Na segunda metade da década de 90, pesquisas originaram a segunda geração dos fluídos sintéticos, compostas pelos alquil-benzenos lineares (LABs), alfa-olefinas lineares (LAOs), olefinas internas (IOs) e parafinas lineares (LPs), (SILVA 2003).

Estudos realizados na Noruega empregando leitões de mar simulados indicaram que, quando se consideram simultaneamente os efeitos combinados de degradação do fluido e do impacto na fauna marinha, as LAOs e os ésteres de ácido graxos insaturados são os menos prejudiciais ao ambiente oceânico. Contudo, segundo Lucena e colaboradores, (2010), os

desenvolvimentos da segunda geração, que objetivavam a redução dos custos do fluido, trouxeram um aumento na toxidade em relação aos fluidos da geração anterior. O tema é recente e vem sendo objeto de intensas pesquisas, devido à existência de lacunas nos dados experimentais, sendo as PAOs e as LAOs os fluidos sintéticos de maior emprego na Europa (GUIMARÃES e ROSSI, 2008).

Fluido de perfuração à base sintética (SBFS) é uma classe relativamente nova de lamas de perfuração, que são particularmente úteis em águas profundas e poços direcionais. Eles foram desenvolvidos com o objetivo de proporcionar uma alternativa de um fluido ecologicamente mais viável comparado com os fluidos de perfuração a base óleo bem como eliminar os problemas causados pela água as formações rochosas solúveis neste solvente.

Desta forma, o estudo da viabilidade de fluidos de perfuração utilizando biodiesel como fase óleo, justifica-se pela necessidade jurídica e ambiental de trabalhar-se com fluidos ambientalmente compatíveis, o qual apresenta características semelhantes aos sistemas base óleo convencionais. Justifica-se ainda pelo fato de que o biodiesel já vem sendo utilizado como combustível no país, possuindo normas e especificações já padronizadas. Já a otimização da formulação verificada pelas propriedades reológicas do fluido, possibilitará o uso de fluido de perfuração a base óleo com custo reduzido e comportamento reológico conhecido, garantindo assim, o uso destes, em campos petrolíferos do Brasil que necessite deste tipo de fluido.

Além destes fatores, tem-se também os impactos econômico, social e ambiental proporcionados por esta pesquisa, uma vez que o seu estudo está focado na utilização de uma matéria-prima que produza baixo impacto ambiental, minimizando a geração de poluentes para o meio ambiente, bem como na geração de recursos humanos direcionados a trabalhar com modelos de perfuração mais realísticos da região a ser estudada.

METODOLOGIA

Os experimentos foram realizados no IFBA, campus Simões Filho, no Laboratório de Petróleo e gás. Inicialmente foram preparados fluidos de perfuração com a seguinte composição:

- Água – (QSP) - quantidade suficiente para,
- Argila bentonita 14 a 20 (Lb/gal)
- Barita 15 a 20 (Lb/gal)

- Viscosificante – 1,0 a 2,0 (Lb/bbl);
- Alcalinizante - 1,0 a 2,0 (Lb/bbl);
- Floculante - 1,0 a 2,0 (Lb/bbl);
- Inibidor de bactérias – 0,5 – 1,0 (Lb/bbl);
- Inibidor de inchamento de argila – 10 – 15 (Lb/bbl);

A preparação dos fluidos de perfuração ocorreu de acordo com a prática de campo, que consistia em adicionar os aditivos, um a um, sob agitação a uma velocidade constante de 13.000 rpm em agitador *Hamilton Beach*, modelo 936, ilustrado na Figura 1, e permanecendo 5 min sob agitação a cada acréscimo de aditivo.



Figura 1. Equipamento Hamilton Beach Mixer, modelo 936.

Fonte: Laboratório de petróleo e gás do IFBA, 2016.

Foi utilizado um planejamento fatorial experimental do tipo 2^3 com 3 experimentos no ponto central, totalizando 11 experimentos. A realização de experimentos no ponto central permite obter uma maior reprodutibilidade dos dados experimentais obtidos. Os experimentos foram realizados de forma aleatória de forma a não ter influência das variáveis de entrada sobre os resultados obtidos.

Após a preparação do fluido de perfuração, adicionou-se a quantidade de biodiesel estabelecida para cada experimento, de acordo com o planejamento fatorial experimental utilizado.

A Tabela 1 ilustra a os níveis e os valores do planejamento fatorial experimental utilizado.

Tabela 1. Variáveis de entrada e níveis para o planejamento fatorial experimental estudado.

Variáveis de entrada estudadas	Níveis codificados dos fatores estudados		
	-1	0	+1
Quantidade de biodiesel (mL)	20	60	100
Temperatura de forno (°C)	50	100	150
Tempo de forno (horas)	2	4	6

Após a preparação dos fluidos de perfuração, foram determinados os seguintes parâmetros físicos e químicos:

- Massa específica ou densidade;
- Viscosidade aparente, plástica e limite de escoamento
- Parâmetros géis
- Alcalinidade
- Teor de Cloretos e salinidade do fluido
- Dureza

Para simular o efeito do envelhecimento do fluido de perfuração enquanto este circula no poço, este foi colocado em uma célula de envelhecimento, ilustrada na Figura 2 (a).

Esta célula de envelhecimento foi colocada em uma estufa rotativa, ilustrada na Figura 2 (b), a qual foi configurada com temperatura e tempo de envelhecimento para o fluido de perfuração preparado, e teve como função simular as condições temperatura e tempo de circulação do fluido dentro do poço, através de movimento dos rolos motorizados que giram a célula de envelhecimento dentro do forno, conforme a figura 2.

Após completado o tempo de forno definido, as células de envelhecimento eram retiradas de dentro do forno, e os testes de alcalinidade novamente realizados para comparação com os valores anteriormente determinados.

Para determinação da massa específica ou densidade do fluido de perfuração obtido foi utilizado o equipamento balança dessimétrica modelo Fann 140, ilustrado na Figura 3. A metodologia para obtenção dos resultados foi a do teste padrão: API-13B-2 2005, o qual

consiste em colocar uma amostra de fluido dentro do recipiente até transbordar e colocar a tampa.



Figura 2 – (a) Célula de envelhecimento, (b) Equipamento Fann Estufa Rotativa Roller Oven. Fonte:

Laboratório de petróleo e gás do IFBA, 2016.



Figura 3 – Balança densimétrica Fann Modelo 140. Fonte:

Laboratório de petróleo e gás do IFBA, 2016.

Para o estudo reológico (determinação das viscosidades aparente, plástica e limite de escoamento) e parâmetros géis, o fluido era agitado durante 5 min no agitador mecânico Hamilton Beach, anteriormente descrito. Em seguida o fluido era transferido para o recipiente apropriado do viscosímetro Fann 35A, ilustrado na Figura 4, o qual possui seis valores de torque, que foram lidos com taxas de cisalhamento variando de 5,1 a 1022 s⁻¹.



Figura 4 – Viscosímetro Fann, modelo 35 A.

Fonte: Laboratório de petróleo e gás do IFBA, 2016.

Com os dados das leituras obtidas no viscosímetro, calculou-se a viscosidade aparente (VA), a viscosidade plástica (VP) e o limite de escoamento (LE) segundo a norma N-2605, 1998, utilizando as equações abaixo.

$$\text{Viscosidade aparente (VA): } VA = L600/2 \text{ (cP).} \quad (1)$$

$$\text{Viscosidade plástica (VP): } VP = L600 - L300 \text{ (cP).} \quad (2)$$

$$\text{Limite de escoamento (LE): } LE = L300 - VP \text{ (N/m}^2\text{)}. \quad (3)$$

Para o cálculo da força gel inicial, o fluido de perfuração foi colocado no viscosímetro onde permaneceu por 15 segundos com rotação de 600 rpm, ficando em repouso por 10 segundos. Em seguida, liga-se o aparelho e efetua a leitura a 3 rpm. Essa será o gel inicial. Para o gel final, o fluido permanece em repouso por 10 min e efetua-se a leitura a 3 rpm. A força gel será a diferença entre o gel final e o gel inicial.

Os valores de alcalinidade, teor de cloretos e dureza foram determinados por método de titulação seguindo o Padrão de Teste da Petrobras para fluidos base óleo.

Foram avaliados os seguintes tipos de alcalinidade presente em um fluido: alcalinidade parcial do filtrado, alcalinidade da lama e alcalinidade total do filtrado.

Segundo Morais, (2009) os testes de rotina podem ser registrados de três maneiras distintas:

1. Alcalinidade parcial do filtrado (Pf), usando a fenolftaleína como indicador, como volume de uma solução tituladora de ácido sulfúrico N/50, em cm³;
2. Alcalinidade parcial do fluido (Pm), usando a fenolftaleína como indicador, como volume de uma solução tituladora de ácido sulfúrico N/50, em cm³ ;
3. Alcalinidade total do filtrado (Mf), usando o metilorange, como volume de uma solução tituladora de ácido sulfúrico N/50, em cm³

Para o teor de cloretos do fluido sintético foi obtido por:

$$Cl^{-} \left(\text{Cloretos}, \frac{mg}{L} \right) = \frac{10.000 * Vol_{AgNO_3}(mL)}{Vol. da amostra de filtrado (mL)}$$

E a salinidade do fluido sintético em (mg/L) pode ser expressa pelas equações seguintes:

$$NaCl \left(\frac{mg}{L} \right) = 1,65 * \text{Cloretos} \left(\frac{mg}{L} \right)$$

$$KCl \left(\frac{mg}{L} \right) = 2,1 * \text{Cloretos} \left(\frac{mg}{L} \right)$$

$$CaCl_2 \left(\frac{mg}{L} \right) = 1,56 * \text{Cloretos}(mg/L)$$

Os valores da dureza foram obtidos para fluidos base água e os resultados foram expressos em termos de dureza total, Ca⁺² e Mg⁺². O valor do teor de Cálcio em mg/L, foi obtido por:

$$Ca^{2+} \left(\frac{mg}{L} \right) = \frac{400,8 * V1(EDTA, mL)}{Vol. da amostra (mL)}$$

$$Dureza\ total = \frac{400,8 * V2}{Vol.\ da\ amostra\ (mL)}$$

$$Mg^{+2} \left(\frac{mg}{L} \right) = \frac{243,2 * (V2 - V1)}{Vol.\ da\ amostra\ (mL)}$$

Onde V1 é o volume de solução 0,01M de EDTA, obtido no teste do teor de Cálcio e V2 é o volume de solução de 0,01M de EDTA obtido no Teste de Dureza Total.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Os resultados obtidos neste trabalho ilustram as variações da temperatura e do tempo de contato sobre o envelhecimento do fluido de perfuração utilizando biodiesel em sua composição. De modo geral, verificou-se que a variável quantidade de biodiesel utilizada, 20 a 100 mL não apresentou influência significativa nos resultados obtidos, dentro da faixa de valores estudados.

Os resultados obtidos para variações da densidade podem ser observados na Figura 5, onde verificou-se que à medida que a temperatura aumenta de 50°C para 150°C, ocorreu uma diminuição dos valores de massa específica do fluido estudado.

Verificou-se que o valor da massa específica também diminui com o aumento do tempo de forno do fluido. A diminuição ocorreu de 9,5 Lb/Gal no instante inicial, para valores abaixo de 7,0 Lb/Gal após 6 horas de forno com temperatura de 150°C.

Os valores obtidos para variações de VA, VP e LE são ilustrados nas Figuras 6, 7 e 8 respectivamente. Estes resultados foram obtidos após o envelhecimento do fluido nos tempos definidos.

De forma geral, verificou-se que os valores de VA, VP e LE diminuem com o tempo e o aumento da temperatura de forno de 50°C para 150°C. Os valores de viscosidade aparente (VA), sofreram variações de 40 cP para valores inferiores a 28 cP, após um tempo de forno de 6 horas

Esse mesmo comportamento foi observado nas figuras 7 e 8, onde os valores de viscosidade plástica e limite de escoamento diminuíram de 25 cP para 16 cP para VP e de 35 N/m² para 29 N/m².

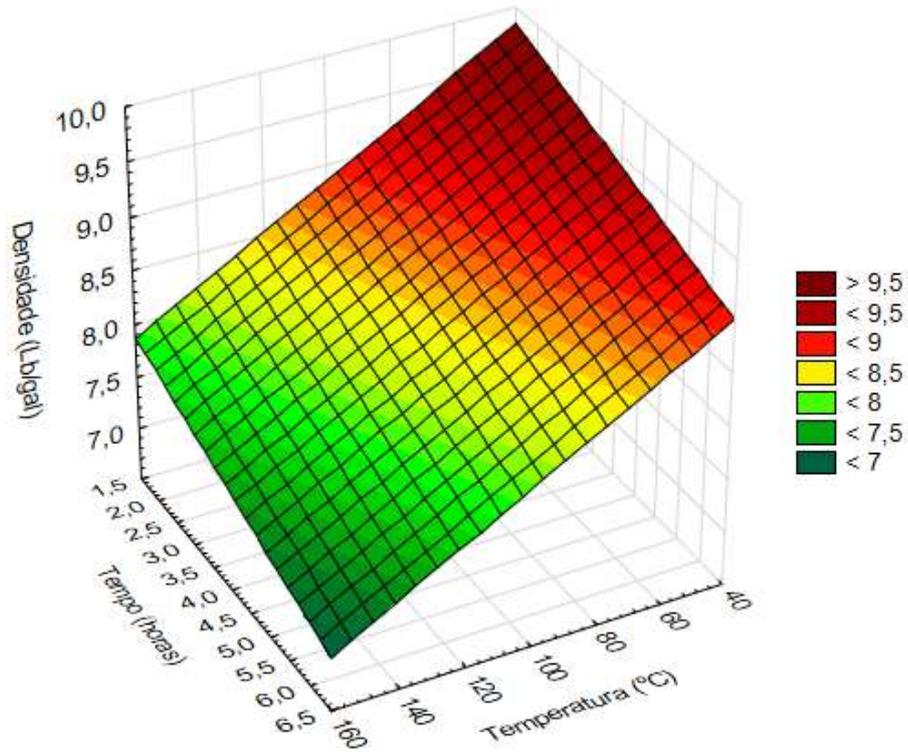


Figura 5 – Variação da densidade em função da temperatura e do tempo.

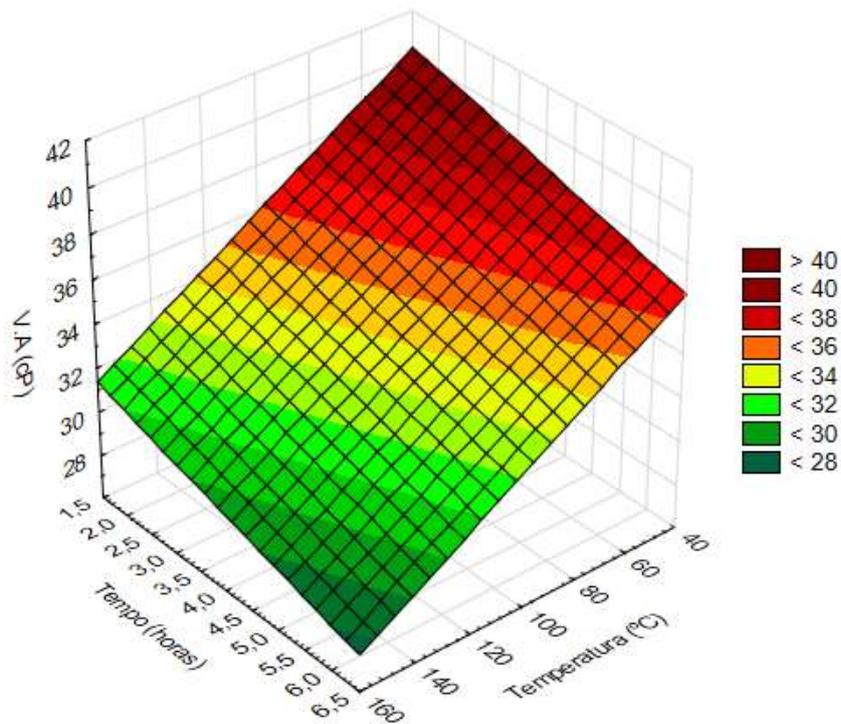


Figura 6 - Variação da viscosidade aparente (V.A) em função da temperatura e do tempo.

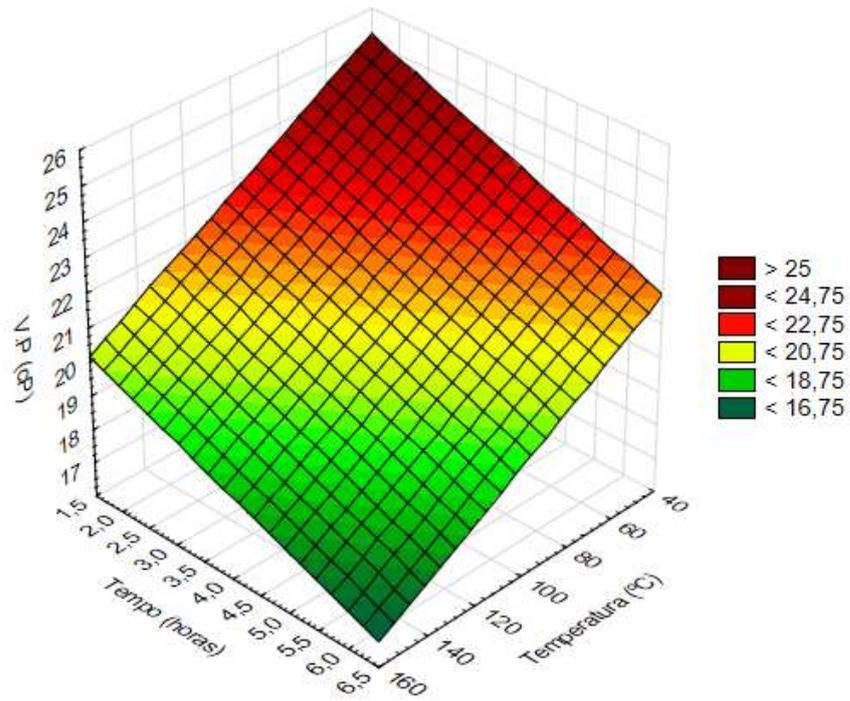


Figura 7 - Variação da viscosidade plástica em função da temperatura e do tempo.

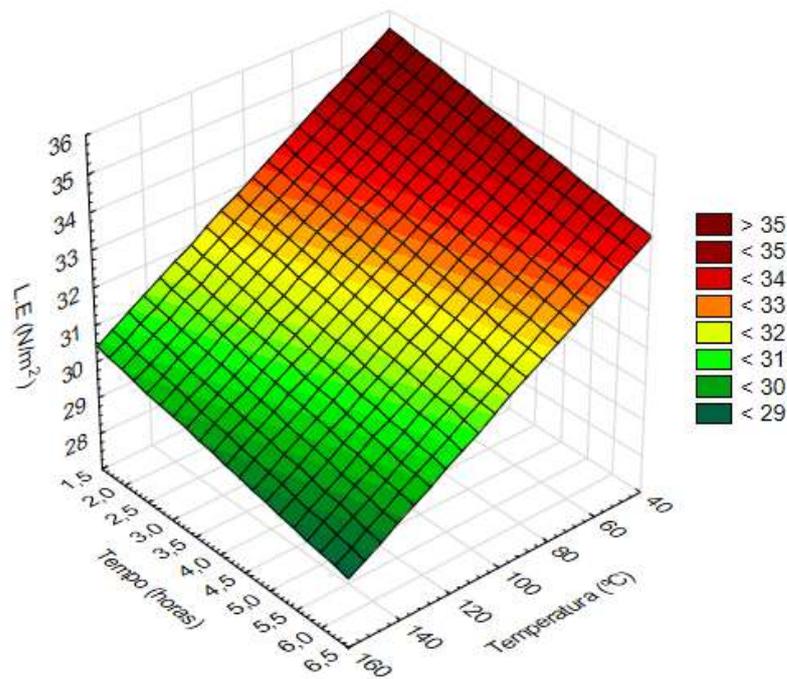


Figura 8 - Variação do limite de escoamento em função da temperatura e do tempo.

Os valores da força gel está ilustrado na Figura 9, onde observa-se também uma diminuição dos valores deste parâmetro com o tempo e a temperatura de forno de rolagem.

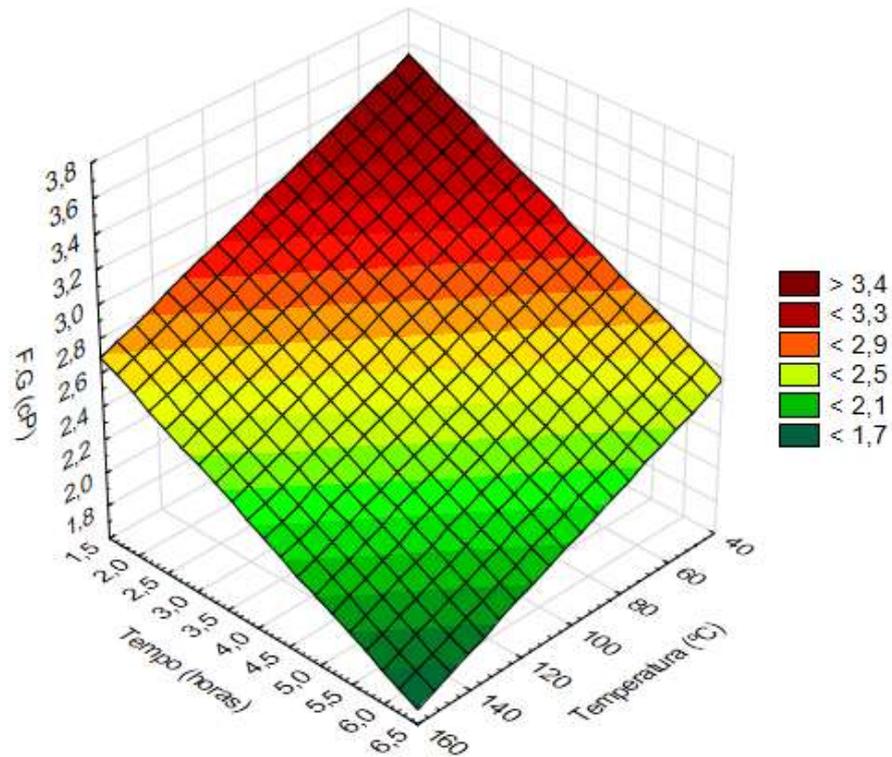


Figura 9 - Variação da força gel em função da temperatura e do tempo.

Os valores finais de VA, VP, LE e Força Gel com as alterações de tempo e temperatura, ficaram fora dos padrões recomendados para fluidos de perfuração, segundo a Norma N 2605 de 1998.

O conhecimento destes parâmetros, segundo Caenn, 2014, são importantes pois fornecem as informações necessárias para o controle diário da reologia da lama e da viscosidade do líquido de forma que devem ser ajustados para os valores adequados de forma a manter a propriedade dos fluidos de perfuração durante toda a operação.

Nas Figuras seguintes estão ilustrados os gráficos dos parâmetros químicos obtidos após o tempo de forno do fluido de perfuração utilizando biodiesel em sua composição.

A Figura 10 ilustra as variações da alcalinidade (relação Pm/Pf.) em função da temperatura e do tempo de forno. Pode-se observar, nesta figura que variações de temperatura de forno apresentaram influência significativa para a diminuição da alcalinidade

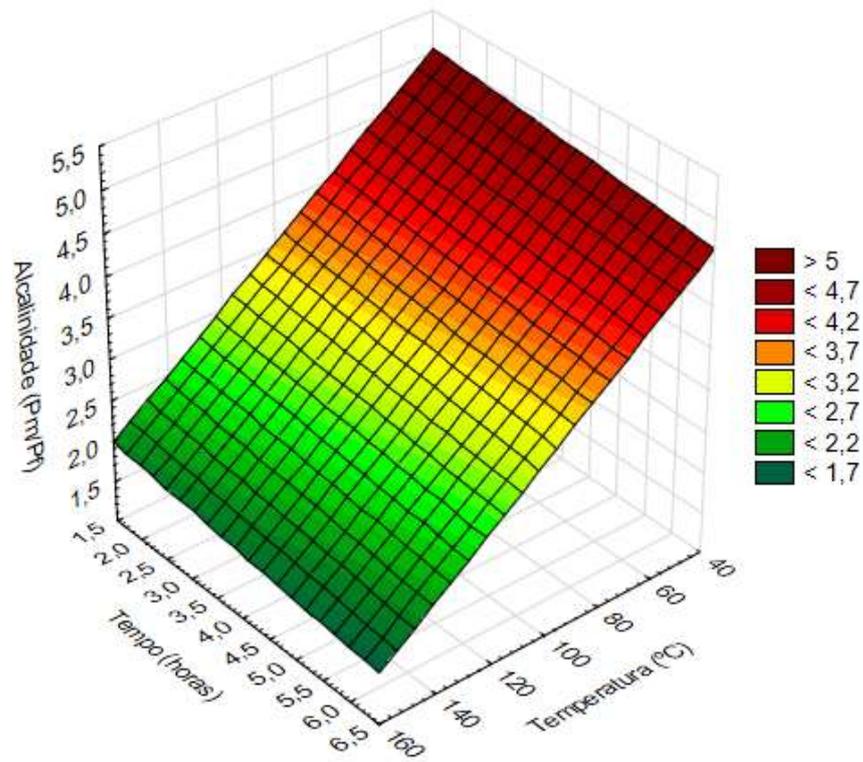


Figura 10 - Variação da alcalinidade em função da temperatura e do tempo.

Segundo Stefan, 1982, deve-se manter a relação Pm/Pf na faixa de 4,0 a 5,0 e estes valores obtidos devem ser iguais entre si, para que o fluido de perfuração esteja estável e em boas condições de utilização. Estes valores foram observados quando se trabalhou com temperaturas de forno de 50°C a 60°C e tempo de forno de inferior a 2 horas. Após este tempo de com temperaturas acima de 60°C, o fluido de perfuração perde a sua característica de estabilidade.

Nas Figuras 11, 12, 13 e 14 tem-se a variação do teor de cloretos e os valores equivalentes para os teores de NaCl, KCl e CaCl₂ em função do tempo e da temperatura em forno de rolagem.

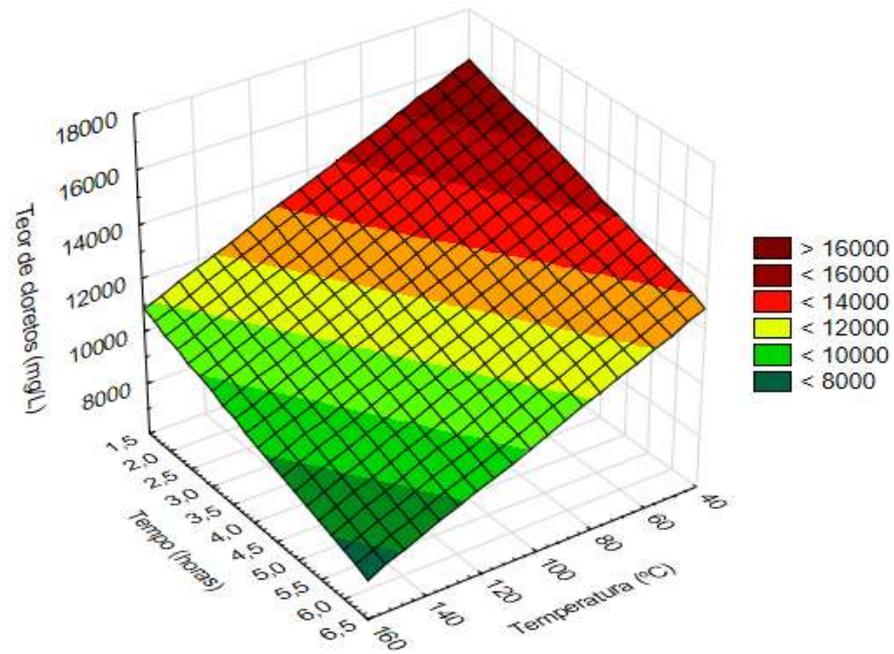


Figura 11- Variação do teor de cloretos em função da temperatura e do tempo.

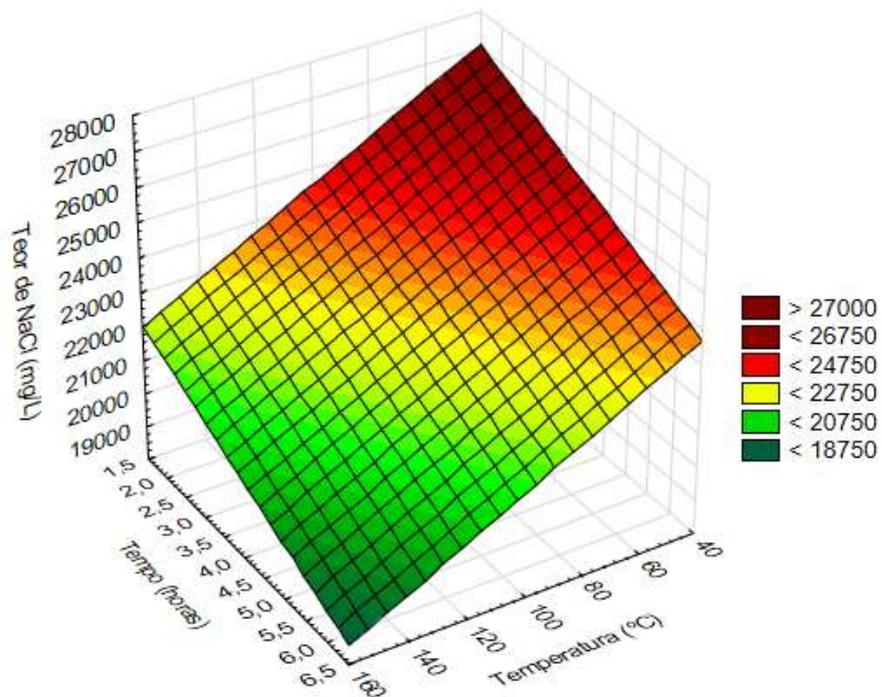


Figura 12- Variação do teor de NaCl em função da temperatura e do tempo.

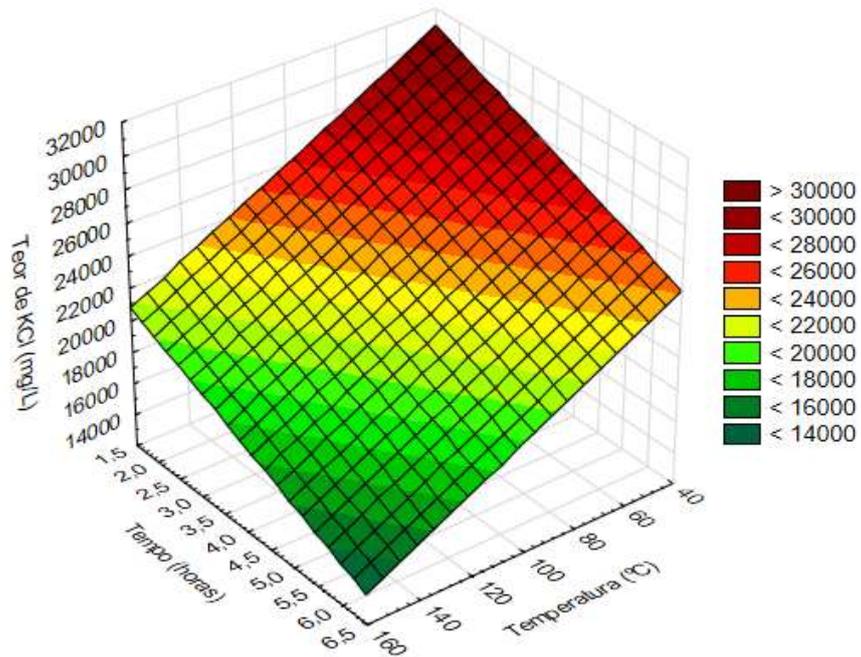


Figura 13- Variação do teor de KCl em função da temperatura e do tempo.

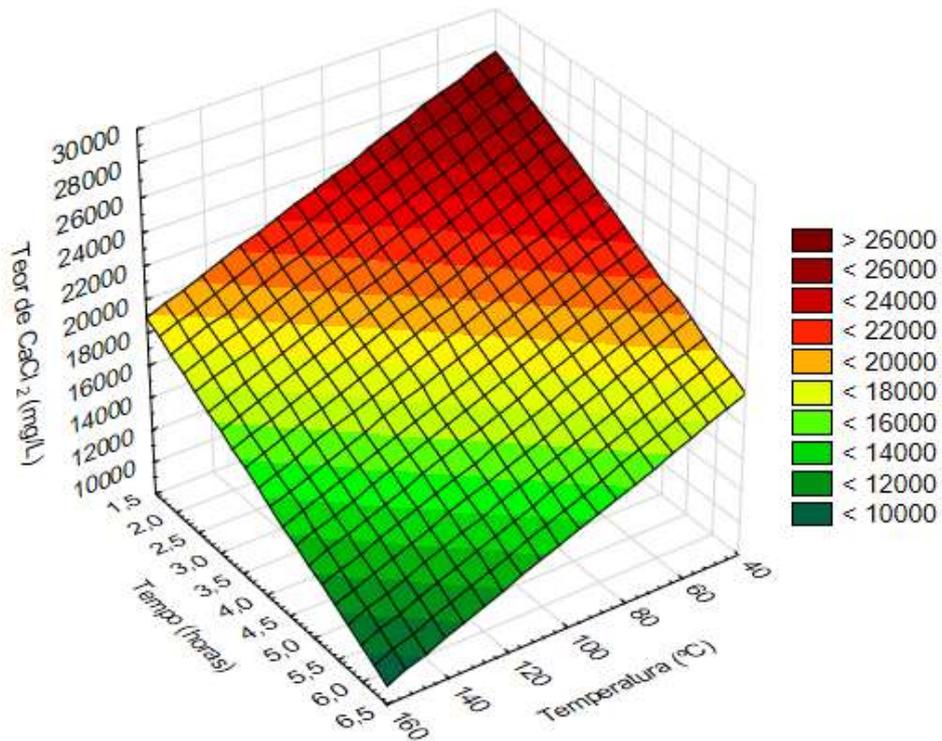


Figura 14- Variação do teor de CaCl₂ em função da temperatura e do tempo.

Através da salinidade é possível determinar o grau de inibição do fluido de perfuração em relação às formações ativas, como os folhelhos, assim como a salinidade da água usada como fase contínua. O monitoramento da salinidade também auxilia no controle de corrosão. A salinidade é expressa em mg/L de NaCl equivalente (AMORIM, 2003).

Pode-se observar, nestas figuras que os parâmetros de variação do teor de cloretos e os valores equivalentes para os teores de NaCl, KCl e CaCl₂ diminuem com o aumento da temperatura do forno de rolagem.

Os teores de Cálcio e Magnésio presentes na água utilizada para preparação dos fluidos são responsáveis pela dureza do fluido de perfuração obtido. As quantidades de Cálcio e Magnésio devem ser constantemente monitoradas, pois a precipitação de um desses Cátions pode ocasionar comprometimento das propriedades do fluido e também desgastes de equipamentos (AMOCO, 1994). Os valores relativos a dureza está representado na figura 15.

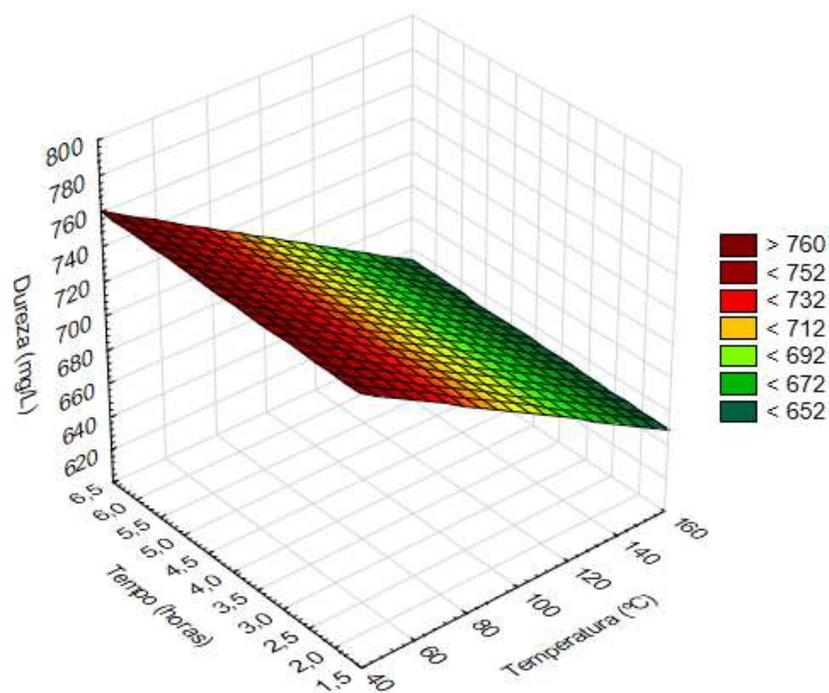


Figura 15- Variação da dureza do fluido em função da temperatura e do tempo.

Valores muito altos ou muito baixos das concentrações de Ca⁺² e Mg⁺² podem ocasionar um aumento do volume de filtrado e permitem a formação de rebocos de maior espessura e menos plásticos, sendo necessário encontrar um valor de concentração compreendido entres os valores mínimo e máximo para que o fluido de perfuração tenha propriedades satisfatórias de filtração. O valor encontrado foi de 36,966 g/L para o Magnésio e 1,185 g/L para o Cálcio.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

Os resultados obtidos neste trabalho ilustraram que a quantidade de biodiesel não apresentou influência significativa nas propriedades dos fluidos estudados, e que um aumento da temperatura e do tempo de forno provocaram alterações nos valores das propriedades físico-químicas para o fluido de perfuração estudado.

A diminuição da densidade do fluido e perfuração provoca a diminuição da pressão hidrostática do poço, favorecendo a ocorrência de *Kicks* ou *Blowouts*, que é o influxo indesejado de fluidos no poço.

Um aumento da temperatura e do tempo de forno nos fluidos de perfuração, provocaram uma diminuição nos valores da viscosidade aparente (VA), viscosidade plástica (VP), limite de escoamento, e força gel, parâmetros estes responsáveis pela reologia dos fluidos de perfuração.

Observou-se também que o fluido de perfuração estudado sofreu alterações de suas propriedades químicas devido ao aumento das variáveis de entrada: temperatura e tempo de forno de rolagem.

Os parâmetros reológicos do fluido de perfuração também sofreram variações de acordo com as alterações dos valores de alcalinidade e do teor de cloretos, uma vez que o aumento da temperatura de 50°C para 150°C e do tempo de forno de 2 horas para 6 horas, deixaram os parâmetros químicos abaixo dos valores recomendados para fluidos de perfuração.

Desta forma, verificou-se que independentemente da quantidade de biodiesel utilizado neste trabalho, os parâmetros físicos e químicos do fluido de perfuração devem ser monitorados frequentemente de forma a garantir a manutenção das propriedades do fluido, de forma a não prejudicar a integridade física dos profissionais envolvidos, a segurança do poço e ao meio ambiente, durante as atividades de perfuração.

REFERÊNCIAS

AMOCO. **Drilling fluids manual**. Amoco Production Company – [S.l.] 1994

AMORIM, Luciana Viana – **Melhoria, Proteção e Recuperação da Reologia de Fluidos Hidroargilosos para uso na Perfuração de Poços de Petróleo**. 275 f. Tese de doutorado –, Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande 2003

CAENN, R.; DARLEY, H. C. H.; GRAY, G. R.; **Fluidos de Perfuração e Completação**. Editora Campus 2014.

GUIMARÃES, I. B.; ROSSI, L. F. - **Estudo dos Constituintes dos Fluidos de Perfuração: Proposta de uma Formulação Otimizada e Ambientalmente Correta**, XVII Congresso Brasileiro de Engenharia Química, 2008,

KIRSCHNER, B. D.; **Avaliação da Estabilidade de Fluidos de Perfuração Base Água**. Universidade Federal do Rio Grande do Norte, NUPEG, PRH-ANP 14. 2008

LUCENA, D. V; LEITE, R. S.; AMORIM, L. V., LIRA, H. L. - **Aplicação do planejamento experimental no estudo de fluidos inibidos isentos de cloro: Parte I**, *Revista Eletrônica de Materiais e Processos*, v.5.3 (2010) 42-48

MORAIS, A, J, P. **Análise Comparativa das Propriedades dos Fluidos de Perfuração para Poços de Água e Petróleo**. São Cristóvão, 2009, 55 f. Graduação em Engenharia Civil, Universidade Federal de Sergipe, Sergipe, 2009.

PETROBRAS, **Ensaio de Viscosificante para Fluido de Perfuração Base de Água na Exploração e Produção de Petróleo, Método, N-2605**, 1998.

SILVA, C. T.- **Desenvolvimento de fluidos de perfuração a base de óleos vegetais**, Natal, janeiro de 2003

STEFAN, P.; **Manual de Fluidos de Perfuração**. Petrobras, Salvador, 1982.