



**Universidade Federal de Santa Catarina
Centro de Ciências Físicas e Matemáticas
Departamento de Química
Curso de Graduação em Química Bacharelado**

**Estudo da estabilidade elétrica de fluidos de emulsão inversa
usados para perfuração de poços de petróleo**

Gláucia Rodrigues de Melo Perez

FLORIANÓPOLIS / SC

NOVEMBRO/2008

Gláucia Rodrigues de Melo Perez

**Estudo da estabilidade elétrica de fluidos de emulsão inversa
usados para perfuração de poços de petróleo**

Monografia apresentada ao curso de
Graduação em Química, da Universidade
Federal de Santa Catarina – UFSC, como
requisito parcial para obtenção do grau de
Bacharel em Química.

Coordenador de Estágio: Prof^a. Dra. Inês Maria da Costa Brighente

Orientador: Prof. Dr. Almir Spinelli

Colaboradores: Químico Juliano Magalhães

Geólogo Eugênio Pereira

FLORIANÓPOLIS / SC

Novembro – 2008

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho ao homem mais importante da minha vida, que me ensinou o caráter, a força, a humildade diante do erro, e me amou incondicionalmente...

A ele que foi um exemplo de vida, que desejou tudo isso até mais do que eu mesma...

...e que me foi tirado de forma tão repentina e dolorosa...

Manoel Messias de Melo
Meu pai

Morto num acidente em 11 de janeiro de 2008.

Com saudades

AGRADECIMENTOS

A Deus por ter me dado forças quando me senti fraca, consolo quando me senti triste e paz quando me senti angustiada;

A meu pai (*in memoriam*) por seu amor incondicional, pelo encorajamento e pelo orgulho demonstrado no olhar e no sorriso diante de cada uma de minhas conquistas;

Ao Heliton por todo o amor, carinho, compreensão e paciência nesses longos anos de faculdade;

A minha mãe, Ângela, pelo amor e apoio;

As minhas irmãs, Gicielly e Andréia pela amizade e carinho;

A minha prima, Thássia Sueylla e a minha avó Lourdes, que mesmo longe sempre me apoiaram;

Ao professor Almir Spinelli, meu orientador, pelo apoio e oportunidade de desenvolver este trabalho;

A professora Tereza pela amizade e compreensão durante todo o curso;

Ao professor Nilo Kuelkhamp pela força e apoio;

Ao professor Joussef, por ter me ensinado a ver a Química com outros olhos, o que tem sido essencial para o meu trabalho;

A empresa System Mud e ao geólogo Eugênio Pereira, que viabilizou a execução deste projeto; e em especial ao Juliano Magalhães, químico desta empresa pela amizade, pelos valiosos ensinamentos e pela paciência frente às inúmeras perguntas;

As misses lab da System Mud, Luciene Stein pelos conselhos valiosos e Marina Schmidt pela amizade e alegria constante;

Aos grandes amigos dessa longa jornada: Gustavo, Fabíola, Kaline, Mateuzinho, Leandro, Márcia, Tiago, Raquel, pelo apoio e pelas alegrias compartilhadas;

Ao Ortiz, Édson e Tony, da empresa de transportes Transday, que possibilitou a continuidade do meu estudo, pelo transporte diário Itajaí X Florianópolis em horários compatíveis.

Este trabalho foi desenvolvido no GEPPEA – Grupo de Estudos de Processos Eletroquímicos e Eletroanalíticos, situado no laboratório 310 do Departamento de Química da Universidade Federal de Santa Catarina, sob orientação do Professor Dr. Almir Spinelli, e em parceria com a Empresa System Mud Indústria e Comércio Ltda., situada à Rua Otávio Muller, 204, Bairro Carvalho, Itajaí, SC, que forneceu todos os insumos necessários e financiou o projeto, com suporte técnico de Juliano Magalhães e Eugênio Pereira.

***As coisas boas duram tempo suficiente
para se tornarem inesquecíveis.***

(Autor desconhecido)

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS.....	vi
LISTA DE TABELAS.....	viii
LISTA DE ABREVIATURAS.....	ix
RESUMO.....	xi
1. INTRODUÇÃO E JUSTIFICATIVA.....	1
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	2
2.1. Fluidos de perfuração.....	2
2.2. Classificação dos fluidos de perfuração.....	3
2.3. Propriedades reológicas dos fluidos de perfuração.....	4
2.4. Fundamentos das emulsões.....	6
2.5. Composição do fluido a base de óleo.....	6
2.5.1. Emulsificante principal.....	7
2.5.2. Argila organofílica.....	7
2.5.3. Óxido de cálcio.....	7
2.5.4. Redutor de filtrado.....	7
2.5.5. Salmoura.....	8
2.6. Determinação das características físico-químicas da emulsão.....	8
2.6.1. Densidade.....	8
2.6.2. Viscosidade plástica.....	9
2.6.3. Limite de escoamento.....	9
2.6.4. Resistência de gel.....	9
2.6.5. Filtração.....	9
2.6.6. Estabilidade elétrica.....	10
3. OBJETIVOS.....	11
3.1. Objetivos gerais.....	11
3.2. Objetivos específicos.....	11
4. PARTE EXPERIMENTAL.....	12
4.1. Instrumentação.....	12
4.2. Reagentes e materiais.....	12
4.3. Metodologia.....	13
4.3.1. Preparação do fluido de perfuração.....	13
4.3.2. Estudo da estabilidade elétrica.....	14

4.3.3. Estudo reológico do fluido de perfuração.....	14
5. RESULTADOS E DISCUSSÃO.....	16
5.1. Estabilidade elétrica em função da razão óleo/água.....	16
5.2. Estabilidade elétrica em função da concentração de emulsionante.....	19
5.3. Estabilidade elétrica em função da adição de co-emulsionante.....	21
5.4. Estabilidade elétrica em função da adição de barita.....	23
5.5. Estabilidade elétrica em função da adição de argila organofílica.....	24
5.5.1. Reologia dos fluidos de perfuração.....	25
5.5.1.1. Gel inicial e final.....	25
5.5.1.2. Viscosidade aparente.....	27
5.5.1.3. Viscosidade plástica.....	28
5.5.1.4. Limite de escoamento.....	30
5.5.1.5. Volume de filtrado.....	31
6. CONCLUSÃO.....	33
7. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	35

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Fluido de perfuração a base de óleo.....	2
Figura 2. Viscosímetro rotacional Fann 35A.....	5
Figura 3. Esquema de uma emulsão com as gotas dispersas e em fase de coalescência.....	18
Figura 4. Gráfico da EE em função da ROA antes de envelhecer em estufa rotativa.....	18
Figura 5. Gráfico da EE em função da ROA após envelhecer em estufa rotativa.....	19
Figura 6. Gráfico da EE em função da % de emulsionante antes de envelhecer em estufa rotativa.....	20
Figura 7. Gráfico da EE em função da % de emulsionante após envelhecer em estufa rotativa.....	20
Figura 8. Escala de HLB e suas funções.....	21
Figura 9. Gráfico da EE em função da adição de co-emulsionante	22
Figura 10. Gráfico de Gi comparativo com especificações API.....	26
Figura 11. Gráfico de Gf comparativo com especificações API.....	26
Figura 12. Gráfico de VA comparativo com especificações da Petrobras.....	27
Figura 13. Gráfico de VP comparativo com especificações da Petrobras.....	29

Figura 14. Gráfico de LE em função da ROA.....	30
Figura 15. Gráfico de LE comparativo com VP.....	31
Figura 16. Gráfico de VF comparativo com especificações API.....	32

LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Equipamentos utilizados para confecção dos fluidos e suas funções.....	12
Tabela 2. Medida da EE dos fluidos de emulsão inversa antes de envelhecer em estufa rotativa por 16 horas a 82,2 °C.....	16
Tabela 3. Medida da EE dos fluidos de emulsão inversa após envelhecer em estufa rotativa por 16 horas a 82,2 °C.....	16
Tabela 4. Medida da EE dos fluidos de emulsão inversa antes de envelhecer em estufa rotativa por 16 horas a 82,2 °C para confirmação dos resultados.....	22
Tabela 5. Medida da EE dos fluidos de emulsão inversa após envelhecer em estufa rotativa por 16 horas a 82,2 °C para confirmação dos resultados.....	23

LISTA DE ABREVIATURAS, SÍMBOLOS E SIGLAS

°C – Grau Celsius

°F – Grau Farenheint

60/40 – Razão óleo água com 60% de óleo e 40% de água, desconsiderando o teor de sólidos presentes

70/30 – Razão óleo água com 70% de óleo e 30% de água, desconsiderando o teor de sólidos presentes

80/20 – Razão óleo água com 80% de óleo e 20% de água, desconsiderando o teor de sólidos presentes

a/o – Emulsão de água em óleo

API – *American Petroleum Institute*

cP – Centipoise, unidade de viscosidade

EE – Estabilidade elétrica

g cm⁻³ – Gramas por centímetro cúbico

Gf – Gel final

Gi – Gel inicial

HLB – Balanço hidrofílico lipofílico (do inglês *hydrophilic lipophilic balance*)

HTHP – Alta temperatura e alta pressão (do inglês *high temperature and high pressure*)

kgf cm⁻² – quilograma força por centímetro quadrado

L₃ – Leitura a 3 rpm no viscosímetro Fann 35A

L₃₀₀ – Leitura a 300 rpm no viscosímetro Fann 35A

L₆₀₀ – Leitura a 600 rpm no viscosímetro Fann 35A

lb/100ft² – Unidade de pressão do sistema inglês correspondente a 0,4788 Pa

LE – Limite de escoamento

mPa.s – Mili Pascal segundo, unidade de viscosidade

N2604 – Norma Petrobras que especifica medida de reologia dos fluidos base água

N2605 – Norma Petrobras que especifica medida de reologia dos fluidos base água

N2606 – Norma Petrobras que especifica medida de volume de filtrado dos fluidos

N2607 – Norma Petrobras que especifica medida de volume de filtrado dos fluidos

o/a – Emulsão de óleo em água

Pa – Pascal, unidade de pressão do sistema internacional.

ppm – Partes por milhão.

psi – Unidade de pressão do sistema inglês, correspondente a 6,895 kPa

ROA – Razão óleo água

rpm – Rotações por minuto

VA – Viscosidade aparente

VP – Viscosidade plástica

RESUMO

Sabe-se que a continuidade do uso de fluidos de perfuração base óleo está limitada devido à necessidade de se utilizar um fluido que produza o mínimo de impacto ambiental. Neste sentido, o foco tem sido a investigação de fluidos chamados de pseudo-fluidos, ou seja, fluidos base éster, n-parafina, acetais e outros fluidos de emulsão inversa, os quais estão em estudo.

Neste trabalho estudou-se a variação da estabilidade elétrica de fluidos de perfuração base n-parafina em função das principais variáveis, que são razão óleo-água, concentração de emulsionante, adição de agente de peso e de agente redutor de filtrado e tixotrópico, sendo que o emulsionante testado é novidade no mercado de fluidos de perfuração, que apresenta um diferencial em rendimento e em facilidade de preparação em campo, o que motivou sua utilização.

A concentração de emulsionante foi variada para verificar a influência deste parâmetro em diferentes razões óleo-água (60/40, 70/30 e 80/20), mantendo-se constante os demais componentes do fluido.

A concentração de sal, que é um parâmetro que indica a estabilidade e a atividade do fluido, foi mantida em $0,4 \text{ mol L}^{-1}$ de NaCl. Além da estabilidade elétrica, algumas propriedades reológicas foram estudadas, tais como gel inicial e final, viscosidade aparente, viscosidade plástica, limite de escoamento, e o volume de filtrado, sendo estes valores comparados com as especificações do *American Petroleum Institute* (API) e da Petrobras.

O estudo permitiu observar que a estabilidade elétrica do fluido aumenta com o aumento da razão óleo-água e da concentração de emulsionante e apresenta variação pouco significativa com a adição de barita e de argila organofílica.

Este estudo consolidou importantes conhecimentos na área de fluidos de perfuração que abrirão portas para o sucesso de novas pesquisas para a empresa System Mud, financiadora do projeto.

Palavras chave: Fluidos de perfuração, estabilidade elétrica, reologia, emulsão inversa.

1. INTRODUÇÃO E JUSTIFICATIVA

O petróleo é a matéria prima da indústria petrolífera e petroquímica, considerado uma fonte de energia não renovável. Quando encontrado na natureza, está nos poros das rochas, chamadas de rochas reservatórios, cuja permeabilidade irá permitir a sua produção. Se no caminho para a superfície encontra uma estrutura impermeável, que faça seu confinamento e impeça a sua migração, acaba formando um reservatório de petróleo¹.

A perfuração em busca de petróleo data do século XIX, quando a industrialização aumentou a necessidade de produtos derivados do petróleo. Esta operação consiste em perfurar poços desde a superfície até o reservatório de petróleo, baseado em dados geológicos, e fundamenta-se nos elementos que influenciam no custo da perfuração: programa de revestimento, programa de fluido de perfuração e programa de brocas¹.

A perfuração de um poço de petróleo requer a circulação de um fluido para conduzir os cascalhos até a superfície e estabilizar mecanicamente as paredes do poço, garantindo o avanço da operação. Diversas formulações são fabricadas com este objetivo, sendo que a grande maioria utiliza água como fase contínua².

Para locais de difícil perfuração devido à formação geológica (interação rocha-fluido), como folhelhos hidroargilosos, que são rochas altamente sensíveis à instabilidade com o transcurso do tempo; formações portadoras de sal, poços de alta temperatura e alta pressão e locais/campos de exploração com reservatórios pequenos e difíceis de serem perfurados, chamados campos marginais, não é possível operar com fluidos base água, então, se utilizam formulações onde uma substância oleosa ou oleofílica constitui a fase contínua. Atualmente, as bases oleofílicas mais usadas são n-parafina e éster².

A realização deste estudo se deve a pouca tecnologia nacional sobre fluidos de emulsão inversa, isto é, fluidos de base oleofílica para perfuração de poços de petróleo. Este assunto é dominado por empresas multinacionais. Desse modo, o trabalho tem como objetivo estudar a formulação de um fluido de emulsão inversa base n-parafina, que origina um fluido mais barato e mais estável nas condições de temperatura e pressão do poço, em relação aos fluidos base éster, que sofrem hidrólise nas altas temperaturas dos poços de petróleo.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 – FLUIDOS DE PERFURAÇÃO

Os fluidos de perfuração são misturas complexas de sólidos, líquidos, produtos químicos e até gases. Do ponto de vista químico, eles podem assumir aspectos de suspensão, dispersão coloidal ou emulsão, dependendo do estado físico dos componentes³.

De acordo com o *American Petroleum Institute* – API, os fluidos de perfuração são definidos como fluidos de circulação usados em perfurações rotativas para desempenhar as funções (descritas a seguir) durante a operação de perfuração, tornando-se o fluido de circulação um componente indispensável na perfuração de poços⁴.



Figura 1. Fluido de perfuração base óleo

A escolha do tipo de fluido depende, principalmente, da inibição requerida para a formação a ser perfurada. A capacidade de inibição de uma fase fluida é a quantidade do fluido que pode reduzir, ou prevenir o inchamento de sólidos ativos¹.

Os fluidos de perfuração têm como função⁵:

- ✓ Remover os cascalhos gerados pela broca do fundo do poço e trazê-los até a superfície
- ✓ Resfriar e lubrificar a broca e coluna de perfuração
- ✓ Controlar as pressões da formação, impedindo o influxo de gás, água ou óleo

- ✓ Estabilizar mecânica e quimicamente as paredes do poço
- ✓ Transmitir potência hidráulica à broca

Além das funções, os fluidos devem apresentar certas características¹:

- ✓ Não interferir nas formações geológicas
- ✓ Prevenir contra a corrosão da coluna e dos demais equipamentos de circulação
- ✓ Não ser tóxico ao homem e ao meio ambiente
- ✓ Aceitar tratamentos sempre que necessário
- ✓ Manter os sólidos em suspensão sempre que estiver em repouso.

2.2 – CLASSIFICAÇÃO DOS FLUIDOS DE PERFURAÇÃO

A classificação de um fluido de perfuração é feita em função de sua composição, baseada no constituinte principal da fase contínua ou dispersante. Neste critério, os fluidos são classificados em fluidos à base de água, fluidos à base de óleo e fluidos à base de ar ou gás².

A definição de um fluido à base de água considera principalmente a natureza da água e os aditivos químicos empregados no preparo do fluido. A proporção entre os componentes básicos e as interações entre eles provocam sensíveis modificações nas propriedades físicas e químicas do fluido. A água é a fase contínua e pode ser doce, dura ou salgada, tendo como função prover o meio de dispersão para os materiais coloidais, principalmente argilas e polímeros³.

Perfuração a ar ou gás é um termo genérico aplicado quando o ar ou o gás é usado como fluido circulante na perfuração rotativa. São usados quando há situações que recomendam a utilização de fluidos de baixa densidade, como em zonas com perdas de circulação severas e formações produtoras com pressão muito baixa ou com grande susceptibilidade a danos; também em formações muito duras, em regiões com escassez de água ou regiões glaciais com camadas espessas de gelo³.

Os fluidos de perfuração são à base de óleo quando a fase contínua ou dispersante é constituída por uma fase óleo (ésteres ou n-parafina), geralmente composta por hidrocarbonetos líquidos. Pequenas gotículas de água ou de solução

aquosa constituem a fase descontínua desses fluidos. Alguns sólidos coloidais, de natureza inorgânica e/ou orgânica, podem compor a fase dispersa. Os fluidos podem ser emulsões água/óleo propriamente dita (teor de água < 10%) ou emulsão inversa (teor de água de 10% a 45%)³.

As principais características dos fluidos à base de óleo são: grau de inibição elevado em relação às rochas ativas, baixíssima taxa de corrosão, propriedades controláveis acima de 177 °C, até 206 °C, grau de lubricidade elevado, amplo intervalo de variação de densidade e baixíssima solubilidade de sais inorgânicos³.

Devido a estas características, os fluidos à base de óleo têm conferido excelentes resultados nas perfurações de poços de alta temperatura e alta pressão (HTHP), formações de folhelhos argilosos e plásticos, formações salinas, formações de arenitos produtores danificáveis por fluidos à base de água, poços direcionais ou delgados ou de longo afastamento e formações com baixa pressão de poros ou de fratura³.

2.3 – PROPRIEDADES REOLÓGICAS DOS FLUIDOS DE PERFURAÇÃO

A reologia é a ciência da deformação e fluxo da matéria. Fazendo certas medidas do fluido é possível determinar como o fluido escoará abaixo de condições variadas, incluindo temperatura e pressão¹.

Em termos reológicos, a viscosidade é o parâmetro mais conhecido, sendo definida como a resistência ao fluxo. Em trabalhos de campo, as principais propriedades reológicas de interesse para o desenvolvimento de um fluido de perfuração são¹:

- ✓ Viscosidade aparente (cP ou mPa.s)
- ✓ Viscosidade plástica (cP ou mPa.s)
- ✓ Limite de escoamento (lb/100 ft² ou Pa)
- ✓ Força gel (lb/100 ft² ou Pa).

A viscosidade aparente é definida como a viscosidade de um fluido não-newtoniano como se este apresentasse comportamento newtoniano, a determinada taxa de cisalhamento. É medida a uma taxa de cisalhamento fixada pelo API, que é

a medida da metade da leitura marcada em um viscosímetro rotacional a 600 rpm (taxa de cisalhamento de 1022 s^{-1})^{1,6}.



Figura 2: Viscosímetro Rotacional Fann 35A

A viscosidade plástica é a medida da resistência interna do fluido ao escoamento resultante da interação dos sólidos presentes. Ela tem um efeito mecânico indicativo de número, tipo e tamanho das partículas sólidas. Quando o teor de sólidos aumenta, a fricção entre as partículas aumenta^{1,6}.

As forças géis são uma medida das forças atrativas elétricas dentro de um fluido de perfuração quando submetido às condições estáticas e são medidas após 10 segundos (gel inicial) e 10 minutos (gel final), de acordo com as condições especificadas nas Normas Petrobras N204 e N2605. A força gel depende do tempo e das forças estáticas quando um fluxo é iniciado¹.

O limite de escoamento representa o esforço requerido para iniciar o movimento de um fluido².

Os fluidos de perfuração apresentam um comportamento dependente do tempo, conhecido como tixotropia, definido pela primeira vez como uma transformação isotérmica reversível de um sol coloidal para um gel⁶.

Os fluidos tixotrópicos apresentam um incremento de viscosidade quando em condições estáticas (em repouso) pela formação do estado gel, e recuperação da fluidez (estado sol), quando submetido a condições dinâmicas (cisalhamento)⁶.

A tixotropia é causada pela presença de partículas carregadas eletricamente que se encadeiam umas às outras, formando uma matriz rígida. Após um período de repouso, o fluido tixotrópico não escoar, a menos que uma tensão, igual ou superior ao limite de escoamento seja aplicada⁶.

O efeito tixotrópico no fluido de perfuração é importante para evitar a sedimentação dos detritos gerados durante a perfuração, bem como em situações em que é necessário interromper a circulação do fluido. Nesta situação, o fluido permanece em repouso e deve manter os sólidos em suspensão⁶.

2.4 – FUNDAMENTOS SOBRE AS EMULSÕES

Uma emulsão é um sistema disperso no qual as fases são dois líquidos imiscíveis ou parcialmente miscíveis. Em quase todas as emulsões, uma das fases é a água e a outra é um líquido oleoso. Se o óleo for a fase dispersa, a emulsão é chamada de emulsão de óleo em água (o/a); se o meio aquoso for a fase dispersa, a emulsão é chamada de emulsão de água em óleo (a/o) com teor de água menor que 10%, ou emulsão inversa, com teor de água de 10 a 45%^{7,3}.

Para formar uma emulsão necessita-se de três componentes básicos: água, óleo e um agente tensoativo ou emulsificante, e agitação mecânica¹.

Os agentes tensoativos reduzem a tensão interfacial dos líquidos, permitindo a emulsificação. Tensoativos são moléculas que têm na sua estrutura uma parte apolar que é hidrofóbica e uma parte polar que é hidrofílica¹, sendo utilizados, normalmente, cadeias com 12 a 18 átomos de carbono na parte apolar.

O emulsionante tem por função facilitar a emulsificação e provocar a estabilidade da emulsão, pois deve formar um filme adsorvido em torno das partículas dispersas o que ajuda a impedir a floculação e a coalescência⁷.

Em uma emulsão inversa, as partículas de água dispersas no óleo atuam como viscosificantes e contribuem para a formação de gel. Entretanto, para obter sistemas emulsionados mais resistentes à temperatura e as contaminações, deve-se agregar ao fluido, agentes molhantes, agentes viscosificantes tixotrópicos, redutores de filtrado e densificantes¹.

2.5 – COMPOSIÇÃO DO FLUIDO A BASE DE ÓLEO

É de fundamental importância à escolha da concentração dos aditivos usados para a formulação do fluido, tomando como base os dados apresentados pela geologia sobre a formação a ser perfurada, como segue¹:

2.5.1 – Emulsificante principal

A maioria dos emulsificantes fornecidos pelas companhias para preparar o fluido base óleo, de modo geral, é a base de sabão de cálcio formado in situ pela reação de ácidos orgânicos de alto peso molecular ou aminas derivadas de ácidos graxos¹.

2.5.2 – Argila organofílica

É uma argila que perdeu sua afinidade pela água, por tratamento com sais orgânicos, normalmente, sais quaternários de amônio com 12 ou mais átomos de carbono, adquirindo sensibilidade frente a líquidos orgânicos, nos quais incha e confere viscosidade^{1, 8}.

2.5.3 – Hidróxido de cálcio

O hidróxido de cálcio é necessário em sistemas de emulsão inversa para produzir sabão cálcico com os ácidos graxos, em que o produto formado possui propriedades emulsificantes, de acordo com a equação genérica¹:



2.5.4 – Redutor de filtrado

É uma mistura de ácidos graxos com propriedades redutoras de filtrado em sistemas de emulsão inversa, fazendo ainda com que o fluido não perca sua estabilidade diante de variações de temperatura¹.

2.5.5 – Salmoura

A água com cloreto de sódio e/ou cloreto de cálcio é usada para controlar a atividade química, que é de vital importância em qualquer sistema base óleo. O meio ambiente salino fornece uma emulsão mais estável que resiste aos efeitos de sólidos perfurados e incorporados ao sistema¹.

2.6 – DETERMINAÇÃO DAS CARACTERÍSTICAS FÍSICO-QUÍMICAS DA EMULSÃO

Tanto na preparação do fluido como durante a perfuração das formações de um poço, este deve ter ótimas propriedades e mantê-las durante as operações requeridas, portanto, deve-se determiná-las continuamente, em virtude de contaminações que poderão ocorrer durante a perfuração. As propriedades são: densidade, viscosidade plástica, limite de escoamento, gel inicial e final, filtrado API (de acordo com o *American Petroleum Institute*) e estabilidade elétrica⁸.

2.6.1 – Densidade

A densidade de um fluido de perfuração deve ser controlada para promover suficiente pressão hidrostática no sentido de prevenir influxo de fluido da formação, porém deve-se ter cuidado com este aumento, que pode causar perda de circulação ou redução na taxa de perfuração. A densidade do fluido está diretamente relacionada com a concentração dos sólidos. A relação óleo/água deverá estar de acordo com a densidade desejada, sendo que se pode trabalhar na faixa de 0,95 g cm⁻³ a 2,16 g cm⁻³.

2.6.2 – Viscosidade plástica

É a medida da resistência interna para escoar um fluido, como resultado da interação dos sólidos presentes em um fluido de perfuração, e é encontrada subtraindo-se da leitura da viscosidade a 600 rpm a leitura a 300 rpm, $(L_{600} - L_{300})$, obtidas no viscosímetro Fann 35A, sendo seu valor expresso em Centipoise (cP).

2.6.3 – Limite de escoamento

Representa o esforço requerido para iniciar o movimento de um fluido. Obtém-se subtraindo a leitura a 300 rpm o resultado da viscosidade plástica, $(L_{300} - VP)$, sendo expresso em $\text{lbf}/100\text{ft}^2$ (ou convertido a Pa).

2.6.4 – Resistência gel

Baseia-se na tixotropia do fluido e tem como vantagem auxiliar a manutenção de cascalhos e da barita em suspensão, sendo mais importante que as viscosidades. As resistências de gel são medidas em dois intervalos de tempo, sendo a primeira feita após 15 segundos de agitação a 600 rpm e desligado o viscosímetro por dez segundos, sendo ligado a 3 rpm e feita a leitura. Desliga-se novamente o viscosímetro por 10 minutos e ligando a 3 rpm, faz nova leitura. Assim, são chamados de gel inicial e final⁵.

2.6.5 – Filtração

As formações encontradas durante a perfuração podem portar-se como tela de filtro. Os sólidos do fluido são depositados nas paredes do poço e o líquido da fase

contínua (filtrado) invade a formação. Um baixo valor de filtrado ajuda a manter a estabilidade do poço e minimiza danos à formação. Os benefícios que podem ser obtidos no controle de perda de fluido são: redução do perigo de prisão de ferramenta, aumento da proteção para as formações produtoras e promoção da estabilidade do poço. O filtrado é uma quantidade (a ser determinada) de fase contínua (neste caso, óleo) que passa para as paredes do poço (formação), desestabilizando-as.

2.6.6 – Estabilidade elétrica (EE)

É a medida da voltagem requerida para iniciar um fluxo de corrente elétrica e é um indicativo de quão fortemente a água está emulsionada numa base orgânica. Altos valores indicam uma emulsão mais forte e, portanto, um fluido mais estável. Sabe-se que o óleo não é condutor de corrente elétrica. O fluxo de eletricidade é estabelecido entre os pólos dos eletrodos quando as gotas de água emulsificada coalescem formando uma ponte ou circuito contínuo. A magnitude da voltagem requerida para quebrar a emulsão completando o circuito nos dá a estabilidade elétrica da emulsão, expressa em volts.

Existem vários fatores que afetam o valor da estabilidade elétrica, dentre eles:

- ✓ Emulsão – implica na uniformidade do tamanho das gotas e sua distribuição;
- ✓ Concentração de eletrólito – o aumento ou diminuição da concentração de eletrólitos tem o efeito temporário de mudar a estabilidade elétrica;
- ✓ Conteúdo de água – à medida que o volume de água aumenta, a distância entre as gotas emulsificadas diminui, aumentando assim a possibilidade de coalescência;
- ✓ Sólidos molhados por água – a presença de sólidos molhados por água diminuirá algumas vezes a estabilidade elétrica, devido ao fato de atuarem como água não emulsificada;
- ✓ Temperatura – um fluido a baixa temperatura terá uma estabilidade elétrica maior que o mesmo fluido a uma temperatura mais alta.

3. OBJETIVOS

3.1 – OBJETIVOS GERAIS

Desenvolver um fluido nacional de base óleo, feito com insumos de baixa toxicidade e a partir de componentes vegetais, a fim de contribuir para o avanço da tecnologia nacional na área de fluidos de perfuração para poços de petróleo.

3.2 – OBJETIVOS ESPECÍFICOS

i) Desenvolver os fluidos de emulsão inversa, destinados à realização dos ensaios de estabilidade elétrica.

ii) Realizar o envelhecimento do fluido em estufa Roller Oven, por 16 horas, para simular as condições de temperatura e cisalhamento pela broca, ocorridas durante a perfuração de poços.

iii) Definir, com base nos testes de estabilidade elétrica, a melhor razão óleo/água e a melhor concentração de emulsionante.

iv) Aos fluidos mais estáveis eletricamente, adicionar os insumos viscosificantes, adensantes e tixotrópicos para formulação completa do fluido.

v) Realizar as medidas reológicas segundo as normas Petrobras (N2604 e N2605), determinar as forças géis (inicial e final), estabilidade elétrica e teste de filtrado HTHP, segundo as normas Petrobras (N2606 e N2607), e calcular as viscosidades aparente, plástica e limite de escoamento.

4. PARTE EXPERIMENTAL

4.1 – INSTRUMENTAÇÃO

Na tabela 1 estão listados os principais equipamentos utilizados durante os procedimentos experimentais, bem como a aplicação principal.

Tabela 1. Equipamentos utilizados no estudo e suas funções.

EQUIPAMENTO	UTILIZAÇÃO
Agitador mecânico - Hamilton Beach Modelo N – 936	Mistura do sistema base n-parafina
Estufa rotativa - Roller Oven OFITE – modelo portátil 0140	Envelhecimento do fluido e simulação das condições de cisalhamento da broca
Medidor de Estabilidade Elétrica OFITE	Medida da estabilidade elétrica
Prensa de filtrado para alta pressão e alta temperatura/API OFITE 170 – 01	Determinação do volume de filtrado
Viscosímetro rotacional Fann 35A	Determinação das propriedades reológicas e gel

4.2 – REAGENTES E MATERIAIS

Os fluidos foram preparados utilizando-se n – parafina como fase contínua, ácido graxo de origem vegetal e hidróxido de cálcio, para formação do agente emulsionante in situ. O hidróxido de cálcio também apresenta as funções de manter o pH do fluido alcalino, para minimizar a corrosão e combater alguma contaminação por gases ácidos⁹. Utilizou-se ainda salmoura de cloreto de sódio a 0,4 mol L⁻¹ em água destilada, um aditivo de médio balanço hidrofílico-lipofílico (HLB) da marca System Mud como agente co-emulsionante para melhorar a molhabilidade do

sistema, barita como agente de peso e argila organofílica como redutor de filtrado e agente tixotrópico.

Todos os insumos foram fornecidos pela Empresa System Mud Indústria e Comércio Ltda, localizada na Rua Otávio Muller, 204, Bairro Carvalho, Itajaí, SC, e foram usados sem prévia purificação por serem aditivos específicos para essa utilização.

4.3 – METODOLOGIA

Os fluidos foram feitos em duplicata, nas razões óleo/água 60/40, 70/30 e 80/20, com concentrações de emulsionante de 7,5%; 10,0%; 12,5% e 15,0% para cada formulação. As formulações com 2,5% e 5,0% de emulsionante foram descartadas no início do estudo devido à verificação da instabilidade do sistema, pois não formaram emulsão.

Os gráficos apresentados na seção de resultados e discussão se referem aos valores médios obtidos do estudo em duplicata.

4.3.1 – Preparação do fluido de perfuração

Foram adicionados a n-parafina e o ácido graxo no copo do misturador Hamilton Beach e colocado em agitação a 13000 rpm. Adicionou-se o Ca(OH)_2 no copo sob agitação e, após sua completa adição, iniciou-se a cronometragem e aumentou-se a velocidade do misturador para 17000 rpm. Após 5 minutos foi adicionada salmoura com $0,4 \text{ mol L}^{-1}$ de NaCl sem desligar o misturador, e deixou-se agitando por 15 minutos.

Após 24 horas de repouso para completa formação do emulsionante, transferiu-se a mistura para a célula da estufa rotativa Roller Oven, envelhecendo o fluido por 16 horas a $82,2 \text{ }^\circ\text{C}$ ($180 \text{ }^\circ\text{F}$). Fez-se adição do co-emulsionante para melhorar a molhabilidade do sistema. Após, adicionou-se barita como agente de peso, pois é

interessante que o fluido apresente peso específico em torno de $1,26 \text{ g cm}^{-3}$ e argila organofílica como redutor de filtrado e agente tixotrópico.

4.3.2 – Estudo da estabilidade elétrica

A estabilidade elétrica foi medida antes e após o processo de envelhecimento em estufa rotativa Roller Oven, antes e após a adição de co-emulsionante, após a adição de adensante e após a adição de argila organofílica.

Devido ao ambiente do laboratório não ser climatizado e a EE ser dependente da temperatura, o estudo foi feito em duplicata.

O medidor de EE não é um aparelho preciso e a EE depende também do tempo em que o eletrodo fica em contato com a solução e do tempo de cisalhamento aplicado ao fluido anteriormente à leitura, que foi um tempo padrão de cinco minutos para todas as formulações. Devido a essas considerações, a medida da EE foi feita em quintuplicata para todos os fluidos, sendo os valores tabelados a média das cinco medidas.

4.3.3 – Estudo reológico dos fluidos de perfuração

O estudo reológico dos fluidos de perfuração foi realizado após a adição de argila organofílica, segundo uma adaptação feita à Norma N-2605 da Petrobras, devido a que esta norma se refere aos fluidos à base de água, consistindo nas seguintes etapas: agitou-se a dispersão durante 5 minutos em agitador mecânico na velocidade de 17000 rpm.

Transferiu-se a dispersão para o recipiente térmico usado no viscosímetro rotativo Fann 35A e aguardou-se que a temperatura chegasse a $49 \text{ }^\circ\text{C}$ ($120 \text{ }^\circ\text{F}$). Então acionou-se o viscosímetro na velocidade de 600 rpm por 1 minuto, efetuando-se a leitura. Logo após, mudou-se para 300 rpm, fazendo a leitura após 1 minuto. Agitou-se a dispersão novamente a velocidade de 600 rpm por 15 segundos e desligou-se o viscosímetro mudando a velocidade para 3 rpm, fazendo a leitura após

10 segundos de repouso, este é o gel inicial (Gi). Desligou-se o viscosímetro novamente por 10 minutos, religando-o novamente na velocidade de 3 rpm e efetuando-se a leitura, este é o gel final (Gf).

A viscosidade aparente (VA) é o valor obtido da leitura a 600 rpm dividido por 2, dada em cP, e a viscosidade plástica (VP) é a diferença das leituras realizadas a 600 rpm e a 300 rpm, também dada em cP. O volume de filtrado (VF) foi determinado em um filtro prensa da marca Ofite, com aplicação de uma pressão da ordem de 35 kgf cm⁻² (500 psi) a temperatura de 82,2 °C (180 °F) durante 30 minutos. Os valores estão expressos em mL e o valor obtido deve ser multiplicado por 2, devido ao volume da célula deste tipo de prensa, para adequar com os valores obtidos com outras prensas de volume maior. Segundo especificações da Petrobras e API, o VF máximo é 6 mL⁴.

O limite de escoamento é calculado a partir de VP, sendo $LE = L_{300} - VP$,

5. RESULTADOS E DISCUSSÃO

5.1 – ESTABILIDADE ELÉTRICA EM FUNÇÃO DA RAZÃO ÓLEO/ÁGUA

A estabilidade elétrica de uma emulsão é um indicativo de quão fortemente a água está emulsionada numa base orgânica. Altos valores indicam uma emulsão mais forte e, portanto, um fluido mais estável⁹.

No teste de estabilidade elétrica a voltagem (potencial elétrico) é aumentada através dos eletrodos de uma sonda de dimensões fixas até que as gotículas de água se conectem formando uma ponte que fecha o circuito. A magnitude da voltagem requerida para quebrar a emulsão completando o circuito nos dá a estabilidade elétrica da emulsão expressa em volts⁹.

Na tabela 2 estão apresentados os valores da estabilidade elétrica média para os fluidos de perfuração base n-parafina antes de envelhecer em estufa Roller Oven e na tabela 3 estão os valores da estabilidade elétrica média destes fluidos após envelhecimento na estufa citada

Tabela 2. Medida da EE média dos fluidos de emulsão inversa, antes de envelhecer em estufa rotativa por 16 horas a 82,2 °C (180 °F).

ROA	Teor de emulsionante (%)			
	7,5	10,0	12,5	15,0
60/40	192,95	243,90	709,00	1001,10
70/30	227,30	442,30	612,90	1358,80
80/20	321,00	998,30	1343,60	2000,00

Tabela 3. Medida da EE média dos fluidos de emulsão inversa, após envelhecer em estufa rotativa por 16 horas a 82,2 °C (180 °F).

ROA	Teor de emulsionante (%)			
	7,5	10,0	12,5	15,0
60/40	128,75	320,35	494,80	635,40
70/30	304,75	945,05	871,65	1159,75
80/20	717,15	1636,80	1881,60	2000,00

Como mostrado nas tabelas acima, o aumento da quantidade de óleo (ROAs mais elevadas) aumenta-se os valores da EE, que é coerente com o esperado, pois altas concentrações de água diminuem a EE porque diminuem a distância entre as gotículas de água, o que facilita o fechamento do circuito elétrico causado pela coalescência das gotículas, conforme observado na figura 3.

Observa-se nas figuras 4 e 5 que as EE dos fluidos não apresentam comportamento linear, o que não deve ser visto como um problema, já que o valor medido da EE não assegura a estabilidade da emulsão e devem ser encarados apenas como uma tendência.

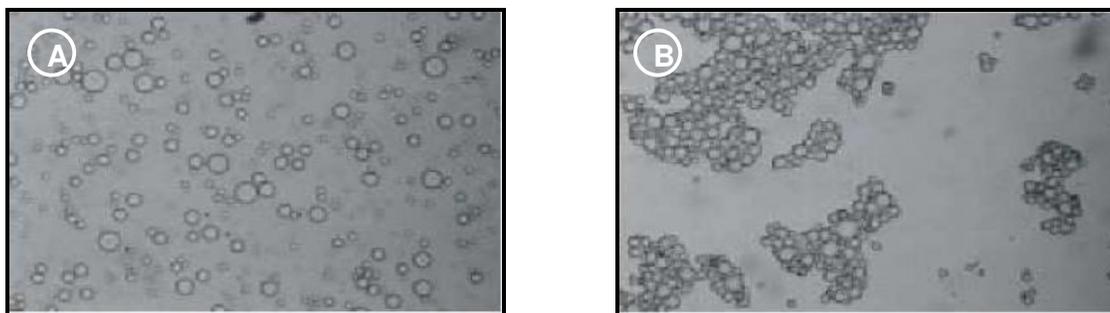


Figura 3. Esquema de uma emulsão com as gotas dispersas (A) e no início da fase de coalescência (B).

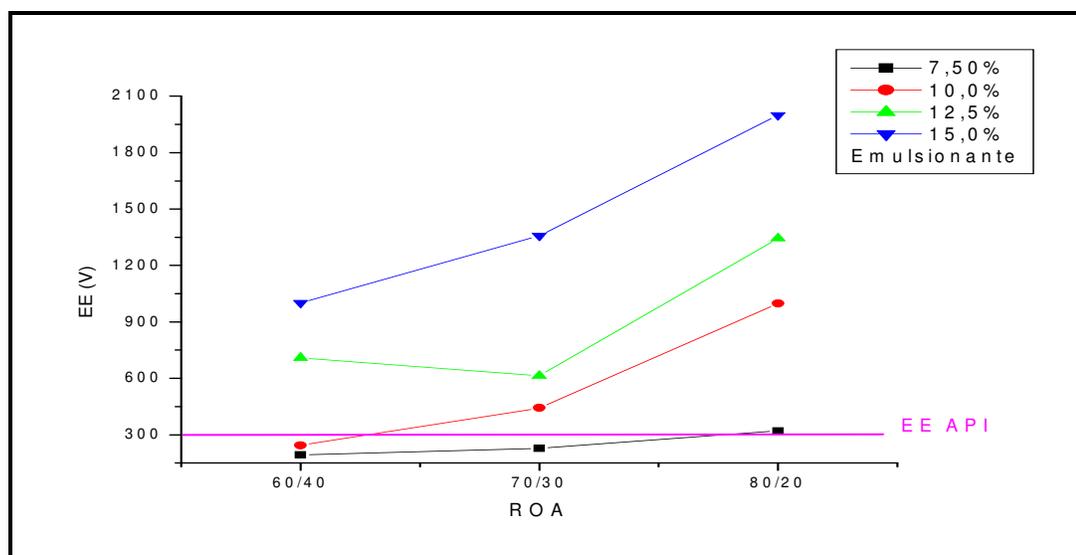


Figura 4. Gráfico da EE em função da ROA, antes de envelhecer em estufa rotativa

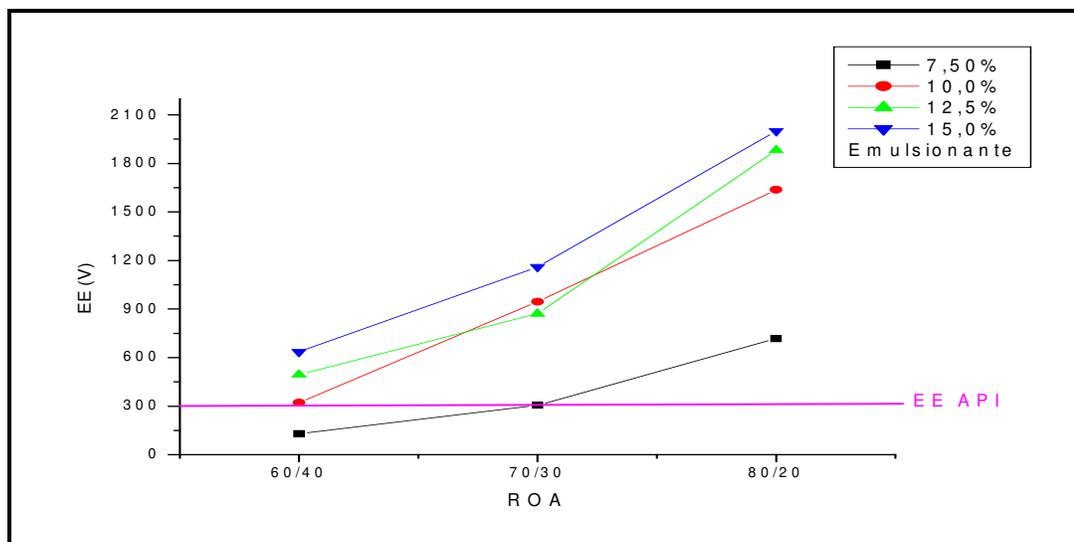


Figura 5. Gráfico da EE em função da ROA, após envelhecer em estufa rotativa

Na figura 4 observa-se que as formulações que contém ROA 60/40 com 7,50% e 10,0% de emulsificante e a ROA 70/30 com 7,50% de emulsificante apresentam valores de EE abaixo do valor estipulado pelo API. Após o envelhecimento na estufa, apenas a formulação que contém ROA 60/40 com 7,5% de emulsificante apresentam EE abaixo do valor especificado pelo API, conforme mostrado na figura 5, indicando que o processo de envelhecimento aumentou a EE das formulações contendo ROA 60/40 com 10% de emulsificante e 70/30 com 7,5% de emulsificante.

Este comportamento era esperado, pois fluidos de emulsão inversa recentemente preparados usualmente apresentam baixos valores de EE. Esta estabilidade é adquirida quando o fluido é submetido à temperatura de fundo de poço, e quando sofre o cisalhamento da broca. O cisalhamento proporciona uma estabilização mecânica, mesmo quando pequenas concentrações de emulsificantes estão sendo usadas⁹.

5.2 – ESTABILIDADE ELÉTRICA EM FUNÇÃO DA CONCENTRAÇÃO DE EMULSIONANTE

Ainda nas tabelas 2 e 3 pode-se observar que o aumento da concentração de emulsificante tende a aumentar a EE, de acordo com o esperado, pois o aumento da

quantidade de emulsificante permite um rearranjo das micelas para um menor tamanho, formando emulsões mais estáveis.

As figuras 6 e 7 mostram a variação da EE em função da porcentagem de emulsificante presente no fluido, antes e depois do envelhecimento na estufa, respectivamente.

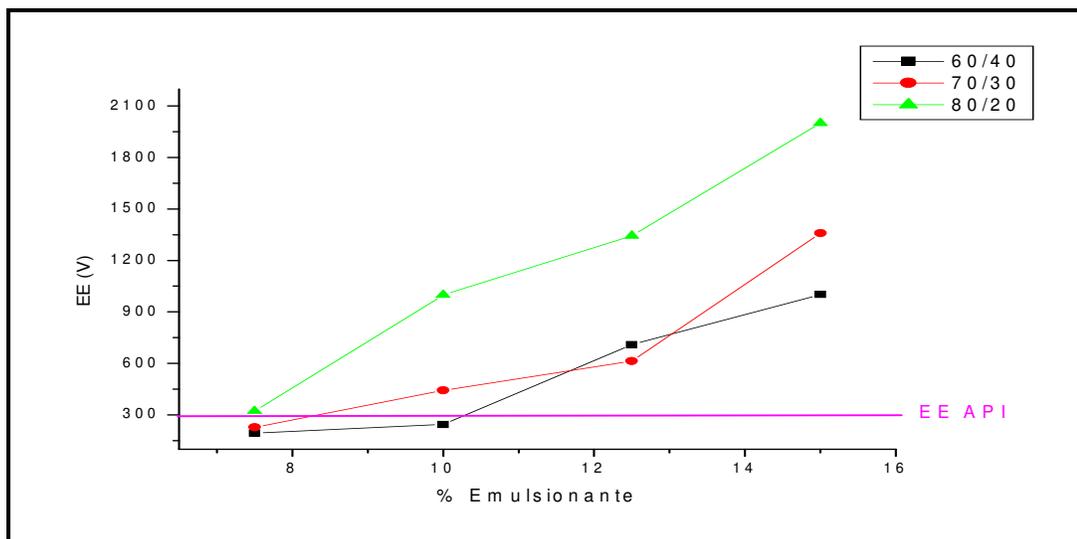


Figura 6. Gráfico da EE em função da % de emulsificante, antes de envelhecer em estufa rotativa

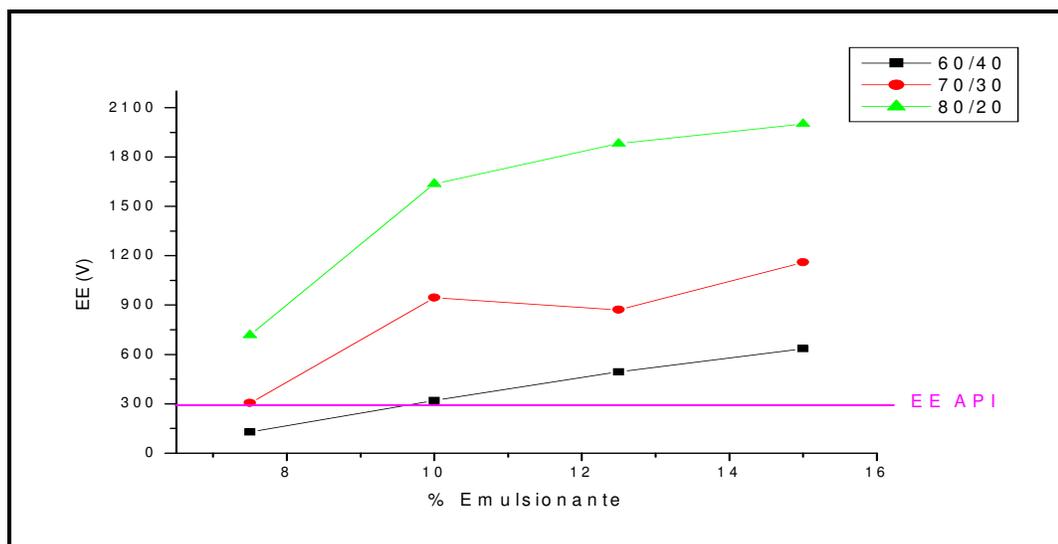


Figura 7. Gráfico da EE em função da % de emulsificante, após envelhecer em estufa rotativa

As considerações sobre linearidade e aumento da estabilidade após envelhecimento na estufa, discutidos anteriormente, são aplicáveis a estes gráficos também.

Os fluidos com valores de EE muito altos não são viáveis devido a outros fatores que não a EE, discutidos posteriormente.

O estudo foi continuado após envelhecimento em estufa rotativa, por isso todos os valores apresentados se referem aos fluidos já envelhecidos e não serão comparados com os valores que seriam obtidos antes do envelhecimento, pois estes valores não foram medidos.

5.3 – ESTABILIDADE ELÉTRICA EM FUNÇÃO DA ADIÇÃO DE CO-EMULSIONANTE

A adição de co-emulsionante ao fluido não é feita no intuito de aumentar a EE, mas de que ele haja como agente molhante dos recortes de perfuração, sendo a molhabilidade indispensável ao uso em campo.

Um agente molhante é um tensoativo que reduz a tensão interfacial e o ângulo de contato entre um líquido e o sólido, possuem uma extremidade que é solúvel na fase contínua e outra que tem uma forte afinidade com a superfície do sólido e atuam forçando a saída de água da superfície do sólido.

Para se ter uma emulsão estável não é suficiente ter um emulsionante para estabilizar as gotículas de água e um agente molhante para garantir a molhabilidade dos sólidos por óleo. Tem-se que ter uma reserva de emulsificantes e agentes molhantes capazes de emulsionar qualquer quantidade de água que entre no sistema e molhar qualquer sólido que contamine o sistema. A ação dos agentes emulsionantes e óleo molhantes devem-se ao diferente balanço hidrofílico lipofílico (HLB) deste insumo.

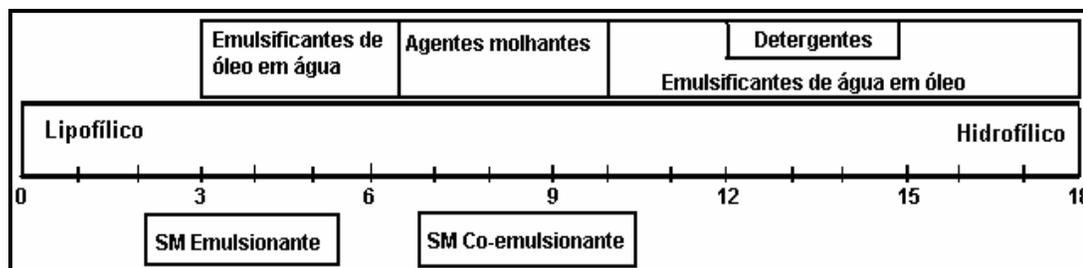


Figura 8. Escala de HLB e suas funções.

O HLB é um balanço entre as forças do terminal hidrofílico e o terminal lipofílico de um surfactante e permite caracterizar sua funcionalidade. Como se observa na figura 8, emulsificantes de óleo em água possuem HLB baixos e emulsificantes de água em óleo, números de HLB altos. Os agentes molhantes possuem números HLB intermediários

Na figura 9 observa-se a variação da EE em função da adição de co-emulsionante.

Em geral houve uma leve tendência de aumento da EE. Contudo, esse aumento não é significativo em relação à adição de emulsionante principal.

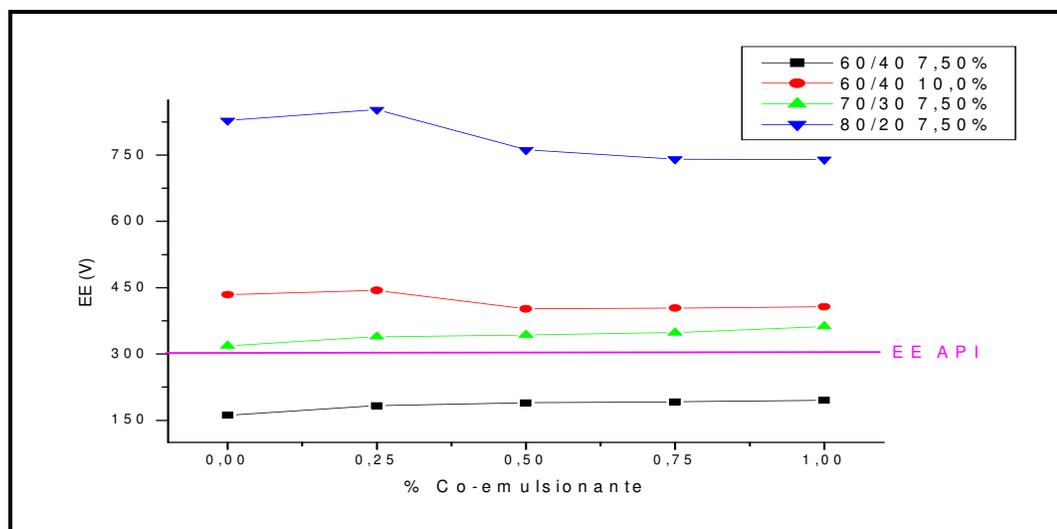


Figura 9. Gráfico de EE em função da adição de co-emulsionante

Este fato vem consolidar a especificidade do emulsionante principal, pois não há como corrigir a EE sem a adição deste. Em geral, se mudar o balanço hidrofílico-lipofílico do fluido devido à adição de agente molhante ocorre uma tendência à desestabilização do mesmo.

As micelas tendem a desorganizar-se em torno das gotículas de água e isso desestabiliza o fluido, diminuindo a EE, conforme observado para o fluido com maior concentração de emulsionante (ROA 60/40, a 10,0% de emulsionante) e para o fluido com menor quantidade de água (ROA 80/20).

5.4 – ESTABILIDADE ELÉTRICA EM FUNÇÃO DA ADIÇÃO DE BARITA

A adição de barita foi definida pela fórmula seguinte, objetivando alcançar uma densidade de $1,26 \text{ g cm}^{-3}$:

$$m_B = \frac{d_f * V_L - m_L}{\left[1 - \frac{d_f}{d_B} \right]}$$

Onde:

m_B : massa de barita a ser adicionada ao fluido

d_f : densidade que se quer alcançar

V_L : Volume do fluido

m_L : massa do fluido

d_B : densidade da barita

A tabela 4 mostra o comportamento da EE antes e após a adição de barita ao sistema.

Tabela 4. Medida da EE antes e após a adição de barita

Formulação	EE (V)¹	EE (V)²
60/40 7,5%	195,00	184,50
60/40 10%	406,80	393,10
70/30 7,5%	362,50	464,10
80/20 7,5%	740,80	1130,4

¹ Medidas obtidas antes da adição de barita

² Medidas obtidas após a adição de barita

Conforme observado, a EE dos fluidos de perfuração não sofreu variações significativas com relação aos valores obtidos e sua comparação com a especificação API, com a adição de barita, que é um sólido inerte, mas com grande superfície de contato, capaz de desestabilizar o sistema. Como não houve separação de fase ou queda significativa da EE, sendo que em alguns casos a EE até aumentou, isso mostra a boa estabilidade do sistema.

5.5 – ESTABILIDADE ELÉTRICA EM FUNÇÃO DA ADIÇÃO DE ARGILA ORGANOFÍLICA

A argila organofílica foi adicionada ao fluido como agente tixotrópico e redutor de filtrado, para melhorar as propriedades reológicas, força gel e volume de filtrado principalmente. Por sugestão do geólogo Eugênio Pereira, que tem larga experiência em trabalhos de campo na área de fluidos de perfuração, foi adicionado uma concentração de 6 kg m^{-3} de argila organofílica.

Tabela 5. Medida da EE antes e após a adição de argila organofílica

Formulação	EE (V)	EE (V)
60/40 7,5%	184,50	249,00
60/40 10%	393,10	414,00
70/30 7,5%	464,10	476,00
80/20 7,5%	1130,4	1042,2

¹ Medidas obtidas antes da adição de barita

² Medidas obtidas após a adição de barita

Em geral, a adição de argila organofílica não altera a EE do fluido, como observado na tabela 10, onde as variações da EE são pouco significativas quando comparadas ao valor mínimo de 300 V estipulado pelo API, como esperado, pois sua atuação deve ser para reduzir o filtrado (fase contínua que passa para a formação), e por ser um sólido inerte, não influencia a EE do sistema.

A sua adição pode, inclusive, ser suprimida, contudo é recomendada em baixa concentração para atuar na redução de filtrado.

5.5.1 – Reologia dos fluidos de perfuração

5.5.1.1 – Gel inicial e gel final

A leitura a 3 rpm, L_3 , é de fundamental importância quando se deseja avaliar a capacidade de limpeza do poço, pois quando não há circulação de fluido, os recortes em suspensão devem permanecer no fluido e não sedimentar. Isso é conseguido com bons valores de viscosidade a baixa taxa de cisalhamento, que é o que L_3 representa. É desejável, portanto, que o fluido apresente valores de L_3 elevados para garantir uma boa capacidade de transporte e sustentação dos cascalhos no interior do poço¹¹.

Durante a utilização dos fluidos, dá-se a incorporação de sólidos perfurados ao mesmo, o que resulta no aumento dos valores reológicos. Assim, é comum iniciar-se a perfuração de uma dada fase com baixos valores de L_{600} e L_3 (fluido novo) e perceber-se o contínuo aumento dos mesmos com o avanço da perfuração¹¹.

Valores de gel muito elevados são indesejáveis, pois ao reiniciar a perfuração após uma parada, a alta viscosidade exigiria grande esforço mecânico. Já valores de gel muito abaixo dos estipulados pelo API podem provocar o entupimento do poço devido a não sustentação dos cascalhos pelo gel do fluido¹⁰.

Se os dados referentes aos G_i e G_f estão dentro do estipulado pelo API, não se tem nenhum problema no tocante a fechamento do poço (prisão ferramental), assentamento de cascalhos sobre a broca, etc., ou seja, ter-se-á uma ótima suspensão de sólidos durante uma parada na operação para, por exemplo, manobrar a coluna de perfuração para troca da broca¹.

Conforme se observa nas figuras 10 e 11, todos os fluidos se encontram dentro dos valores estipulados pelo API, que é de 3-12 lbf/100ft^{2**} para o gel inicial e 8-20 lbf/100ft^{2**} para o gel final¹⁰, exceto a formulação 60/40 com 7,5% de emulsionante, após envelhecimento em estufa rotativa.

**Neste trabalho optou-se por utilizar as unidades do Sistema Inglês de unidades porque esta é a unidade utilizada em trabalhos de campo e em pesquisas e publicações na área de perfuração de poços de petróleo. Esta é uma unidade de pressão correspondente a 0,4788 Pa.

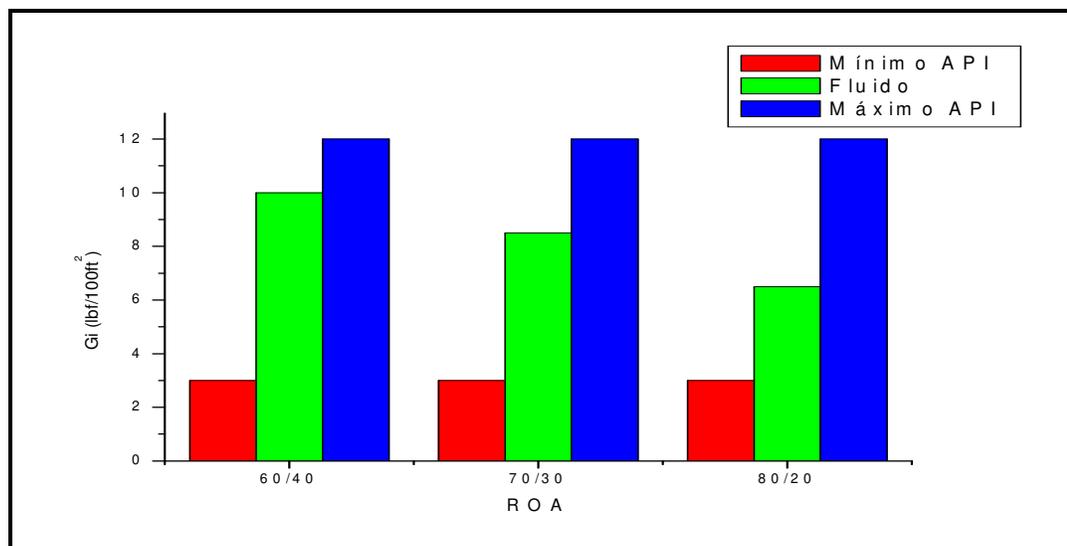


Figura 10. Gráfico de G_i comparativo com especificações API

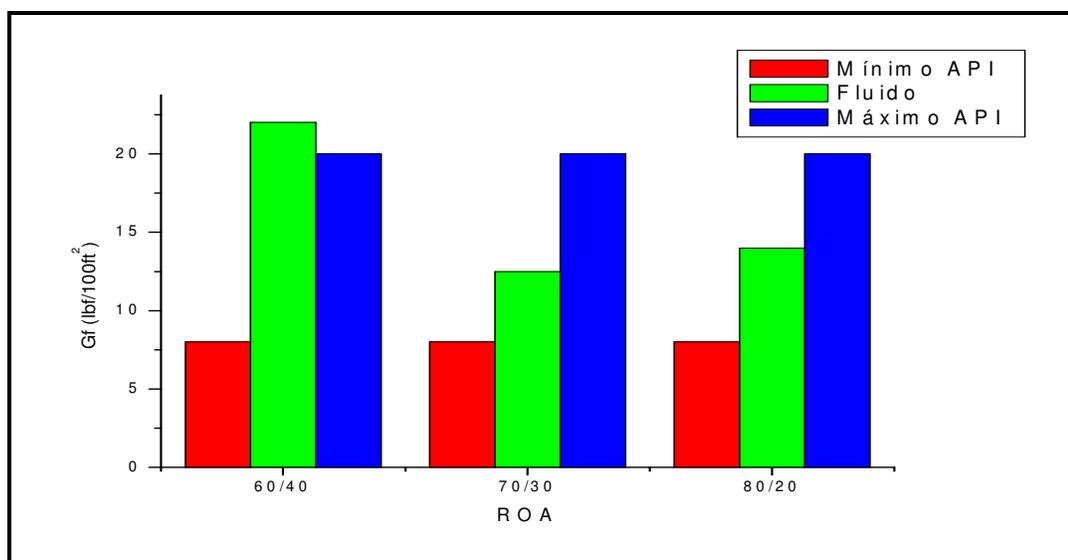


Figura 11. Gráfico de G_f comparativo com especificações API

É viável a utilização de fluidos de perfuração com estes valores de G_i e G_f , no entanto, dever-se-ia ter que monitorar constantemente o fluido, pois durante a perfuração ocorre a incorporação dos sólidos perfurados, que faz aumentar os valores reológicos.

Após a adição de argila organofílica, a formulação 60/40 com 10,0% de emulsionante foi descartada da continuação do estudo conforme discutido posteriormente, portanto, os gráficos apresentam os valores médios dos resultados obtidos com as formulações 60/40, 70/30, 80/20, todas com 7,5% de emulsionante.

5.5.1.2 – Viscosidade aparente

O valor da medida de VA em 600 rpm, no viscosímetro Fann, está relacionado com a perda de carga que ocorre durante a circulação de um fluido de perfuração. Altos valores de L_{600} geram maiores perdas, pois isto implica em maiores valores de VA¹¹.

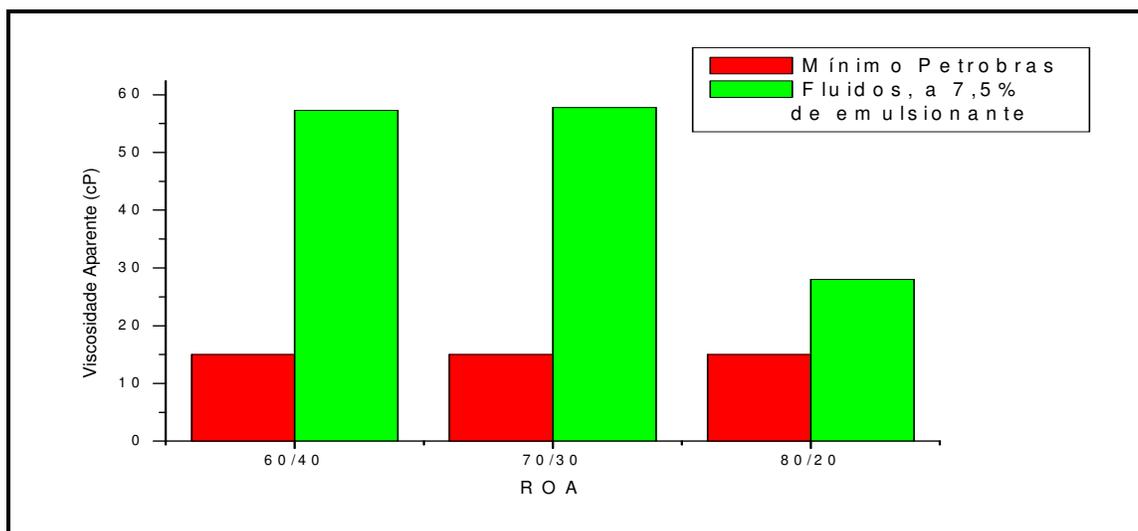


Figura 12. Gráfico de VA comparativo com especificações da Petrobras

Fluidos padrão de perfuração para petróleo possuem viscosidade aparente acima de 15 cP, usualmente entre 25 e 35 cP. Abaixo de 15 cP, não é possível utilizar o fluido porque este não irá proporcionar uma limpeza adequada. Valores muito acima de 35 cP geram carga de trabalho extra para a bomba de lama (fluido) que deverá trabalhar acima de sua capacidade normal.

De acordo com estas observações, pode-se observar na figura 12 que apenas a formulação 80/20 a 7,5% de emulsificante atende as especificações e poderia ser utilizada em trabalhos de campo. As formulações 60/40 e 70/30, ambas a 7,5% de emulsificante apresentam valores de VA muito elevados para a prática de campo, o que poderia causar estragos na bomba de lama (fluido) devido ao esforço excessivo requerido para bombear este tipo de fluido.

.5.1.3 – Viscosidade plástica

A viscosidade plástica é a medida da resistência interna para escoar um fluido. Os valores de VP abaixo de 10 cP não são adequados para fluidos de perfuração, pois isso é um indicativo de que o limite de escoamento do fluido está muito alto e os sólidos em suspensão no fluido podem causar uma prisão de ferramental** durante uma manobra.

Os valores muito acima de 10 cP representam que o fluido apresenta alta viscosidade e assim sendo pode gerar sobrecarga na bomba de fluido (ou no sistema de bombeamento como um todo).

Uma baixa repentina nos valores de VP pode dar indício de problemas no fluido sendo esse parâmetro monitorado o tempo inteiro durante uma perfuração.

Conforme se observa na figura 13, nenhuma das formulações causaria a prisão do ferramental durante uma manobra, pois todas apresentam valores de VP muito superiores ao mínimo exigido nas especificações.

Devido ao alto valor de VP nas formulações 70/30 e 80/20 com 7,5% de emulsionante, estas formulações não devem ser utilizadas no início de uma perfuração e sim para limpeza do poço, quando estiver sendo perfurado com altas taxas de penetração¹, no entanto, deve-se monitorar este parâmetro durante todo o tempo para identificar a ocorrência de sobrecarga no sistema e, se necessário, alterar a VP do fluido.

A formulação 60/40 com 7,5% de emulsionante não deve ser usada por apresentar um valor excessivamente alto de VP, o que poderia causar a sobrecarga do sistema, gerando elevados prejuízos com perda de tempo e dinheiro.

A viscosidade pode ser alterada com a adição de mais emulsionante ou pela adição de aditivo viscosificante específico, sendo que este não foi tratado neste trabalho, para não fugir dos objetivos propostos.

**Prisão de ferramental é um termo utilizado em trabalhos de campo significando uma situação em que a bomba de fluido não consegue promover o avanço da operação, porque a coluna de perfuração fica presa às paredes do poço. Existem vários tipos de prisão de ferramental, mas este caso se refere à situação que ocorre atrito excessivo entre a haste e as paredes do poço, provocado pela viscosidade e gel elevados do fluido, que funciona como “cola”, e deve-se utilizar tratamentos químicos e físicos para desprender a ferramenta e continuar o avanço da operação.

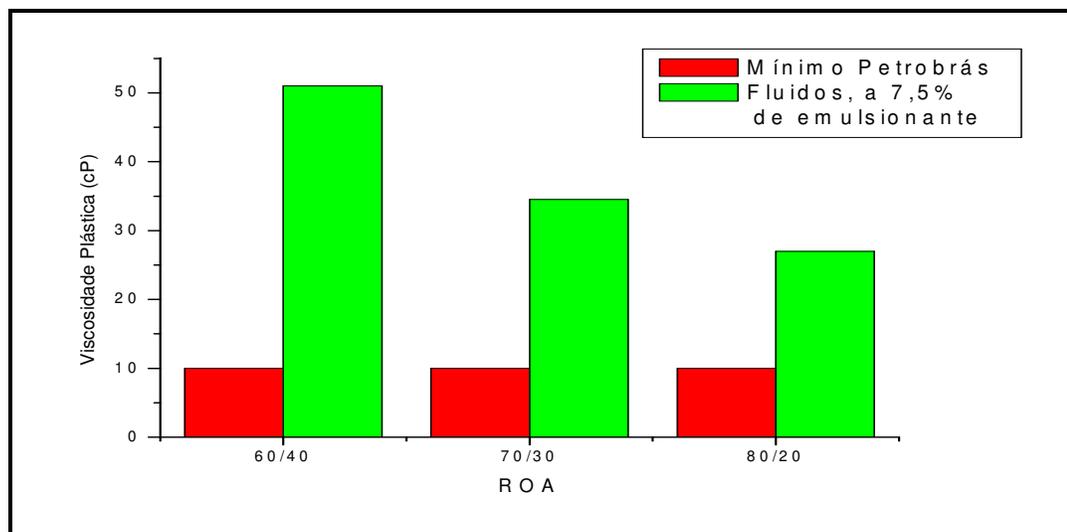


Figura 13. Gráfico de VP comparativo com especificações da Petrobras

As formulações com ROAs 60/40 e 70/30 com 10% de emulsionante e todas as formulações com 12,5% e 15% de emulsionante foram descontinuadas do estudo devido à consistência pastosa que apresentaram após envelhecimento em estufa rotativa, com valores de viscosidade que excederam a escala do aparelho viscosímetro Fann 35A, que é de 300 cP.

Fluidos com consistência pastosa (lembra graxa) são inviáveis para aplicação em campo devido à força necessária que a bomba deve aplicar para bombear o fluido para o fundo do poço e trazê-lo de volta a superfície.

Ademais, fluidos com alta concentração de emulsionantes são inviáveis economicamente, pois o emulsionante é um dos insumos mais caros necessários à fabricação de um fluido de perfuração, de modo que, se usados em altas concentrações, oneram demais o custo final da operação.

As formulações com ROA 60/40 com 10% de emulsionante adquiriram consistência pastosa após a adição de barita e de argila organofílica, sendo descontinuadas do estudo pelas razões expostas acima, de modo que o estudo foi finalizado apenas com as formulações de ROAs 60/40, 70/30 e 80/20 com 7,5% de emulsionante, que apresentaram condições econômicas favoráveis e de aplicabilidade.

5.5.1.4 – Limite de escoamento

Valores de limite de escoamento acima da viscosidade plástica constituem um estado de floculação para os sólidos presentes. O fluido floculado pode resultar em altos valores de filtrado e prisões de ferramental, além de gerarem sobrecarga para o sistema de bombeamento de fluido.

O limite de escoamento é um modelo matemático proposto por Bingham, que lineariza os valores obtidos nas leituras de L_{600} e L_{300} para gerar uma idéia da viscosidade do fluido sob baixa taxa de cisalhamento. Com o advento de novos aparelhos com leituras a 3 e 6 rpm este foi substituído pelas leituras de gel inicial (L_3 a 10 segundos de descanso) e gel final (L_3 a 10 minutos de descanso). Sendo que estes últimos são mais representativos e precisos que o limite de escoamento.

Na figura 14 está representado os valores de LE obtidos para os fluidos com formulações 60/40, 70/30 e 80/20 com 7,5% de emulsionante e na figura 15 a comparação do LE com a VP, devido a relação existente entre estes parâmetros, conforme discutido anteriormente.

Conforme se observa na figura 15, os valores de LE são muito superiores aos valores de viscosidade plástica para os fluidos em estudo, o que pode justificar os valores de volume de filtrado obtido para estes fluidos, e que serão discutidos a seguir.

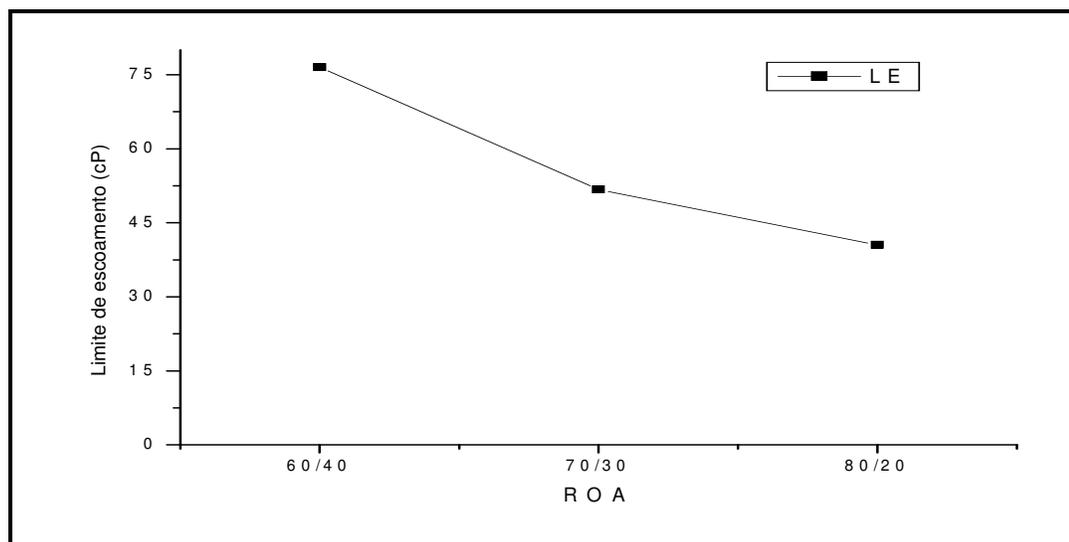


Figura 14. Gráfico do LE em função da ROA

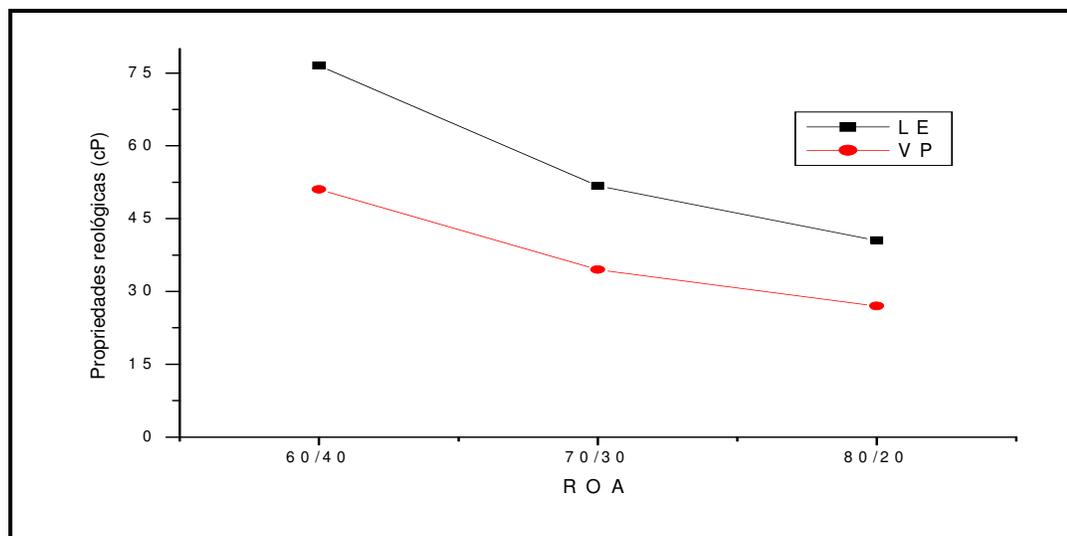


Figura 15. Gráfico de LE comparativo com VP

5.5.1.5 – Volume de filtrado

A estabilidade da emulsão inversa é avaliada com base na medida da EE e ausência ou presença de água no filtrado HTHP. Altos valores de EE e ausência de água no filtrado HTHP implicam em emulsões estáveis¹².

Conforme observado anteriormente, todas as formulações apresentaram EE superior ao especificado pelo API após o envelhecimento em estufa rotativa, exceto a formulação com ROA 60/40 com 7,5% de emulsionante. No entanto, esta aparente estabilidade não foi confirmada pelos testes de filtração HTHP, uma vez que apresentaram altos volumes de filtrado contendo água¹².

O aumento dos valores da EE dos fluidos de emulsão inversa, neste caso, não implica no crescimento da estabilidade das emulsões, pois, nos testes de filtrado HTHP, houve um grande aumento do volume total do filtrado, como se observa na figura 16, além do surgimento de fases água, emulsão e/ou óleo¹².

O valor do VF está diretamente relacionado ao volume de fluido que invadiria a formação, em determinadas condições de temperatura e pressão. O valor estipulado pelo API e pela Petrobras é de no máximo 6 mL de volume de filtrado¹⁰.

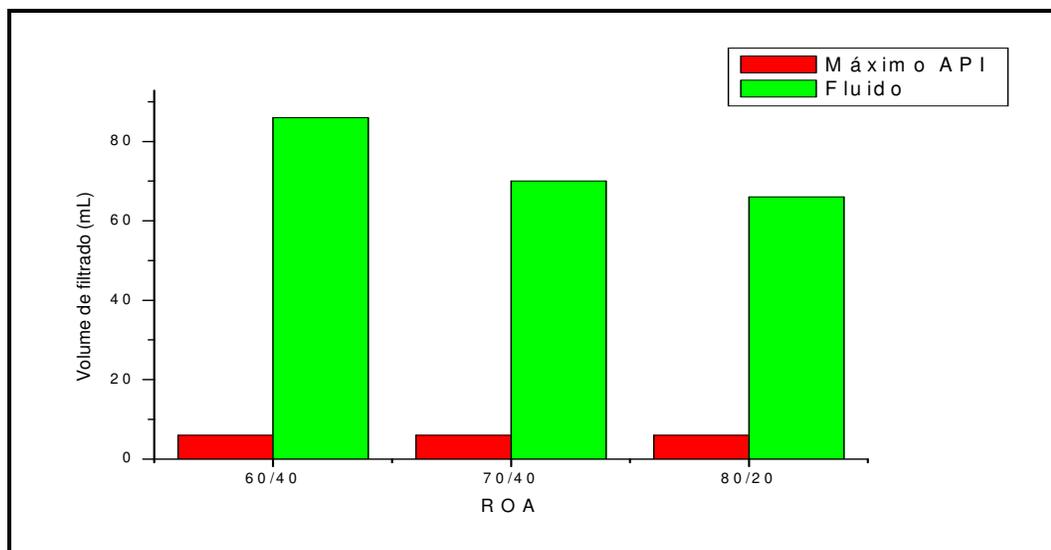


Figura 16. Gráfico de VF comparativo com valores API

Todos os fluidos apresentaram volumes de filtrado além do permitido pelo API, sendo necessária a adição de um insumo controlador de filtrado ou uma dosagem maior de argila organofílica. Isso não foi feito por falta de tempo útil para a finalização deste trabalho. Contudo, existem aditivos específicos para esse fim disponíveis comercialmente que podem ser adicionados ao fluido sem prejuízo dos demais parâmetros testados. O estudo de um fluido com valores adequados de filtrado pode ser feito futuramente tendo este trabalho como base.

6. CONCLUSÃO

A realização deste estudo permite chegar às seguintes conclusões:

Foi possível desenvolver fluidos de emulsão inversa para o estudo da EE a partir de insumos de baixa toxicidade, envelhecidos em estufa rotativa que simula a temperatura de fundo de poço e o cisalhamento pela broca.

A medida da EE em função da ROA permitiu verificar que as ROAs com maior quantidade de óleo apresentam maiores valores de EE, pois o aumento da quantidade de óleo aumenta a distância entre as gotículas da fase dispersa, o que dificulta o fechamento de circuito, aumentando o valor da EE.

Com o estudo da EE em função da concentração de emulsionante verificou-se que quanto maior a concentração de emulsionante, maior a EE, pois este permite um rearranjo das micelas para um tamanho menor, formando emulsões mais estáveis.

O envelhecimento dos fluidos de emulsão inversa em estufa rotativa permitiu um aumento dos valores de EE, devido a esta estabilidade ser adquirida quando o fluido é submetido à temperatura de fundo de poço e ao cisalhamento pela broca. O cisalhamento proporciona uma estabilização mecânica mesmo com pequenas concentrações de emulsionante.

Este envelhecimento permitiu ainda definir quais formulações seriam utilizadas na continuação do estudo, pois as formulações com altas concentrações de emulsionante adquiriram viscosidade excessiva após envelhecimento na estufa, e foram descartados,

Após a adição de barita como agente de peso e da argila como redutor de filtrado e agente tixotrópico, deu-se o fluido como terminado e permitiu ainda descontinuar o estudo com outras duas formulações, por apresentarem consistência pastosa e, assim, tornarem-se inviáveis para aplicação em campo.

A adição de co-emulsionante ao fluido mostrou que o aumento da concentração deste insumo altera o HLB do fluido, o que em geral, diminui a EE do sistema devido à desestabilização das micelas em torno das gotículas de água.

Dessa forma, faz-se necessário um estudo mais aprofundado sobre a interação dos fluidos de emulsão inversa com o co-emulsionante (agente molhante), para definir uma concentração ótima de co-emulsionante a ser adicionada ao fluido,

porque como visto, sua utilização é indispensável para manter a estabilidade do sistema após a contaminação pelos recortes da formação pela broca.

O estudo dos parâmetros reológicos, com medidas de gel inicial, gel final, viscosidade aparente, viscosidade plástica e limite de escoamento foram realizados para compará-los com as especificações API e Petrobras, que regem a utilização de fluidos de perfuração em aplicações terrestres e marítimas.

A medida de G_i mostrou que todas as formulações apresentaram valores entre os valores máximos e mínimos estipulados pelo API. Já a medida de G_f mostrou que uma formulação apresentou valor excedente ao máximo estipulado, o que deve ser corrigido para aplicações em campo.

A determinação de VA e VP mostrou que apenas uma formulação apresentou valores que atendem as especificações, e as outras duas formulações apresentaram valores excessivos, o que pode causar sobrecarga do sistema.

A medida do LE e sua comparação com VP mostraram que todas as formulações apresentaram estado de floculação para os sólidos presentes, o que pode justificar os altos valores de volume de filtrado observados para estes fluidos.

A determinação de VF a HTHP não confirmou a alta estabilidade do sistema que a medida da EE parecia mostrar. Os altos valores de filtrado podem ser originados pela baixa concentração de argila organofílica e/ou pelo estado de floculação discutido acima. Isto implica na necessidade de adição de um insumo controlador de filtrado ao sistema.

7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1 – SILVA NETO, Miguel Arcângelo. **Contribuição técnica de um sistema de emulsão inversa a base de óleo vegetais para fluidos de perfuração**. 2002. 33 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química). Área de concentração: Pesquisa e desenvolvimento de tecnologias regionais, UFRN. Natal/RN. Disponível em: http://www1.capes.gov.br/estudos/dados/2002/23001011/012/2002_012_23001011011P7_Teses.pdf Acesso em 01/04/2008.

2 – PEREZ, Gláucia Rodrigues de Melo. **Estudo da estabilidade elétrica de fluidos de emulsão inversa usados para perfuração de poços de petróleo**. Projeto de estágio 1. Florianópolis: UFSC, 2008. 12 p

3 – Thomas J. E. **Fundamentos de engenharia de petróleo**. Interciência. Rio de Janeiro, 2001

4 – FARIAS, Kássie Vieira. **Influência de umectante aniônico na reologia e espessura do reboco de fluidos hidroargilosos**. 2005. 68 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Química, Ufmg, Campina Grande Pb, 2005.

5 – Manual de engenharia de fluidos de perfuração. M-I Drilling Fluids. Houston, 1998.

6 – AMORIM, Luciana Viana. **Melhoria, proteção e recuperação de fluidos hidroargilosos para uso na perfuração de poços de petróleo**. 2003. 290 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia de Processos, Ufmg, Campina Grande Pb, 2003.

7 – SHAW, D. J. **Introdução a química dos colóides e de superfícies**. São Paulo, ed. Edgard Blücker, 1975.

8 – MARTINS, Alice Branquinho et al. **Desenvolvimento de argilas bentoníticas organofilizadas para uso em fluidos não aquosos de baixo conteúdo aromático**. In: 4º PDPETRO, 2007. Campinas. Disponível em: http://www.portalabpg.org.br/PDPetro/4/resumos/4PDPETRO_ABS_2_2_0287-1.pdf Acesso em 01/04/2008

9 – José Thomaz Gonçalves. **Apostila de fluidos não aquosos**. Abril de 2003.

10 – BARROS, A.O. LACHTER, E.R. NASCIMENTO, R.S.V. N. **Estabelecimento de correlações estrutura propriedades de acetais para fluidos de perfuração.** In: 4º PDPETRO, 2007. Campinas. Disponível em:

http://www.portalabpg.org.br/PDPetro/4/resumos/4PDPETRO_2_2_0074-1.pdf

Acesso em 08/04/2008.

11 – MOREIRA, Giselle Pereira et al. **Estudo comparativo entre novo emulsificante e produtos comerciais na estabilidade de fluidos de perfuração à base de éster.** In: 4º PDPETRO, 2007. Campinas. Disponível em:

http://www.portalabpg.org.br/PDPetro/4/resumos/4PDPETRO_2_2_0413-2.pdf

Acesso em 02/04/2008

12- SANTOS, José A. C. M. et al. **Fluidos de perfuração a base óleo vegetal in natura.** In: RIO OIL & GÁS EXPO AND CONFERENCE 2006, RIO DE JANEIRO. Disponível em:

http://servicos.capes.gov.br/arquivos/avaliacao/estudos/dados1/2006/23001011/004/2006_004_23001011012P3_Prod_Tec.pdf Acesso em 21/02/2008

13 - Archer, J. S. and Wall, C. G. **Petroleum Engineering Principles and Practice.** Disponível em:

<http://www.4shared.com/network/search.jsp?sortType=1&sortOrder=1&sortmode=2&searchName=Petroleum+engineering+principles&searchmode=2&searchName=Petroleum+engineering+principles&searchDescription=&searchExtention=&sizeCriteria=atleast&sizevalue=10&start=0> Acesso 11/08/2008

14 - SANTOS, José A. C. M. et al. **Avaliação da resistência térmica de fluidos de perfuração à base de óleo vegetal** In: RIO OIL & GÁS EXPO AND CONFERENCE 2006, RIO DE JANEIRO. Disponível em:

http://www.portalabpg.org.br/PDPetro/4/resumos/4PDPETRO_2_2_0455-1.pdf

Acesso em 24/02/2008

15 – ARAÚJO, F. C. **Processamento de lammas de perfuração.** Disponível em

http://www.epr.unifei.edu.br/TD/producao2005/PDF/Felipe_Araujo.pdf Acesso em

22/08/2008