

UFRRJ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA QUÍMICA
TECNOLOGIA QUÍMICA

DISSERTAÇÃO

**Estudo do Efeito da Composição sobre a Estabilidade Elétrica
de Fluidos de Perfuração de Base Olefínica**

RAQUEL SILVA VASCONCELOS ARRUDA DE SOUZA

2017



**UNIVERSIDADE FEDERAL RURAL DO RIO DE JANEIRO
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA QUÍMICA**

**Estudo do Efeito da Composição sobre a Estabilidade Elétrica
de Fluidos de Perfuração de Base Olefínica**

RAQUEL SILVA VASCONCELOS ARRUDA DE SOUZA

*Sob a Orientação do professor Dr.
Luiz Augusto da Cruz Meleiro*

*e Co-orientação da professora Dr^a.
Cláudia Miriam Scheid*

Dissertação submetida como requisito parcial para a obtenção do grau de **Mestra** em Engenharia Química, Área de Concentração em Tecnologia Química.

Seropédica, RJ
Dezembro de 2017

Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro
Biblioteca Central / Seção de Processamento Técnico

Ficha catalográfica elaborada
com os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

S719e Souza, Raquel Silva Vasconcelos Arruda de, 03/09/1986
Estudo do efeito da composição sobre a estabilidade
elétrica de fluidos de perfuração de base olefínica /
Raquel Silva Vasconcelos Arruda de Souza. - 2017.
53 f.: il.

Orientador: Luiz Augusto da Cruz Meleiro.
Coorientadora: Cláudia Miriam Scheid.
Dissertação(Mestrado). -- Universidade Federal
Rural do Rio de Janeiro, Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Química, 2017.

1. Fluido de perfuração. 2. Estabilidade elétrica.
3. Modelo de Herschel-Bulckley. I. Meleiro, Luiz
Augusto da Cruz , 28/04/1965-, orient. II. Scheid,
Cláudia Miriam , 05/05/1968-, coorient. III
Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro.
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química. IV.
Título.

**UNIVERSIDADE FEDERAL RURAL DO RIO DE JANEIRO
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA QUÍMICA**

RAQUEL SILVA VASCONCELOS ARRUDA DE SOUZA

Dissertação submetida como requisito parcial para a obtenção do grau de **Mestra**, no Curso de Pós-Graduação em Engenharia Química, Área de Concentração em Tecnologia Química.

DISSERTAÇÃO APROVADA EM 19/12/2017

Prof. Dr. Luiz Augusto da Cruz Meleiro. DEQ/UFRRJ
(Orientador)

Prof. Dr. Luís Américo Calçada. DEQ/UFRRJ

Prof. Dr. Anderson Wilson da Silva Henriques. IFRJ/Maracanã

A Deus, pelas bênçãos alcançadas, aos meus pais, Sr. Augusto e Sr^a. Maria da Guia e ao meu esposo Leonardo e a minha filha Helena pelo amor, compreensão e solidariedade em momentos reservados para os estudos.

AGRADECIMENTOS

A Deus, pela força que me concedeste de proporcionar o mestrado, pela firmeza que estudar é minha vida, e não deixar eu me acomodar, que perante a Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro pude renovar os meus ideais em prol a qualidade do profissionalismo.

Ao Professor Dr. Luiz Augusto da Cruz Meleiro pela gentileza de ser meu orientador, pelo apoio, paciência e conhecimentos transmitidos com muita dedicação nesta dissertação, por sua confiança em mim, tenho a certeza que sua postura profissional me espelha de ser Mestre.

A Professora Dra. Cláudia Miriam Scheid, que atenciosamente teve o comprometimento para esta dissertação, que com toda a sua experiência propôs qualificar com eficiência de forma tão delicada e sublime esta dissertação.

Ao Professor Dr. Luís Américo Calçada pelas avaliações durante as apresentações dos seminários I, II e III, que muito contribuiu para o meu desenvolvimento dissertativo, agradeço imensamente pela atenção.

Aos meus pais, Sr. Augusto e Sr^a Maria da Guia que, brilhantemente me repassam que a felicidade da vida está no simples gesto de humanidade, firmando a gentileza e a educação como princípio.

Ao meu esposo Leonardo, pela paciência, compreensão, amizade e companheirismo perante a minha construção acadêmica profissional, e que diante das dificuldades que vem a cada dia, a nossa força vem do caminho guiado por Deus.

A minha linda filha, Helena, que até mesmo antes de nascer foi muito compreensiva com a mamãe diante das idas e vindas de caminhada pela UFRRJ, é o meu presente de Deus que tanto amo.

Aos amigos Sérgio Magalhães e ao professor Eduardo da Cunha, que proporcionaram os conhecimentos dos equipamentos no LEF durante a pesquisa, que contribuíram e muito para o desenvolvimento da minha dissertação.

Aos Alunos de Iniciação Científica Kaio Manuel e Mariana Lima, pelo trabalho dedicado no laboratório.

A Bianca Rangel, Izadora Chauker, Kelly Cristina e Laura Pacheco, pela companhia no laboratório enfrentando desafios no dia a dia, surgindo uma amizade no desenvolver dos nossos projetos.

Aos amigos de carona, meu imenso agradecimento, Jéssica Baltazar, Fabíola Machado, Aline Dantas, Gabrielle Fontella, Bianca Rangel, Mariana Lima, Ramon Paschoal e aos demais Anjos que surgiram diante do sol radiante de *Sero*.

Ao Sr. Elessandre Alves, gerente do Laboratório de Fluidos-PETROBRAS/CENPES/PDDP/FCE e à toda a equipe técnica, pela atenção de me repassar o seu conhecimento dos preparos de fluidos oleosos durante as visitas ao CENPES.

Ao apoio financeiro fornecido pela CAPES que contribuiu para uma melhor qualidade durante a pesquisa.

RESUMO

SOUZA, Raquel Silva Vasconcelos Arruda de. **Estudo do Efeito da Composição sobre a Estabilidade Elétrica de Fluidos de Perfuração de Base Olefínica.** 2017. 53 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química, Tecnologia Química). Instituto de Tecnologia, Departamento de Engenharia Química, Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro, Seropédica, RJ, 2017.

O presente trabalho teve como motivação a necessidade da manutenção de valores adequados da estabilidade elétrica e dos parâmetros reológicos e de filtração dos fluidos de perfuração de base olefínica em todas as etapas do processamento, segundo as especificações do *American Petroleum Institute* (API). Neste sentido, o objetivo deste trabalho foi avaliar o efeito combinado de três variáveis relacionadas à composição deste tipo fluido, especificamente a razão óleo-água, a concentração de emulsificante e a densidade, sobre a estabilidade elétrica e os parâmetros reológicos e de filtração. Com a finalidade de determinar o número mínimo necessário de experimentos para captar a relação de causa e efeito entre essas variáveis, foi utilizado um planejamento fatorial do tipo Delineamento Composto Central Rotacional (DCCR), que resultou em um total de 17 experimentos, 8 dos quais sendo os pontos fatoriais, 6 pontos axiais e 3 repetições do ponto central. Os fluidos de perfuração de base olefínica foram preparados com auxílio de um agitador do tipo Hamilton Beach, modelo HMD 200. A estabilidade elétrica foi determinada com um medidor de estabilidade elétrica FANN, modelo 23 D e a densidade do fluido foi aferida com uma balança de lama FANN, modelo 141 Tru-Wate Pressurizada. A viscosidade foi medida com um viscosímetro rotativo de cilindro coaxial – modelo 35A– FANN e os parâmetros de filtração foram determinados com o Filtro Prensa de Alta Pressão e Alta Temperatura (HPHT) modelo 175CT – FANN. Os fluidos olefínicos analisados neste trabalho apresentaram em sua maioria estabilidade elétrica viável, associado ao parâmetro de reologia, (força gel, viscosidade e modelo de Herschel-Bulckley), e ao parâmetro de volume de filtrado. Conclui-se que, o efeito da variável ROA sobre a EE com maior proporção de óleo tendeu ser mais estável, visto que conduziu menos corrente elétrica; O efeito da variável de concentração elevada do emulsificante aumentou a EE, pois contribuiu para reduzir o tamanho das micelas, formando fluidos mais estáveis; E, o efeito da variável de densidade do fluido com barita sobre a EE, interferiu na fase dispersa do fluido, diminuindo a condutividade do meio, e fez com que uma tensão elétrica maior fosse necessária para se obter valores acima de 200 Volts.

Palavra-chave: Fluido de perfuração; estabilidade elétrica; modelo de Herschel-Bulckley.

ABSTRACT

SOUZA, Raquel Silva Vasconcelos Arruda de. **Study of the Effect of the Composition on the Electrical Stability of Olefinic-Base Drilling Fluids**. 53 p. Thesis (Master of Science in Chemical Engineering, Chemical Technology). Institute of Technology, Department of Chemical Engineering, Federal Rural University of Rio de Janeiro, Seropédica, RJ, 2017.

The present work was motivated by the need to maintain adequate values of the electrical stability and the rheological and filtration parameters of the olefinic base drilling fluids at all stages of processing according to the American Petroleum Institute (API) specifications. In this sense, the objective of this work was to evaluate the combined effect of three variables related to the composition of this fluid type, specifically the oil-water ratio, emulsifier concentration and density, electrical stability and rheological and filtration parameters. In order to determine the minimum required number of experiments to capture the cause and effect relationship between these variables, a factorial design of the Rotational Central Compound Design (DCCR) type was used, which resulted in a total of 17 experiments, 8 of which being the factorial points, 6 axial points and 3 repetitions of the central point. The olefinic base drilling fluids were prepared using a Hamilton Beach type HMD 200 agitator. Electrical stability was determined with an FANN electrical stability meter, model 23D, and the fluid density was measured with a balance of FANN mud, model 141 Pressurized Tru-Wate. The viscosity was measured with a coaxial roller rotatable viscometer - Model 35A-FANN and the filtration parameters were determined with the 175CT-FANN High Pressure and High Pressure Press Filter (HPHT). The olefinic fluids analyzed in this work presented, in their majority, viable electrical stability, associated with the parameter of rheology, (gel strength, viscosity and Herschel-Bulckley model), and the filter volume parameter. It is concluded that the effect of the variable ROA on the EE with greater proportion of oil tended to be more stable, since it led less electric current; The effect of the variable of high concentration of the emulsifier increased the EE, as it contributed to reduce the size of the micelles, forming more stable fluids; And, the effect of the variable of density of the barite fluid on the EE, interfered in the dispersed phase of the fluid, reducing the conductivity of the medium, and caused that a greater electrical tension was necessary to obtain values above 200 Volts.

Keywords: Drilling fluid; electrical stability; Herschel-Bulkley model.

LISTA DE SÍMBOLOS

API	<i>American Petroleum Institute</i>
A	Ampère
CMC	Concentração Micelar Crítica
EE	Estabilidade Elétrica (V)
HPHT	<i>High Pressure/ High Temperature</i>
°C	Grau Célsius
EE	Estabilidade Elétrica
E	Voltagem (V)
E ₀	Voltagem em que a corrente atinge 61 µA durante o teste de EE (V)
F	Força aplicada na direção do escoamento
Hz	Hertz
K	Índice de Consistência
K	Kilo
L _E	Limite de Escoamento (N/m ²)
Mm	Milímetro
N	Índice de comportamento
N	Rotação por Minuto
NDE	Número de Determinações Experimentais
n _d	Número de Partículas na lama
RAO	Razão Água-Óleo (v/v)
S	Área da Superfície Exposta ao Cisalhamento
T	Temperatura
T	Tempo (h)
V _s	Volume de Sólidos no Fluido (g)
V _t	Volume Total de Fluido (ml)
µ _a	Viscosidade Aparente do Fluido (Pa.s)
V _E	Viscosidade Elástica (cP)
V _P	Viscosidade Plástica (cP)
V	Volts

Letras gregas

θ	Ângulo de deflexão (°)	µ	Viscosidade (Pa.s)
τ ₀	Limite de escoamento ou tensão crítica (Pa)	µ _a	Viscosidade Aparente (Pa.s)
γ	Taxa de cisalhamento do fluido (s ⁻¹)	Ω	Ohm
τ	Tensão de cisalhamento (Pa)		

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Pontos do Delineamento Composto Central Rotacional (DCCR) a 40 °C.....	28
Tabela 2: Matriz de Delineamento Experimental.	29
Tabela 3: Constantes do equipamento viscosímetro FANN 35A.	33
Tabela 4: Densidade e temperatura dos fluidos sem e com barita.	36
Tabela 5: Valores de estabilidade elétrica sem e com barita.	37
Tabela 6: Dados reológicos dos fluidos de perfuração de base olefínica adquiridos no Viscosímetro FANN 35 A a 40 °C.....	41
Tabela 7: Dados relacionados aos parâmetros de filtração via metodologia HPHT.	46
Tabela 8: Análise estatística dos erros experimentais.....	47

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Tipos de micelas. Adaptado de Salager (2000) e Almeida (2014).	17
Figura 2: Esquema simplificado dos tipos de emulsões existentes. Adaptado de Salager (2000).	18
Figura 3: Mecanismos de desestabilização em cremação, floculação e sedimentação de emulsões. Adaptado de Goodwin (2004).	18
Figura 4: Sistema eletro-óptico de alta velocidade para detecção da estabilidade elétrica em hidrocarbonetos líquidos (FORSTER, 1976).	21
Figura 5: Visualização da quebra da estabilidade elétrica e das subseqüentes descargas e ondas de choque no tolueno (a), isoctano(b), n-hexano(c) e benzeno(d) (FORSTER, 1976).	22
Figura 6: Ponte condutora formada entre os eletrodos em um fluido padrão (15 lbm/bl) em colapso elétrico com 1 lbm/bbl de emulsificante (GROWCOCK, 1994).	23
Figura 7: Ponte condutora formada entre os eletrodos em um fluido em colapso elétrico com 0,5 lbm/bbl de emulsificante (GROWCOCK, 1994).	24
Figura 8: Comportamento reológico de diversos tipos de fluidos.	25
Figura 9: Balança Analítica Shimadzu, modelo SUY220.	30
Figura 10: Balança Semi-Analítica Shimadzu, modelo BL3200H.	30
Figura 11: Agitador <i>Hamilton Beach</i> , Modelo HMD200.	31
Figura 12: Procedimento de adição de sólidos no copo do agitador mecânico.	31
Figura 13: Balança de lama FANN Pressurizada, modelo 141 Tru-Wate.	31
Figura 14: Ilustração da aferição da densidade do fluido na balança de lama.	31
Figura 15: Medidor de estabilidade elétrica FANN modelo 23D.	32
Figura 16: Medição da estabilidade elétrica de um fluido de base olefínica.	32
Figura 17: Viscosímetro FANN 35 A com o copo termostatzado a 40 °C.	32
Figura 18: Visão superior do viscosímetro FANN 35 A durante um ensaio.	32
Figura 19: Detalhes da célula HPHT e da tampa com a peneira acoplada.	34
Figura 20: Cilindro de Nitrogênio acoplado à célula de filtração HPHT.	34
Figura 21: Correlações entre a estabilidade elétrica e as variáveis do DCCR.	38
Figura 22: Superfície de resposta correlacionando a EE com a ROA e concentração de emulsificante.	39
Figura 23: Superfície de resposta correlacionando a EE com ROA e concentração de emulsificante.	40
Figura 24: Superfície de resposta correlacionando a EE com a concentração de emulsificante e a densidade do fluido.	40
Figura 25: Curvas de tensão de cisalhamento versus taxa de cisalhamento calculadas pelo modelo de Herschel-Bulkley para fluidos de perfuração de base olefínica de ROA 50/50 a 40°C.	43
Figura 26: Curvas de tensão de cisalhamento versus taxa de cisalhamento calculadas pelo modelo de Herschel-Bulkley para fluidos de perfuração de base olefínica de ROA 60/40 a 40°C.	44
Figura 27: Curvas de tensão de cisalhamento versus taxa de cisalhamento calculadas pelo modelo de Herschel-Bulkley para fluidos de perfuração de base olefínica de ROA 70/30 a 40°C.	45
Figura 28: Volume de filtrado a 40°C apresentou em (a) duas fases de óleo e água para o fluido 13 (ROA 60/40 (v/v), concentração do emulsificante 1,6 lb/bbl e densidade do fluido 13 lb/gal) e (b) uma fase composta por óleo no volume de filtrado, de acordo com norma API.	47

Figura 29: Imagem das tortas dos 17 fluidos de perfuração preparados 24h após a filtração..... 47

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	15
1.1	Objetivo	16
1.2	Estrutura da Dissertação	16
2	REVISÃO DE LITERATURA	17
2.1	Fundamentos de Emulsões	17
2.2	Fluidos de Perfuração	19
2.2.1	Classificação do fluido de perfuração	20
2.3	Estabilidade Elétrica de Fluidos de Perfuração	20
2.4	Caracterização do Fluido de Perfuração	24
2.4.1	Teste de estabilidade elétrica	25
2.4.2	Classificação reológica de fluidos viscosos	25
2.4.2.1	Modelo de Herschel-Bulkley	27
2.4.3	Parâmetros de filtração	27
3	MATERIAIS E MÉTODOS	28
3.1	Planejamento Experimental	28
3.2	Preparo dos Fluidos de Perfuração	29
3.3	Caracterização dos Fluidos de Perfuração de Base Olefínica	32
3.3.1	Aferimento dos valores de estabilidade elétrica dos fluidos de perfuração	32
3.3.2	Análise reológica dos fluidos de perfuração	32
3.3.3	Determinação dos parâmetros de filtração dos fluidos de perfuração	34
4	RESULTADOS E DISCUSSÃO	36
4.1	Variação da Densidade dos Fluidos de Perfuração em Função da Adição da Barita	36
4.1.1	Efeito da adição de barita na estabilidade elétrica nos fluidos de perfuração	37
4.2	Correlações entre a Estabilidade Elétrica e as Variáveis do DCCR	37
4.2.1	Efeito da ROA e da concentração de emulsificante sobre a estabilidade elétrica	39
4.2.2	Efeito da ROA e da densidade do fluido sobre a estabilidade elétrica	39
4.2.3	Efeito da concentração do emulsificante e da densidade do fluido sobre a estabilidade elétrica	40

4.3	Parâmetros Reológicos	41
4.3.1	Dados reológicos dos fluidos de perfuração de base olefínica aferidos a 40 °C	41
4.3.2	Ajustes dos parâmetros dos modelos reológicos	42
4.3.3	Curvas reológicas dos fluidos de perfuração de base olefínica ajustados ao modelo de Herschel-Bulkley a 40 °C	43
4.4	Parâmetros de Filtração	45
4.5	Análise dos Erros Experimentais	47
5	CONCLUSÕES	49
6	SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	50
7	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	51
8	ANEXO	54

1 INTRODUÇÃO

As propriedades físico-químicas fundamentais dos fluidos de perfuração são densidade, viscosidade, alcalinidade, salinidade, razão óleo/água e concentração. Outra propriedade muito importante que deve ser monitorada nos fluidos de perfuração é a estabilidade elétrica (EE). Por este motivo, a manutenção de valores adequados da EE, dos parâmetros reológicos e de filtração dos fluidos de perfuração em todas as etapas do processamento são especificadas pelo *American Petroleum Institute* (API), tendo em vista que isto é fundamental para que o fluido seja apropriado para as condições adversas durante a perfuração (API, 2014).

A EE é uma propriedade específica de fluidos não aquosos formados por emulsão inversa e determina a estabilidade física da emulsão, ou seja, o quanto a fase dispersa está fortemente envolvida nas partículas orgânicas. O valor da estabilidade sendo indicado pelo API ocorre a estabilidade da emulsão (REZENDE, 2015).

Para que uma emulsão seja formada, é necessário promover agitação mecânica para dispersar a fase oleosa em gotas menores para que o emulsificante seja adsorvido nestas gotas. Quanto maior a agitação mecânica, menor o tamanho das gotas, proporcionando baixa tensão interfacial. Desta forma, o processo de coalescência torna-se minimizado ou extinto, dependendo da formulação aplicada e da qualidade do óleo e da água (SCHRAMM, 2005).

É desejável que uma emulsão permaneça estável e que não ocorra a separação de suas fases, porém em determinados casos isso pode ocorrer. Os intervalos de tempo até o início da separação das fases de uma emulsão podem variar de segundos a anos e isso depende de alguns fatores como viscosidade aparente, razão fracionada das fases do óleo e da água, tamanho de gotas, temperatura, tipo do emulsificante, densidade, agitação, pH, potencial zeta, entre outras (GOODWIN, 2004).

Quando se adiciona o adensante (sulfato de bário), o alcalinizante (hidróxido de cálcio) e o viscosificante (argila organofílica), além do emulsificante, da salmoura e da olefina, a mistura deixa de ser simplesmente uma emulsão e passar a ser caracterizada como um fluido de perfuração.

Para a indicação de quão fortemente o fluido de perfuração encontra-se estável, testes com a estabilidade elétrica são realizados para verificar a medida da voltagem requerida para iniciar um fluxo de corrente elétrica através do fluido. O teste de EE informa o volume d'água emulsionada presente no fluido, pois a passagem de corrente elétrica não ocorre facilmente no óleo como na água. A voltagem que caracteriza a estabilidade elétrica de um fluido de perfuração torna-se adequada acima de 200 volts.

A avaliação da estabilidade elétrica promove a eficiência do percurso do fluido de perfuração no interior da coluna a caminho da broca durante a perfuração da rocha. No surgimento de cascalhos, por exemplo, o fluido pode desestabilizar devido à quebra da emulsão e precisa ser tratado físico-quimicamente para ser reaproveitado. A estabilidade elétrica indica quando o fluido apresenta o comportamento instável, que pode ser ocasionado por diversos fatores, tais como a alteração da razão óleo e água, da densidade do fluido e da concentração do emulsificante.

1.1 Objetivo

O objetivo deste trabalho foi caracterizar fluidos de perfuração de base olefínica correlacionando a razão óleo/água, concentração do emulsificante e densidade do fluido com os valores de estabilidade elétrica e parâmetros reológicos e de filtração conforme norma do *American Petroleum Institute*, Prática de Recomendação 13B-2 de 2014.

1.2 Estrutura da Dissertação

A presente dissertação apresenta a seguinte organização: No Capítulo 1 são apresentados as motivações e o objetivo. O Capítulo 2 apresenta a revisão bibliográfica com ênfase nos testes de estabilidade elétrica de fluidos de perfuração. No Capítulo 3 são apresentados a descrição dos equipamentos e da metodologia utilizados neste trabalho. Os resultados e discussões referentes à estabilidade elétrica e aos parâmetros reológicos e de filtração dos fluidos de perfuração estudados são apresentados no Capítulo 4. No Capítulo 5 são apresentadas as conclusões da presente dissertação, no Capítulo 6 as sugestões para trabalhos futuros, no Capítulo 7 estão listadas as referências bibliográficas que foram utilizadas neste trabalho e no Capítulo 8 estão os anexos dos resultados desenvolvidos durante os experimentos neste trabalho.

2 REVISÃO DE LITERATURA

2.1 Fundamentos de Emulsões

Para formular um fluido de perfuração é necessário conhecer os fundamentos dos emulsificantes, pois elas são corresponsáveis pela manutenção da mistura de dois líquidos parcialmente miscíveis ou imiscíveis por um tempo considerável. As emulsões são estabilizadas pela presença de emulsificantes que atuam na interface água/óleo, visto que uma das fases é dispersa na outra (CAPEK,2003).

Na Figura 1 é apresentada tipos de micelas, com os grupos hidrofílicos voltados para a fase contínua (água) e as caudas hidrofóbicas voltadas para a região interna da micela, onde se localiza a parte oleosa. Já na situação de uma micela inversa, as caudas apolares estão voltadas para a fase contínua oleosa, enquanto que suas cabeças polares estão voltadas para o interior da micela (SALAGER, 2000 *et al.* ALMEIDA, 2014).

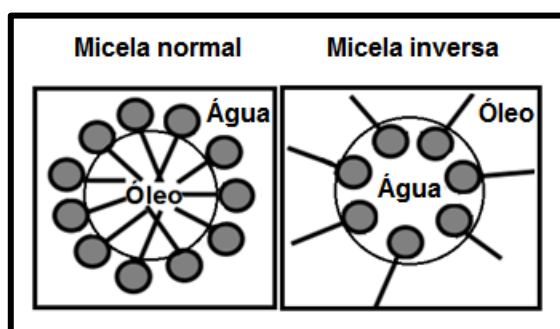


Figura 1: Tipos de micelas. Adaptado de Salager (2000) e Almeida (2014).

Dependendo da fase dispersa, as emulsões são caracterizadas pelas posições de óleo e água, ou seja, caso o óleo seja a fase dispersa e a água a fase contínua, denomina-se emulsão óleo em água (O/A). Já as emulsões inversas, que serão estudadas neste trabalho, são formadas por água em óleo (A/O), em que a água está na fase dispersa (interna) e o óleo na fase contínua (externa). Todavia, existem complexos múltiplos do tipo O/A/O e A/O/A. As fases desses tipos de emulsões encontram-se representadas na Figura 2(SALAGER, 2000).

Os fluidos a base de óleo possuem teores de água variando na faixa de 10% a 45%. Estes fluidos recebem o nome de emulsão inversa (A/O). Apresentam baixa taxa de corrosão comparando com o de base água, alto grau de lubrificidade, intervalo de variação de densidade amplificado (na faixa de 0,89 a 2,4 g/cm³) e controle das propriedades em temperaturas próximas de 260° C (THOMAS *et al.*, 2001).

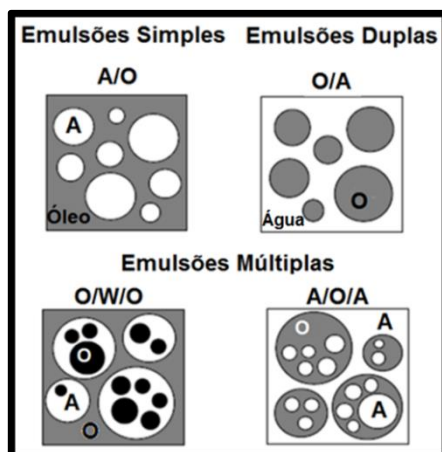


Figura 2: Esquema simplificado dos tipos de emulsões existentes. Adaptado de Salager (2000).

Schramm *et al.* (2005) relataram que as emulsões podem desestabilizar de formas diferentes, tais como cremação, floculação, sedimentação e coalescência, conforme ilustrado na Figura 3.

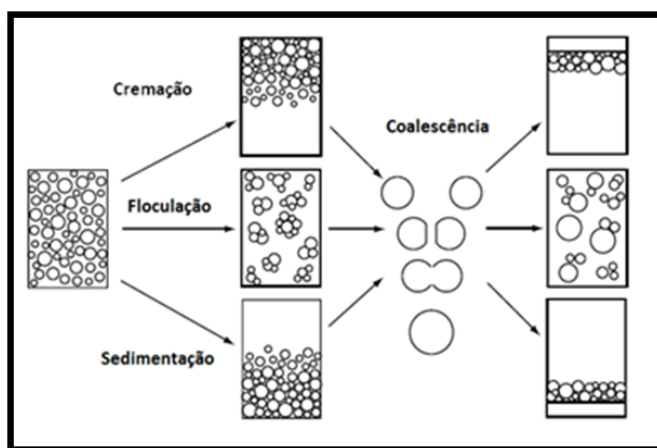


Figura 3: Mecanismos de desestabilização em cremação, floculação e sedimentação de emulsões. Adaptado de Goodwin (2004).

As emulsões têm a capacidade de serem reversíveis por meio do processo de sedimentação, cremação e floculação, onde o estado original pode ser restabelecido por meio de forças de cisalhamento. Já o caso da coalescência é um pouco mais severo, pois a irreversibilidade está associada a fusão entre as gotículas formando agregados maiores, que podem flutuar, decantar e manter dispersos na fase aquosa (GOODWIN, 2004). Contudo, com uma concentração de emulsificante elevada favorece a estabilidade da emulsão, reduzindo a coalescência (LANGENVIN, 2004).

2.2 Fluidos de Perfuração

As características desejáveis de um fluido de perfuração petrolífero são (DARLEY & GRAY, 1988; THOMAS *et al.*, 2001):

- Ser estável quimicamente;
- Estabilizar as paredes do poço tanto mecanicamente quanto quimicamente;
- Facilitar a separação dos cascalhos obtidos durante a perfuração quando encaminhados à superfície;
- Manter os sólidos em suspensão quando estiver em repouso;
- Prevenir o influxo de óleo, água ou gás ao atingir o poço;
- Resfriar, lubrificar e limpar a broca e a coluna de perfuração;
- Ser tolerável ao tratamento, físico e/ou químico;
- Ser facilmente bombeável;
- Apresentar baixo grau possível de corrosão e de abrasão em relação a coluna de perfuração e demais equipamentos do sistema de circulação;
- Possibilitar as informações técnicas geológicas de custo compatível com a operação.
- Ter baixa toxicidade e alta biodegradabilidade.

A composição e as propriedades físico-químicas da fase oleosa dos fluidos de perfuração têm sido o principal foco de desenvolvimento nas últimas décadas.

Boyd *et al.* (1985) substituíram o óleo diesel pelo óleo mineral, que possui baixa toxicidade. No mesmo ano, Gall utilizou olefinas α -sulfonadas em duas diferentes faixas de cadeias entre C_{15} - C_{16} e C_{16} - C_{18} . Além de iniciar as pesquisas com alquilaurilsulfonatos e etoxilados, onde verificou que as olefinas e os alquilaurilsulfonatos apresentavam melhor desempenho na recuperação de óleo devido as suas estabilidades térmicas.

Hamida *et al.* (1990) verificaram que as olefinas alfa sulfonadas atingiram bons resultados na recuperação de óleo com baixas concentrações de tensoativos e que as olefinas internas sulfonadas apresentaram comportamento similar em altas concentrações de tensoativos.

Em 1991, Peresich *et al.* verificaram que os ésteres eram biodegradáveis em condições anaeróbias. No caso dos éteres e polialfaolefina, a estabilidade à temperatura é mais elevada do que com o éster puro, porém esses compostos apresentam problemas de hidrólise e de oxidação nas condições de perfuração em águas profundas.

O fluido de perfuração é canalizado integralmente pelos dutos até chegar à broca que realiza um intenso trabalho rotacional integrado ao peso aplicado nas rochas marítimas. Uma das demandas dos fluidos a base de olefina é a resistência a altas temperaturas, que está diretamente relacionada ao tamanho da cadeia carbônica da olefina, visto que quanto maior o número de átomos de carbono na cadeia, maior será a temperatura de ebulição da olefina. Isso acontece porque se a molécula possui maior superfície, isso levará a um maior número de interações intermoleculares e, portanto, será necessária maior energia para desfazê-las (THOMAS, 2001). No caso das olefinas líquidas, o ponto de ebulição encontra-se na faixa de 175- 305° C.

Souza (2010) indicou que as olefinas líquidas, entre o penteno e octadeceno, são adequadas para o preparo de fluidos pelo fato de serem biodegradáveis e com baixa toxicidade

ao ambiente. A massa específica das olefinas varia de 0,63 até 0,70 gcm⁻³, possuem baixa solubilidade em água ou são insolúveis, porém são solúveis em álcoois, éteres e hidrocarbonetos aromáticos.

2.2.1 Classificação do fluido de perfuração

A utilização de um fluido de perfuração de petróleo depende da base que está sendo trabalhada no processo. Os tipos de fluidos de base são água, óleo e gás.

Nos fluidos a base de óleo, a fase contínua é formulada pela mistura de hidrocarbonetos líquidos. A salmoura presente no fluido poder ser emulsionada em contato direto com o óleo e as partículas de sólidos ficam em suspensão devido a densidade do óleo (DARLEY & GRAY, 1988).

Nos fluidos a base de água, a água se constitui de fase contínua, enquanto que a fase dispersa é composta de argila e partículas densas para aumentar a massa específica do fluido (THOMAS *et al.*, 2001).

Os fluidos a base de gás são designados de fluidos pneumáticos e possuem rápida taxa de penetração em rochas extremamente duras e sem a presença de água. Tais características constituem uma vantagem em relação aos fluidos a base de água, pois reduz a deposição de cascalhos no poço (ASME SHALE SHAKER COMMITTEE, 2004).

2.3 Estabilidade Elétrica de Fluidos de Perfuração

Sabe-se que o óleo não é condutor de corrente elétrica, portanto, define-se a estabilidade elétrica de um fluido de perfuração como sendo a voltagem necessária para iniciar um fluxo de corrente elétrica e este valor é um indicativo de quão fortemente a água está emulsionada numa base orgânica. Valores acima de 200 Volts indicam uma emulsão mais forte e, portanto, um fluido mais estável. O fluxo de eletricidade é estabelecido entre os pólos dos eletrodos quando as gotas de água emulsionadas coalescem, formando uma ponte ou um circuito contínuo. A magnitude da voltagem requerida para quebrar a emulsão completando o circuito fornece a estabilidade elétrica da emulsão, expressa em volts. Existem vários fatores que afetam o valor da estabilidade elétrica, dentre eles (PEREZ, 2008):

- 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.

A patente do primeiro aparelho desenvolvido para determinar a estabilidade elétrica teve como proposta, determinar o valor de voltagem aplicado ao fluido, inicialmente preparado por uma emulsão de água em óleo, necessário para desestabilizar a emulsão (CRITTENDON, 1958).

Foi constatado que a emulsão que possui maior volume de óleo tende a ser mais estável, visto que conduz menos corrente elétrica (efeito da ROA sobre a EE). Em 1965, Messenger *et al.* descreveram uma técnica que quantificava o momento em que a emulsão é desestabilizada pelo ácido clorídrico reduzindo a estabilidade elétrica. A aplicação do aparelho de estabilidade elétrica foi realizada em um fluido composto de óleo bruto, salmoura (NaCl + H₂O), cloreto de cálcio (CaCl) e carbonato de sódio (NaHCO₃) sob agitação a 54,4 °C. A estabilidade elétrica foi medida após cada gota de ácido clorídrico (HCl) adicionada em intervalos de 30 segundos até a não ocorrência da estabilidade elétrica devido à grande presença de ácido (composto iônico) no fluido. O autor observou que os valores de estabilidade elétrica poderiam ser efetivamente utilizados para: detecção de emulsões desemulsificadas; inferir o efeito sinérgico de dois ou mais aditivos envolvidos na emulsão; identificar materiais que não têm efeitos sobre a estabilidade da emulsão; e como um critério rapidamente acessível de desempenho do desemulsificante.

Forster *et al.* (1976) utilizaram um método eletro-óptico baseado em um sistema de laser blindado para fotografar a ruptura elétrica de hidrocarbonetos líquidos (tolueno, benzeno, n-hexano e isoctano). O esquema do equipamento é ilustrado na Figura 4 e as fotos dos experimentos de medida da estabilidade elétrica realizados nesses hidrocarbonetos (efeito da concentração dos emulsificantes sobre a EE) são apresentados na Figura 5.

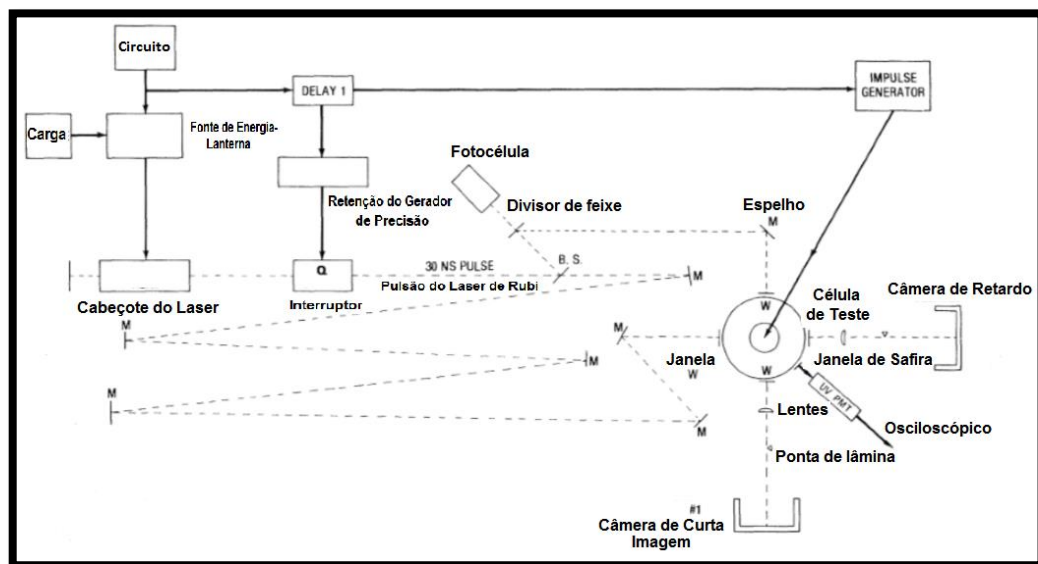


Figura 4. Sistema eletro-óptico de alta velocidade para detecção da estabilidade elétrica em hidrocarbonetos líquidos (FORSTER, 1976).

As ilustrações mostraram de forma convincente o desenvolvimento de vários estágios de degradação elétrica em hidrocarbonetos líquidos (Figura 5). Os detalhes das imagens foram interpretados em termos da teoria eletromagnética clássica e das diferenças nas estruturas

moleculares dos hidrocarbonetos. Através dessas imagens foi possível verificar, por exemplo, que a tensão de decomposição elétrica do hexano caiu, em menos de dez segundos, de 200 volts para próximo de 0 volts. Após a quebra da estabilidade elétrica dos hidrocarbonetos é possível verificar a ocorrência de descargas e ondas de choque nos hidrocarbonetos.

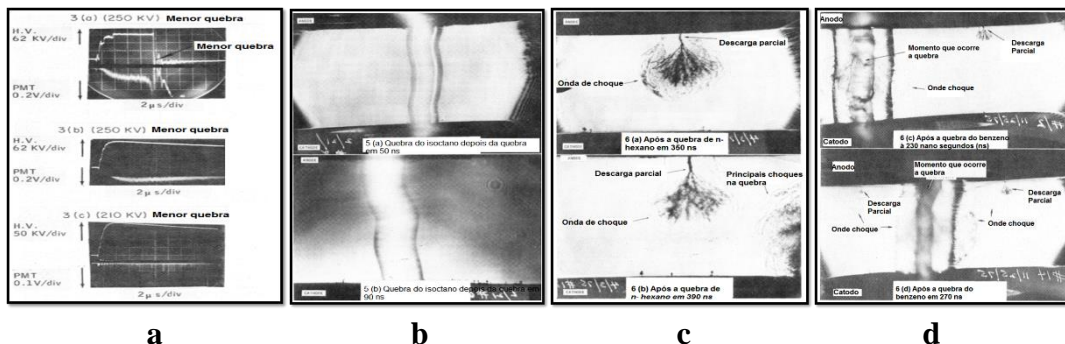


Figura 5. Visualização da quebra da estabilidade elétrica e das subsequentes descargas e ondas de choque notolueno (a), isoctano (b), n-hexano (c) e benzeno (d) (FORSTER, 1976).

Dresser-Magcobar (1977) estudaram alguns fatores que afetam o valor da estabilidade elétrica, dentre eles destacaram-se:

- **Emulsão:** Implica na uniformidade do tamanho das gotas e sua distribuição;
- **Concentração de eletrólito:** Sua presença diminui a estabilidade elétrica, visto que a passagem de corrente elétrica no fluido é facilitada;
- **Conteúdo de água:** Com o aumento, a distância entre as gotas emulsificadas diminui, o que aumenta a possibilidade de coalescência;
- **Sólidos umidificados:** Sua presença diminui a estabilidade elétrica, devido ao fato da água presente no sólido permitir a passagem de corrente elétrica.
- **Temperatura:** Foi observado que o aumento da temperatura provoca a diminuição da estabilidade elétrica, pois as frequentes colisões entre as gotículas da dispersão promovem a coalescência (Ali *et al.*, 1987).

ALI *et al.* (1987) confirmaram que o fluxo de eletricidade percorrida entre os pólos dos eletrodos ocorre quando as gotas de água presente na emulsão formam uma ligação sem interrupção. Sendo que, para a ocorrência da EE tem-se a necessidade de maior volume de óleo do que de água. Esses pesquisadores realizaram experimentos de EE com um fluido preparado com diesel, cloreto de cálcio e água (salmoura), argila organofílica e agente molhante variando as concentrações de dois emulsificantes para cada fluido. O fluido foi tratado no “Roller Oven” por 16 horas a 65,6 °C, após o que foi constatado que a temperatura não afetou a estabilidade elétrica dos fluidos, porém tanto a densidade do fluido, decorrente da adição da barita, quanto a concentração dos dois tipos de emulsificante, aumentaram a quebra dielétrica do fluido (efeito da densidade e concentração do emulsificante sobre a EE).

Growcock *et al.* (1994) foram responsáveis pelo ápice das pesquisas envolvendo o teste de estabilidade elétrica (EE). Tais estudos foram conduzidos através da observação dos fluidos por meio de um microscópio que registrava exatamente quando ocorria o colapso elétrico ou a quebra dielétrica, geralmente envolvendo a formação de uma ponte de barita ou salmoura entre os eletrodos. O campo elétrico foi registrado, o que permitiu estabelecer a

intensidade necessária para a quebra dielétrica, conseqüentemente, o limite da estabilidade elétrica de fluidos de perfuração em função da concentração de barita, bentonita, argila organofílica e dos emulsificantes.

Na Figura 6 é apresentada uma foto de um experimento com fluido de perfuração padrão, onde foi possível observar uma ponte condutora formada entre os eletrodos em um fluido padrão (15 lbm/bl) com 1 lbm/bbl de emulsificante no momento de colapso elétrico.

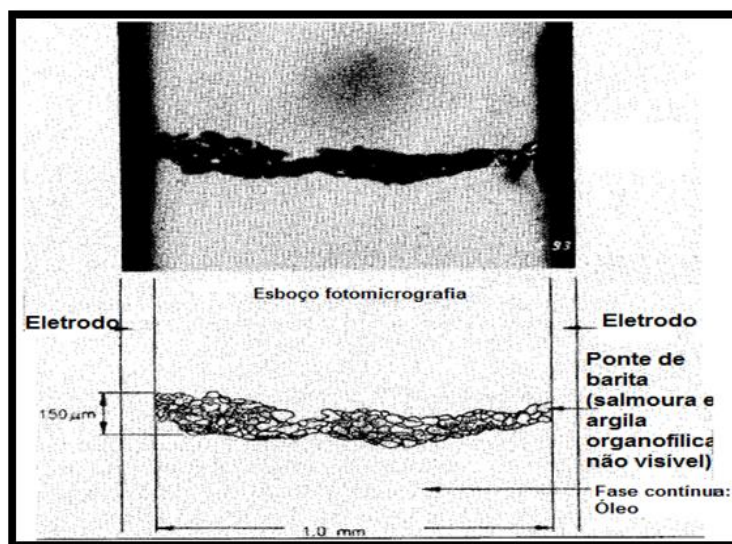


Figura 6: Ponte condutora formada entre os eletrodos em um fluido padrão (15 lbm/bl) em colapso elétrico com 1 lbm/bbl de emulsificante (GROWCOCK, 1994).

A análise da Figura 7 permite visualizar que a repartição de um fluido durante um teste de EE não envolvia a verdadeira ruptura dielétrica do óleo, mas sim a formação de uma ponte condutora. Foi verificado que o aumento da corrente necessário para a formação da ponte varia com o teor de água no fluido, mas são relativamente independentes dos demais componentes, o que sugere que a argila e adensantes são apenas incidentalmente incorporados na ponte e que a água é o componente fundamental para a formação dessa ponte (GROWCOCK, 1994).

Perez (2008) verificou que o efeito do aumento da concentração do emulsificante aumenta o valor de estabilidade elétrica, pois contribui para reduzir o tamanho das micelas, formando fluidos mais estáveis. A presença do co-emulsificante desestabiliza as micelas em torno das gotículas de água e, portanto, faz com que a EE diminua. Já os testes com a barita (adensante) comprovaram um significativo aumento no valor da estabilidade elétrica, enquanto que a adição de argila organofílica não teve influência na EE. Este autor verificou que os fatores que afetam o valor da estabilidade elétrica são a uniformidade do tamanho das gotas e sua distribuição na emulsão; o volume de água, visto que a distância entre as gotas emulsificadas diminui com o aumento da proporção de água, elevando a possibilidade de coalescência; e os sólidos umidificados, pois sua presença diminui a estabilidade elétrica em alguns casos, já que podem atuar como água não emulsificada.

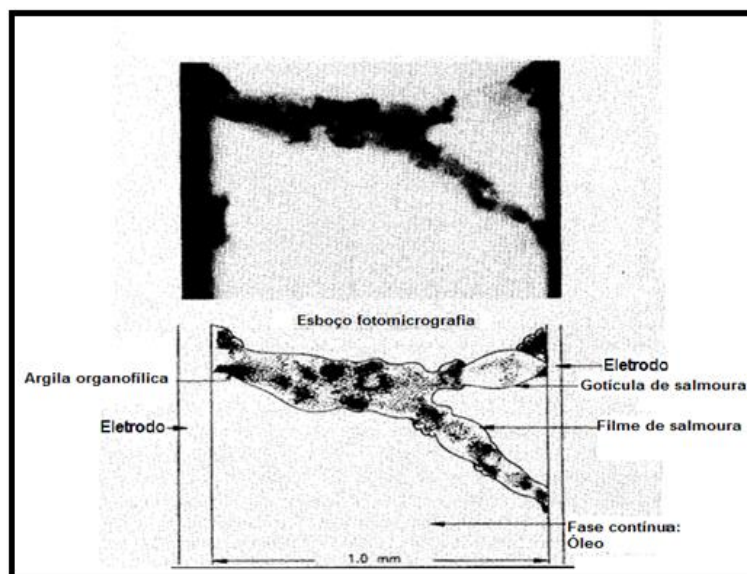


Figura 7: Ponte condutora formada entre os eletrodos em um fluido em colapso elétrico com 0,5 lbm/bbl de emulsificante (GROWCOCK, 1994).

Zanten *et al.* (2012) otimizaram o tempo para os testes de estabilidade elétrica com os fluidos envelhecidos e não envelhecidos, tendo usado somente a reologia na caracterização destes fluidos de acordo com API 13B-2 de 2014. A composição dos fluidos testados foram emulsificante primário e secundário, vaselina, barita, salmoura e argila organofílica. No fluido não envelhecido, após a agitação de um minuto, verificou-se que o teste de estabilidade elétrica e a reologia apresentaram valores ideais pela norma da PETROBRAS. Também foi observado que após 20 minutos de agitação, os testes de EE e reologia apresentaram resultados similares aos do fluido anterior, porém tendendo a valores mais baixos. No fluido envelhecido por 16 horas, tanto o valor de EE quanto os da reologia decaíram em comparação com o fluido medido instantaneamente. Estas análises indicaram que os testes de estabilidade elétrica precisavam serem conferidos após o término de agitação, pois a emulsão presente no fluido apresentava gotículas que produzia um fluido com maior estabilidade.

Dias *et al.* (2015) investigaram a derivação de amido, previamente obtidos com ésteres de vinila com ácidos láurico e com esteárico como fase oleosa para a composição de fluido de perfuração, visando avaliar os valores de estabilidade elétrica e reologia. Os efeitos provocados pelo incremento da fase oleosa no fluido de perfuração tenderam a gerar valores de estabilidade elétrica elevados. Neste caso, a fase aquosa composta pela salmoura foi responsável pela ponte condutora de corrente, também mencionada por Growcock *et al.* (1994), causando a quebra dielétrica do fluido.

2.4 Caracterização do Fluido de Perfuração

A manutenção de valores adequados da estabilidade elétrica e dos parâmetros reológicos e de filtração dos fluidos de perfuração de base olefínica em todas as etapas do processamento, conforme as especificações do *American Petroleum Institute* (API), são

fundamentais para confirmar se o fluido é apropriado para as condições adversas durante a perfuração.

2.4.1 Teste de estabilidade elétrica

As condições ideais para a estabilidade elétrica do fluido são: viscosidade alta, tamanho das gotas pequenas, baixa tensão interfacial, mínima separação de fases e e baixa condutividade (MESSENGER, 1965).

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 estável. 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 e permite a passagem de uma corrente de 61 μm . A magnitude da voltagem requerida para quebrar a emulsão completando o circuito da corrente corresponde à estabilidade elétrica da emulsão, expressa em volts (GROWCOCK, 1994).

Os valores de voltagem do aparelho de estabilidade elétrica (EE) ou teste de estabilidade elétrica são estabelecidos por meio do rompimento do fluido em contato submerso com um par de eletrodos do equipamento, que indica a voltagem acima de 200 V (REZENDE, 2015).

2.4.2 Classificação reológica de fluidos viscosos

A reologia é a ciência que estuda a deformação de um fluido associada ao fluxo da matéria e é relacionada com o escoamento dos corpos submetidos a esforços causados por forças externas. A tensão cisalhante relacionada com a taxa de cisalhamento define o comportamento reológico de um fluido, tal como ilustrado na Figura 8 (MACHADO, 2002).

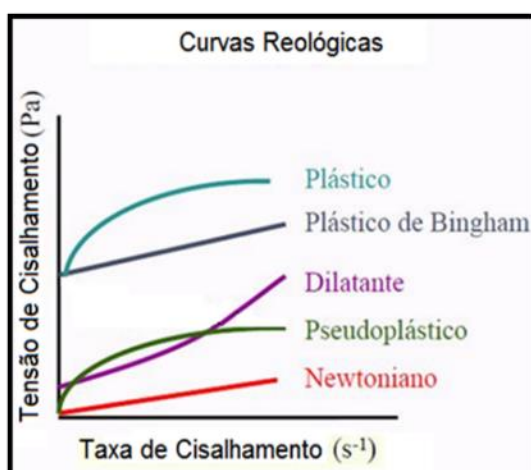


Figura 8: Comportamento reológico de diversos tipos de fluidos.

Em certas medidas do fluido é possível determinar como o fluido escoará abaixo de condições variadas, incluindo temperatura e pressão. 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 são (PEREZ, 2008):

- 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).

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.

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 iniciado.

O limite de escoamento representa o esforço requerido para iniciar o movimento de um fluido. 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 gel. 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). 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 aplicada. 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 suspensão.

De modo geral, os fluidos se classificam em dois tipos: **Newtoniano**: Identificado pela linha reta da (Figura 8) com o início na origem dos eixos. Em regime laminar, a viscosidade é única a uma dada temperatura, ou seja, é independente da taxa de deformação a que o fluido está submetido; e, **Não Newtoniano**: A tensão de cisalhamento não é diretamente proporcional à taxa de deformação. Alguns exemplos são os fluidos de Bingham, Ostwald, Herschel-Bulkley, etc. (MACHADO, 2002).

Os fluidos de perfuração de base olefínica são não newtonianos e independentes do tempo e geralmente são classificados como fluidos de Herschel-Bulkley, cujas principais características são descritas a seguir.

2.4.2.1 Modelo de Herschel-Bulkley

Conhecido como fluido de potência modificado ou de Bingham generalizado, este tipo de fluido também necessita de uma tensão inicial para começar a escoar. Entretanto, a relação entre a tensão de cisalhamento e a taxa de deformação não é linear. Esta relação depende do expoente adimensional n , característico para cada fluido (MACHADO, 2002). O modelo matemático que caracteriza este fluido com três parâmetros (n , K e τ_0) é dado por:

$$\tau = K(\dot{\gamma})^n + \tau_0 \quad (1)$$

onde:

τ - tensão de cisalhamento (Pa)

K - índice de consistência (Pa.sⁿ)

$\dot{\gamma}$ - taxa de deformação (s⁻¹)

n - índice de comportamento (grandeza adimensional)

τ_0 - limite de escoamento ou tensão crítica (Pa)

2.4.3 Parâmetros de filtração

A utilização do emulsificante nos fluidos de perfuração de base oleosa contribui para o controle do volume de filtrado em determinadas condições de temperatura e pressão (MESSENGER, 1965). Para a perfuração necessita de um fluido que atinja, no máximo, 6 ml de volume de filtrado no ensaio API, além deste parâmetro a espessura e a massa da torta (reboco) são avaliados (BARROS, 2007).

É necessário o controle dos parâmetros de filtração dos fluidos para que não ocorra fratura e/ou elevada filtração, pois este comportamento ocasiona a perda de fluido nas formações geológicas durante a perfuração, também tem maior probabilidade das formações sobrejacentes desmoronarem, além do impedimento da função da broca devido ao depósito de cascalhos, e, a prisão de ferramentas no poço por diferencial de pressão (MELO, 2008).

3 MATERIAIS E MÉTODOS

A parte experimental desta dissertação foi realizada no Laboratório de Escoamento de Fluidos da UFRRJ (LEF), incluindo o preparo das amostras e a análise para caracterizar as principais propriedades dos fluidos de perfuração de base olefínica.

Foi avaliado o efeito combinado de três variáveis relacionadas à composição deste tipo fluido, especificamente a razão óleo-água, a concentração de emulsificante e a densidade com a utilização do DCCR. Na sequência foi apresentada a metodologia aplicada neste trabalho, cuja motivação foi a necessidade da manutenção de valores adequados da estabilidade elétrica e dos parâmetros reológicos e de filtração dos fluidos de perfuração de base olefínica em todas as etapas do processamento, segundo as especificações do *American Petroleum Institute* (API).

3.1 Planejamento Experimental

Com a finalidade de determinar o número mínimo necessário de experimentos para determinar a relação de causa e efeito entre essas variáveis, foi utilizado um planejamento fatorial do tipo Delineamento Composto Central Rotacional (DCCR), que resultou em um total de 17 experimentos, 8 dos quais sendo os pontos fatoriais (Fluidos: 1-4; 6-9), 6 pontos axiais (Fluidos: 11-16) e 3 repetições do ponto central (Fluidos: 5, 10 e 17). Esses fluidos de perfuração de base olefínica foram preparados com auxílio de um agitador do tipo Hamilton Beach, modelo HMD 200. A codificação dos pontos do DCCR é apresentada na Tabela 1 e a matriz de delineamento experimental na Tabela 2. Os motivos da escolha destes valores foram designados por meio da revisão bibliográfica a partir do ponto central que melhor resultasse nos valores de estabilidade elétrica, e os demais pontos codificados foram organizados pelo DCCR com o mesmo propósito.

Tabela 1: Pontos do Delineamento Composto Central Rotacional (DCCR) a 40 °C

VARIÁVEIS	PONTOS CODIFICADOS				
	Pontos Axiais $-\infty$	Pontos fatoriais -1	Ponto central 0	Pontos fatoriais +1	Pontos axiais $+\infty$
ROA (v/v)	43/57	50/50	60/40	70/30	77/23
Concentração do emulsificante (lb/bbl)	1,63	5	10	15	18,3
Densidade do fluido com barita (lb/gal)	7,98	10	13	16	18,0

Tabela 2: Matriz de Delineamento Experimental.

Fluido	Variáveis codificadas			Variáveis independentes		
	X ₁	X ₂	X ₃	X ₁ Volume óleo/ água (ml)	X ₂ Massa de Emulsificante(g)	X ₃ Densidade do fluido com barita (g/cm ³)
1 (F)	-1	-1	-1	280/120	5,71	1,20
2 (F)	-1	1	1	280/120	17,11	1,92
3 (F)	1	-1	1	200/200	5,71	1,92
4 (F)	1	1	-1	200/200	17,11	1,20
5 (C)	0	0	0	240/160	11,4	1,56
6 (F)	-1	-1	1	280/120	5,71	1,92
7 (F)	-1	1	-1	280/120	17,11	1,20
8 (F)	1	1	-1	200/200	5,71	1,20
9 (F)	1	-1	1	200/200	17,11	1,92
10 (C)	0	0	0	240/160	11,4	1,56
11 (A)	-1,67	0	0	308/92	11,4	1,56
12 (F)	1,67	0	0	228/172	11,4	1,56
13 (F)	0	-1,67	0	240/160	1,86	1,56
14 (F)	0	1,67	0	240/160	21,0	1,56
15 (F)	0	0	-1,67	240/160	11,4	0,96
16 (F)	0	0	1-67	240/160	11,4	2,16
17 (C)	0	0	0	240/160	11,4	1,56

Codificação dos pontos do DCCR: A= axiais; F= fatoriais; C=centrais.

3.2 Preparo dos Fluidos de Perfuração

Os fluidos de perfuração estudados neste trabalho possuem em sua formulação olefina (fase contínua), emulsificante (NOVA EMUL), hidróxido de cálcio (alcalinizante), salmoura (fase dispersa), argila organofílica (viscosificante) e barita (BaSO₄, adensante), cujas principais propriedades são destacadas a seguir:

- Emulsificante: Estabilizador de emulsões A/O ou O/A, cuja composição é uma mistura de peso molecular elevado contendo, geralmente, ácidos graxos, ésteres e derivados de amina.
- Alcalinizante: A cal hidratada ou hidróxido de cálcio (CaOH) é necessária em sistemas de emulsão inversa.
- Viscosificante: A argila organofílica aumenta a viscosidade aparente do fluido de perfuração e não interfere na estabilidade elétrica (GROWCOK, 1994). O viscosificante é o responsável pela sustentação dos sólidos da formação e do adensante (barita) requeridos nos fluidos de perfuração. A argila organofílica é um tipo de argila que não possui afinidade com a água devido ao tratamento com sais orgânicos, que podem ser quaternários de amônio a partir de 12 átomos de carbono (NETO, 2002; MARTINS, 2008).

- Adensante (Barita PCS-150): O efeito do sulfato de bário (BaSO_4) corresponde ao aumento de peso da lama (adensamento do fluido de perfuração).
- Salmoura: Solução saturada constituída de água e sal (cloreto de sódio) denomina-se de salinidade da emulsão inversa e define o potencial químico da água, tanto no fluido de perfuração como na rocha. O CaCl_2 e o NaCl são os sais mais utilizados em fluidos à base de óleo (NETO, 2002).
- Olefina (C_nH_{2n}): Olefinas são hidrocarbonetos alifáticos contendo pelo menos uma dupla ligação carbono-carbono, são denominadas de acordo com a posição da dupla ligação e quando as olefinas reagem com halogênios, formam líquidos oleosos (SOUZA, 2010).

O procedimento descrito a seguir foi utilizado para cada um dos dezessete fluidos obtidos pelo Delineamento do Composto Central Rotacional (DCCR).

Inicialmente foram medidas na balança analítica (Figura 9) a massa de base orgânica (emulsificante) diretamente no copo do agitador Hamilton Beach modelo HMD200 (Figura 11). Em seguida, foi adicionada ao copo 50% em massa (2,80 g) de hidróxido de cálcio (alcalinizante), solução saturada de água e cloreto de cálcio (salmoura), olefina (2,28 g) e, na sequência, a outra metade (2,80g) do hidróxido de cálcio. As massas de hidróxido de cálcio e argila organofílica foram mantidas fixas na composição dos 17 fluidos de perfuração do DCCR. Conforme a Figura 10, foi utilizado a balança semi-analítica para medida massa de barita apropriada para a obtenção da densidade desejada de cada fluido.



Figura 9: Balança Analítica Shimadzu, modelo SUY220.



Figura 10: Balança Semi-Analítica Shimadzu, modelo BL3200H.

Após 30 minutos de agitação de 18.000 rpm desta mistura, uma alíquota foi retirada do copo para a leitura na balança de lama (Figura 13) e calculada por meio da Equação 2.

$$m_b = \frac{119,8 \cdot \rho_f \cdot V_f - 119,8 \cdot \rho_d \cdot V_f}{0,1198 \cdot \rho_d - 1} \cdot \rho_b \quad (2)$$

onde:

m_b = Massa de barita;

ρ_f = Densidade do fluido;
 V_f = Volume do fluido;
 ρ_d = Densidade desejada do fluido;
 ρ_b = Densidade da barita.
Conversão: 1 lb/gal = 0,1198 g/cm³

Para todos os acréscimos dos componentes do fluido feitos no copo do agitador, teve-se a cautela de que esta adição fosse feita de forma lenta (Figura 12) de modo a evitar a formação de grumos. Após todas as adições, agitou-se a mistura por mais 30 minutos.



Figura 11: Agitador *Hamilton Beach*, Modelo HMD200.



Figura 12: Procedimento de adição de sólidos no copo do agitador mecânico.

A balança densimétrica de FANN (Figura 13) determina a densidade do fluido de perfuração com margem de erro de 0,1 lb/gal. O fluido foi depositado no copo da balança, preenchendo-o completamente, depois coberto com a tampa giratória e pressurizado para a retirada de possíveis bolhas presentes no fluido. A seguir, certificou-se de que um volume menor de fluido tenha escapado pelo orifício de purga na parte superior da tampa (Figura 14). O excesso de fluido foi limpo e a balança colocada sobre a base para determinação do valor da massa específica desejada, que é lido através da centralização da bolha de nível no cursor, localizado na haste da balança e visível na Figura 14. Este procedimento foi realizado sem e com barita (BaSO₄).

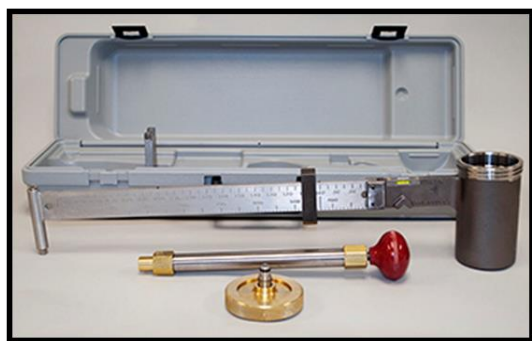


Figura 13: Balança de lama FANN Pressurizada, modelo 141 Tru-Wate.



Figura 14: Ilustração da aferição da densidade do fluido na balança de lama.

3.3 Caracterização dos Fluidos de Perfuração de Base Olefínica

3.3.1 Aferimento dos valores de estabilidade elétrica dos fluidos de perfuração

Ao término dos 60 minutos de preparo de cada fluido, as medidas da estabilidade elétrica foram realizadas em condições de temperatura constante de 40° C.

A estabilidade elétrica de cada fluido de perfuração preparado foi determinada com um medidor de estabilidade elétrica FANN, modelo 23 D, ilustrado na Figura 15.

Antes de iniciar as medidas de EE o equipamento foi calibrado e para cada fluido foram obtidas cinco leituras, de modo a determinar a reprodutibilidade das medidas através de testes estatísticos. Todos os valores adquiridos por meio do equipamento de estabilidade elétrica foram lidos imediatamente logo após o preparo de cada um dos fluidos, conforme a Figura 16. Tendo a temperatura determinada a 40 °C e correlacionada com a agitação de 18.000 rpm, após a determinação da EE, os fluidos foram encaminhados para a análise reológica.



Figura 15: Medidor de estabilidade elétrica FANN modelo 23D.



Figura 16: Medição da estabilidade elétrica de um fluido de base olefínica.

3.3.2 Análise reológica dos fluidos de perfuração

As viscosidades dos fluidos de perfuração foram determinadas em um viscosímetro rotativo de cilindro coaxial, modelo 35A–FANN, ilustrado nas figuras 17 e 18.



Figura 17: Viscosímetro FANN35 A com o copo termostatzado a 40 °C.



Figura 18: Visão superior do viscosímetro FANN 35 A durante um ensaio.

Para todos os dezessete fluidos preparados, os ensaios reológicos foram realizados a temperatura de 40° C (Figura 17). Os fluidos de base olefínica foram transferidos para o recipiente encamisado termicamente, o equipamento foi ligado e a velocidade foi ajustada para 600 rpm e, após 2 minutos, a leitura foi efetuada no ângulo de θ_{600} . A velocidade de rotação do equipamento foi alterada para 300 rpm e, após um minuto, a leitura foi obtida no ângulo de θ_{300} . As leituras subsequentes foram realizadas sucessivamente para 200, 100, 6 e 3 rpm, todas considerando o cisalhamento do fluido por 1 minuto para a obtenção dos valores de N_{200} , N_{100} , N_6 e N_3 , a partir da velocidade de rotação e do ângulo de deflexão, foi possível determinar a taxa de cisalhamento, a tensão de cisalhamento e a viscosidade aparente dos fluidos com auxílio das equações 3, 4 e 5:

$$\mu = \frac{k_1 \cdot k_2}{k_3} \cdot \frac{\theta}{N} \cdot 100 \quad (3)$$

$$\tau = k_1 \cdot k_2 \cdot \theta \quad (4)$$

$$\gamma = k_3 \cdot N \quad (5)$$

sendo μ a viscosidade dos fluidos, τ a tensão de cisalhamento, γ a taxa de cisalhamento, θ o ângulo de deflexão lido no equipamento, N a velocidade de rotação imposta ao sistema e k_1 , k_2 e k_3 as constantes do equipamento, cujos valores (Tabela 3) foram obtidos no manual do fabricante e dependem do modelo de cilindro externo (rotor), raio do cilindro interno “bob” e a mola de torção utilizadas.

Tabela 3: Constantes do equipamento viscosímetro FANN 35A.

Constante	Valor	Unidade
k_1	386	(dina.cm)/defl
k_2	0,0132	1/cm ³
k_3	1,7023	1/s.rpm

A força gel também foi verificada e correspondeu à medida de tensão necessária para o início do movimento com o fluido em repouso. Essas tensões são conhecidas como força gel inicial (no tempo zero repouso) e força gel final (dez minutos de repouso). Um exemplo da análise da força gel é quando há perda de fluido para a formação rochosa resultando na força gel elevada, sendo que ela diminui quando ocorre a sedimentação da barita e/ou dos cascalhos durante a perfuração do poço (NETO, 2002).

Para a determinação da força gel foi regulada na velocidade do equipamento para 600 rpm e o fluido permaneceu sob cisalhamento por 1 minuto. Após o equipamento ter sido desligado por 10 segundos, sua velocidade foi alterada para 3 rpm e novamente ligado. A leitura obtida nessas condições correspondeu ao gel inicial do fluido. A seguir, o fluido foi novamente cisalhado no viscosímetro a 600 rpm durante 1 minuto, o equipamento foi ajustado para 3 rpm e desligado simultaneamente. Após 10 minutos o equipamento foi ligado e a

leitura a 3 rpm foi obtida, esse valor correspondeu ao gel final. A unidade de medida foi em $lb_f/100ft^2$.

Após a realização dos testes no viscosímetro FANN 35A, os parâmetros de filtração foram determinados com o Filtro Prensa de Alta Pressão e Alta Temperatura (HPHT).

3.3.3 Determinação dos parâmetros de filtração dos fluidos de perfuração

Este ensaio foi aplicado em todos os fluidos de perfuração formulados pelo DCCR. Cerca de uma hora antes de iniciar o ensaio, um termômetro metálico foi inserido no orifício existente na parte frontal da jaqueta para se acompanhar a temperatura do ensaio e a jaqueta térmica foi ligada, ajustando-se o termostato para $40^{\circ}C$.

A célula de ensaio apresenta uma peneira, de abertura de $44\ \mu m$ (# 325 mesh) em sua tampa. Assentou-se cuidadosamente o papel de filtro que retêm a torta sobre o anel de vedação, introduziu-se a tampa e apertaram-se os parafusos (a válvula de saída deve estar aberta para facilitar a colocação da tampa). Em seguida fechou-se a válvula de saída, encaixou-se a célula dentro da jaqueta térmica e introduziu-se um termômetro metálico no orifício existente na parte superior da célula. O sistema de pressurização foi conectado na válvula superior da célula (Figura 20), que ficou fechada. Abriu-se a linha de gás nitrogênio de alta pressão e regulou-se a pressão para 500 psi. Para assegurar a segurança da operação um grampo específico foi utilizado para fixar o sistema de pressurização na célula.



Figura 19: Detalhes da célula HPHT e da tampa com a peneira acoplada.



Figura 20: Cilindro de Nitrogênio acoplado à célula de filtração HPHT.

Para a avaliação das propriedades dos fluidos no processo de formação da torta de filtração, seguiu-se a norma API e foram utilizados papéis de filtro da marca OFITE com diâmetro de 6,35 cm, área de filtração de $22,70\ cm^2$, gramatura de $0,13\ mm^2$, com retenção de partículas de $2,7\ \mu m$.

Após 30 minutos de filtração, fechou-se as duas válvulas (entrada e saída) e a pressão do sistema de pressurização superior foi aliviada através das válvulas de alívio.

Abaixo da célula, foi posicionada uma proveta para verificar o volume de filtrado, que correspondeu ao volume de filtrado HPHT a 40 °C para os dezessete fluidos analisados. O volume máximo permitido do volume de filtrado são 6 ml e, acima deste valor, pressupõe-se que o fluido de perfuração não está apto para as atividades, uma vez que poderá permear na parede do poço (API, 2014). Após a certificação de que toda a pressão foi aliviada, foram retiradas a célula da jaqueta térmica e a válvula inferior. Também foram analisadas qualitativamente as tortas após 24 horas na estufa a 100 °C para a secagem.

4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Neste capítulo foram apresentados e discutidos os resultados dos testes de estabilidade elétrica nos dezessete fluidos de perfuração de base olefínica preparados no LEF/UFRRJ. De modo a caracterizá-los, foram disponibilizados também os resultados associados aos parâmetros reológicos e de filtração.

4.1 Variação da Densidade dos Fluidos de Perfuração em Função da Adição da Barita

Na Tabela 4 estão apresentados os valores de densidade dos fluidos, que foram aferidos com auxílio da balança de lama sem e com a barita. Pode-se verificar que após a obtenção da densidade desejada para cada fluido, a temperatura da emulsão aumentou devido ao atrito dos sólidos acrescentados ao fluido durante a agitação de 18.000 rpm. Este comportamento foi verificado por Shinoda & Saito (1969) e confirmado por Bird *et al.* (2004) que devido a agitação ocorre mais colisões entre as gotículas provocando o aumento da temperatura que contribui para diminuição da viscosidade nos fluidos.

Tabela 4: Densidade e temperatura dos fluidos sem e com barita.

Fluido	ROA (v/v)	Conc. de emulsificante (lb/bbl)	ρ (lb/gal) sem barita	Temperatura(°C)sem barita	ρ (lb/gal) com barita	Temperatura (°C) com barita
1	70/30	5	7,3	45	10	50
2	70/30	15	7,3	44	16	56
3	50/50	5	7,1	37	16	40
4	50/50	15	7,5	38	10	41
5	60/40	10	7,4	35	13	39
6	70/30	5	7,2	42	16	49
7	70/30	15	7,2	43	10	48
8	50/50	5	7,0	37	10	40
9	50/50	15	7,4	48	16	50
10	60/40	10	7,3	35	13	42
11	77/23	10	7,3	43	13	55
12	43/57	10	7,2	42	13	46
13	60/40	1,6	7,5	35	13	42
14	60/40	18	7,4	42	13	45
15	60/40	10	7,2	44	7,9	46
16	60/40	10	7,2	43	18	45
17	60/40	10	7,3	35	13	41

4.1.1 Efeito da adição de barita na estabilidade elétrica nos fluidos de perfuração

Na Tabela 5 estão apresentados os valores de estabilidade elétrica sem e com a barita agrupados em ordem decrescente de ROA.

Tabela 5: Valores de estabilidade elétrica sem e com barita.

Fluido	ROA (v/v)	Concentração do emulsificante (lb/bbl)	Densidade do fluido com barita (lb/gal)	Valores de Estabilidade Elétrica (V)	
				Sem barita	Com barita
11 (A)	77/23	10	13	438	1063,4
1 (F)	70/30	5	10	282,6	377,6
2 (F)	70/30	15	16	532,8	837,4
6 (F)	70/30	5	16	175,2	419,8
7 (F)	70/30	15	10	584,4	783,8
5 (C)	60/40	10	13	223,6	421,2
10 (C)	60/40	10	13	209,2	469,8
13 (A)	60/40	1,6	13	31,20	174,2
14 (A)	60/40	18	13	526,2	744,6
15 (A)	60/40	10	7,9	328,4	420,4
16 (A)	60/40	10	18	299,6	557,0
17 (C)	60/40	10	13	207,8	454,2
3 (F)	50/50	5	16	98,2	229,4
4 (F)	50/50	15	10	277	415
8 (F)	50/50	5	10	101,8	205,6
9 (F)	50/50	15	16	355,2	617,4
12 (A)	43/57	10	13	216,0	309,2

Analisando os dados apresentados na Tabela 5, foi possível verificar que todos os fluidos apresentaram aumento nos valores de estabilidade elétrica (EE) logo após a adição de barita. De modo similar observado por Growcock (1994), que verificou que a barita interferiu na formação da ponte condutora entre os eletrodos, tendo em vista o aumento na EE. Sabe-se que a barita é um material não condutor de eletricidade, porém possibilita a formação estável agrupada com os demais sólidos presentes nos fluidos. Nestas condições, o aferimento do teste de estabilidade elétrica ocorreu logo após a agitação.

Em destaque ao fluido 13, foi o único que não obteve a estabilidade elétrica acima de 200 V determinado pelo API. A concentração do emulsificante (1,6 lb/bbl) não foi o suficiente para isolar a água do sistema, permitindo com que houvesse a passagem da corrente elétrica instabilizando o fluido.

4.2 Correlações entre a Estabilidade Elétrica e as Variáveis do DCCR

As correlações entre as variáveis do Delineamento do Composto Central Rotacional (DCCR) e os valores de estabilidade elétrica são apresentadas de forma resumida na Figura 21.

Ao classificar os fluidos em ordem crescente de ROA, é possível observar que o valor de estabilidade elétrica atingiu valores requeridos pela norma API (acima de 200V) mesmo

com mínimo de óleo (fluido 12). Isso pode ser explicado pela maior concentração de emulsificante e pela densidade deste fluido com a barita, uma vez que a associação entre os efeitos destes aditivos impactou positivamente a sua EE.

Os fluidos 8, 3, 4 e 9 possuem a mesma razão óleo-água (50/50), porém sua concentração de emulsificante e sua densidade são diferentes, fazendo com que os valores de estabilidade elétrica variem de forma crescente, nessa ordem. Ao destacar os fluidos 3 e 9, com mesma densidade do fluido com a barita (16 lb/gal), observa-se que o aumento da concentração do emulsificante gera um aumento no valor de EE. Tal influência pode ser justificada em função da maior concentração de emulsificante, que gera mais forças repulsivas entre as gotas e aumenta a estabilidade elétrica do fluido por dificultar a coalescência das mesmas e a consequente passagem de corrente pelo sistema.

O ponto central (fluidos 5, 10 e 17) possui a mesma ROA (60/40) dos pontos axiais (fluidos 13, 14, 15 e 16), porém dentre eles o fluido que apresentou o maior valor de estabilidade elétrica foi o de maior concentração de emulsificante (fluido 16, com 18,4 lb/bbl). Isso reafirma a observação anterior, evidenciando que o emulsificante diminui a tensão interfacial e, assim, retarda a segregação das fases, conferindo maior valor de estabilidade elétrica.

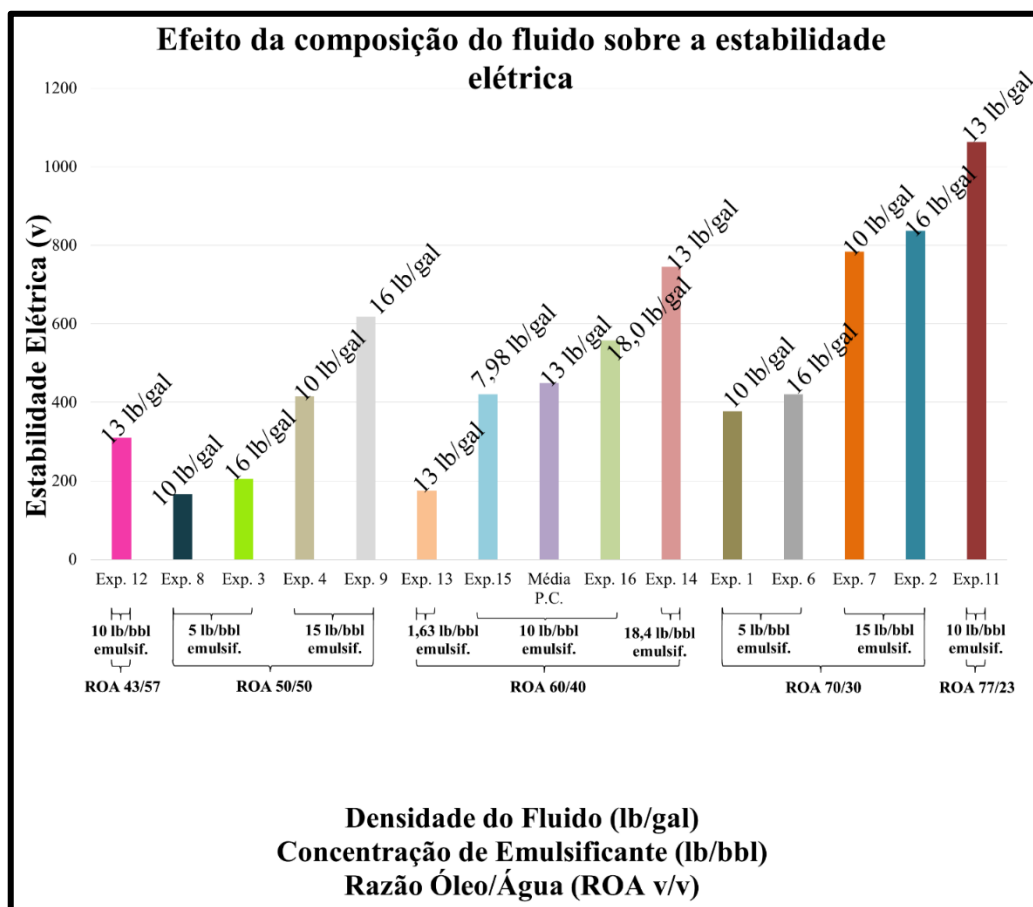


Figura 21: Correlações entre a estabilidade elétrica e as variáveis do DCCR.

Ao analisar todo o conjunto da composição dos fluidos, fica claro que com a barita influenciou positivamente na estabilidade elétrica, devido a formação da ponte condutora com os demais sólidos presentes nos fluidos. É o caso dos fluidos do grupo ROA 70/30 que com as mesmas concentrações de emulsificante (fluidos: 1 e 6; 2 e 7), apenas os que tinham a densidade de 16 lb/gal obtiveram EE acima de 200 V.

Já o fluido 11, que é um ponto axial do DCCR com ROA 77/23, que é a maior ROA do conjunto, confirma o observado por Crittendon *et al.*(1958), que com o óleo em proporção elevada, o valor da estabilidade elétrica foi acima de 200 V. Tal resultado ocorreu pelo fato da fase contínua ser composta de óleo, o que proporcionou ao fluido mais estabilidade uma vez que não há passagem de corrente elétrica significativa da água.

4.2.1 Efeito da ROA e da concentração de emulsificante sobre a estabilidade elétrica

A correlação entre a estabilidade elétrica, a ROA e a concentração de emulsificante é representada graficamente através da superfície de resposta exibida na Figura 22. Os fluidos com as mesmas ROAs, porém com a concentração de emulsificante elevada, apresentaram valores de estabilidade elétrica maior. Isso ocorreu devido a maior concentração de emulsificante ter reduzido a tensão superficial no fluido, formando um filme rígido na interface entre a água e o óleo, ou seja, o óleo em maior volume do que a água dificultou a formação de floculação e coalescência nas gotículas de água presentes no fluido (SCHRAMM, 1992).

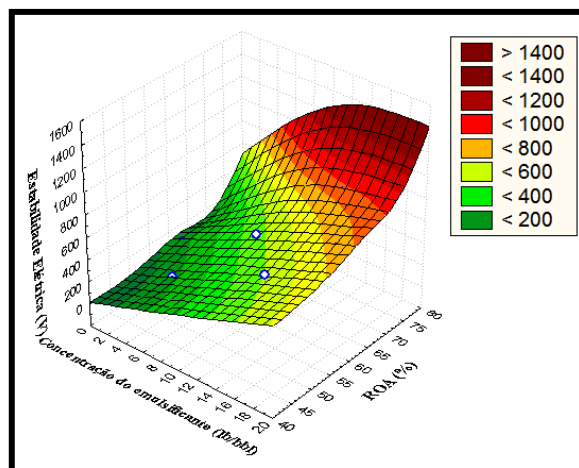


Figura 22: Superfície de resposta correlacionando a EE com a ROA e concentração de emulsificante.

4.2.2 Efeito da ROA e da densidade do fluido sobre a estabilidade elétrica

A correlação entre a estabilidade elétrica, a ROA e a densidade do fluido, que é função da barita, é representada graficamente através da superfície de resposta exibida na Figura 23. Growcock *et al.* (1994) afirmaram que este resultado de EE elevada ocorre devido a presença da barita, que interfere na fase dispersa do fluido, diminuindo a condutividade do meio e fazendo com que uma tensão elétrica maior seja necessária para se obter valores acima de 200

volts. Este comportamento também pode ser verificado através da Figura 23, que é representada graficamente através da superfície de resposta, que apresenta a tendência de aumento da EE com o aumento da densidade do fluido com a presença de barita. Este comportamento, no entanto, passa por um máximo em torno de 16 lb/gal para ROA acima e 70/30.

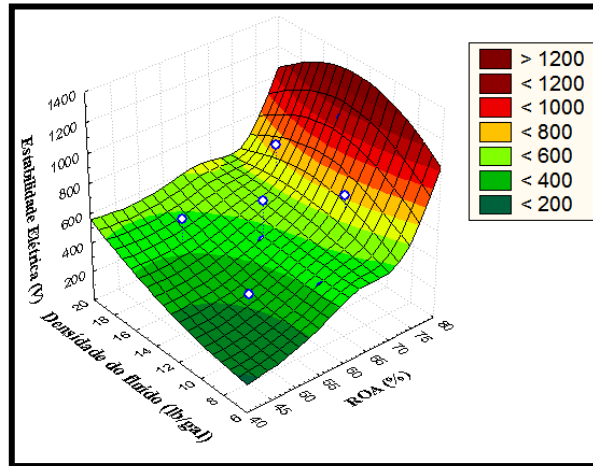


Figura 23: Superfície de resposta correlacionando a EE com ROA e concentração de emulsificante.

4.2.3 Efeito da concentração do emulsificante e da densidade do fluido sobre a estabilidade elétrica

A correlação entre a estabilidade elétrica, a concentração de emulsificante e a densidade do fluido é representada graficamente através da superfície de resposta exibida na Figura 24.

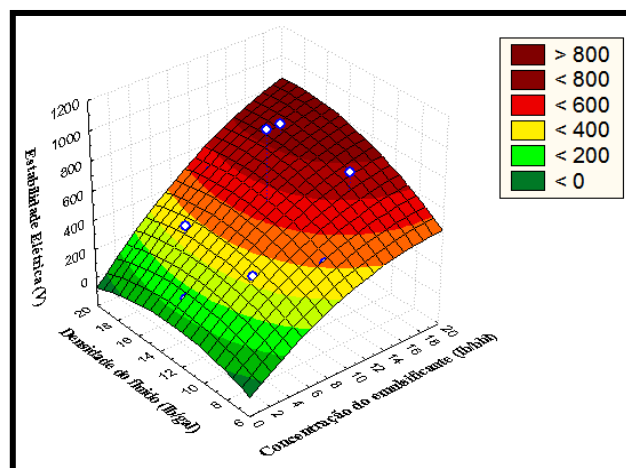


Figura 24: Superfície de resposta correlacionando a EE com a concentração de emulsificante e a densidade do fluido.

Através dessa superfície, é possível verificar que a estabilidade elétrica aumentou com o aumento de ambos os fatores, alcançando o máximo nos limites superiores das variáveis. Tal

fato foi explicado por Danov (2001) que verificou que quanto menor a tensão interfacial entre a água e o óleo, menores são as gotículas e mais estável será o fluido, de tal modo que uma barreira mecânica dificulta a aproximação das gotas por repulsão e promove a estabilização do fluido, resultando em valores elevados de estabilidade elétrica.

4.3 Parâmetros Reológicos

4.3.1 Dados reológicos dos fluidos de perfuração de base olefínica aferidos a 40 °C

Organizados na ordem decrescente por grupo de ROAs, na Tabela 6 estão reportados os ângulos de deformação para diferentes rotações (600, 300, 200, 100, 6 e 3 rpm) obtidos no viscosímetro FANN 35 A, assim como os valores de força gel inicial e final. A partir dessas medidas foram calculadas a tensão cisalhante (Equação 4), a taxa de cisalhamento (Equação 5) e a viscosidade aparente (Equação 3), sendo esta última disponibilizada no ANEXO.

Tabela 6: Dados reológicos dos fluidos de perfuração de base olefínica adquiridos no Viscosímetro FANN 35 A a 40 °C.

Fluido	Composição R C D			Ângulo (graus)						Força Gel (lb/100ft ²)	
				600 rpm	300 rpm	200 rpm	100 rpm	6 rpm	3 rpm	Gel final	Gel inicial
1	70/30	5	10	40	23	15	10	4	4	5	4
2	70/30	15	16	95	57	43	26	5	4	7	4
6	70/30	5	16	92	53	40	25	8	7	10	7
7	70/30	15	10	39	19	13	7	1	1	2	1
5	60/40	10	13	71	40	30	28	5	4	7	5
10	60/40	10	13	75	41	30	25	4	3	10	7
13	60/40	1,6	13	82	47	34	22	7	7	8	7
14	60/40	18	13	88	53	41	25	4	3	5	3
15	60/40	10	7,9	46	27	20	12	4	3	4	2
16	60/40	10	18	280	170	128	82	24	22	27	21
17	60/40	10	13	76	45	34	21	6	5	8	7
3	50/50	5	16	253	157	119	72	23	20	24	21
4	50/50	15	10	82	48	36	23	6	5	7	5
8	50/50	5	10	84	50	38	25	13	12	18	12
9	50/50	15	16	286	181	140	92	26	22	31	22
11	77/23	10	13	41	23	17	10	3	2	5	2
12	43/57	10	13	108	72	56	40	19	18	25	18

onde: R é a ROA; C é a concentração do emulsificante (lb/bbl) e D a densidade do fluido (lb/gal).

De acordo com Machado (2002), o valor da deflexão a 600 rpm (L_{600}) no viscosímetro FANN é relacionado com a perda de carga que ocorre durante a circulação de um fluido de perfuração. Durante a perfuração, ocorre a incorporação de sólidos perfurados ao fluido, o que resulta no aumento dos valores reológicos do fluido. Assim, é comum iniciar a perfuração de uma dada fase com baixos valores de L_{600} (fluido novo) e perceber o contínuo aumento deste

parâmetro com o avanço da perfuração. Com relação à força gel, valores muito elevados dessa medida 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 fluido. Se os dados referentes aos G_i e G_f estão dentro do estipulado pelo API, não haverá nenhum problema de fechamento do poço (prisão ferramental), assentamento de cascalhos sobre a broca, etc., ou seja, a suspensão de sólidos no fluido estará garantida durante uma parada na operação para, por exemplo, manobrar a coluna de perfuração para troca da broca.

De acordo com os dados apresentados na Tabela 6, os fluidos 3, 9, 12 e 16 apresentaram valores de força gel inicial acima do permitido pelo API, que é de 3 a 12 lbf/100ft². Esses valores para esta propriedade indicam que pode haver entupimento do poço pelo fato do fluido não ser capaz de promover a sustentação dos cascalhos. Já na força gel final, os fluidos 2, 4, 5, 6, 8, 10, 13 e 17 estão de acordo com o valor API, que é de 8-20 lbf/100ft².

Devido à baixa precisão na determinação do ângulo (θ) de deformação do fluido fornecida pelo Viscosímetro FANN 35 A, alguns fluidos resultaram aproximação na faixa sugerida pelo API, sendo considerados aptos para a utilização nas forças géis dos fluidos 2, 5, 4, 11 e 15.

Os fluidos de perfuração considerados padrão possuem viscosidade aparente a 600 rpm 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. Nenhum dos fluidos preparados ficaram abaixo de 15 cP (ANEXO A).

Para os dezessete fluidos de perfuração de base olefínica preparados, os dados reológicos encontrados no viscosímetro FANN 35 A foram essenciais para a elaboração das curvas reológicas organizadas por grupos de ROAs, de modo que se realizou o ajuste ao modelo de Herschel- Bulkley.

4.3.2 Ajustes dos parâmetros dos modelos reológicos

Na Tabela 7, encontram-se os parâmetros ajustados para o modelo reológico de Herschel-Bulkley para todos os 17 fluidos de perfuração de base olefínica. O parâmetro de foi estimado utilizando a técnica dos mínimos quadrados não lineares com algoritmo de busca baseado nos métodos Simplex e Quasi-Newton.

Tabela 7: Dados reológicos obtidos para o ajuste dos dados experimentais.

Composição R C D			Herschel- Bulkley		
			τ_0 (Pa)	K (Pa.s ⁿ)	N (adim.)
77/23	10	13	1,04	0,05	0,88
70/30	5	10	1,93	0,02	0,99
70/30	15	16	1,16	0,27	0,74
70/30	5	16	3,31	0,12	0,86
70/30	15	10	0,44	0,01	1,04
60/40	10	13	8,48	0,27	0,75

60/40	10	13	3,02	0,20	0,77
60/40	1,6	13	3,23	0,08	0,89
60/40	18	13	0,52	0,31	0,72
60/40	10	7,9	1,45	0,07	0,84
60/40	10	18	9,23	0,60	0,79
60/40	10	13	2,17	0,14	0,81
50/50	5	16	8,27	0,59	0,77
50/50	15	10	2,17	0,15	0,81
50/50	5	10	6,14	0,06	0,92
50/50	15	16	8,22	1,06	0,71
43/57	10	13	8,48	0,27	0,75

onde:

R: Razão óleo/água (v/v)

C: Concentração do emulsificante (lb/bbl)

D: Densidade do fluido (lb/gal)

Através dos parâmetros encontrados na tabela 7 foram plotados nas razões óleo e água de 50/50, 60/40 e 70/30 as curvas de tensão de cisalhamento *versus* taxa de cisalhamento calculadas pelo modelo de Herschel- Bulkley para os fluidos de perfuração de base olefínica.

4.3.3 Curvas reológicas dos fluidos de perfuração de base olefínica ajustados ao modelo de Herschel-Bulkley a 40 °C

A seguir são apresentadas as curvas de tensão de cisalhamento *versus* taxa de cisalhamento dos fluidos de perfuração de base olefínica agrupadas em função da ROA.

Na Figura 25 apresentam-se as curvas reológicas de escoamento para a razão óleo- água 50/50 ajustados ao modelo de Herschel-Bulkley, que exibiu o comportamento esperado, ou seja, verificou-se o aumento da tensão de cisalhamento com o aumento da taxa de cisalhamento.

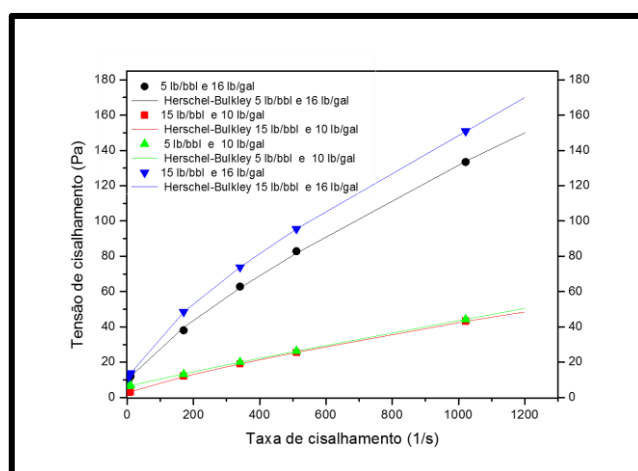


Figura 25: Curvas de tensão de cisalhamento *versus* taxa de cisalhamento calculadas pelo modelo de Herschel-Bulkley para fluidos de perfuração de base olefínica de ROA 50/50 a 40°C.

No entanto, apesar de todos os fluidos com essa ROA apresentarem comportamentos similares, é possível verificar uma clara diferença na relação tensão versus taxa em função de suas concentrações de emulsificante e adensante.

Os fluidos com a mesma densidade (10 lb/gal) se diferenciaram apenas na concentração de emulsificante (5 e 15 lb/bbl) não causaram diferença no comportamento reológico.

As mesmas considerações podem ser aplicadas para os fluidos que possui apenas a mesma densidade (16 lb/gal) com barita e em diferentes concentrações, causando o efeito da diferença de concentração de emulsificante.

Comparando a reologia dos fluidos em função de suas concentrações de adensante (10 e 16 lb/gal), ficou claro que os fluidos mais densos e, portanto, com maior concentração de barita, apresentam maior tensão de cisalhamento para a mesma taxa de deformação.

Na Figura 26 apresentam-se as curvas reológicas de escoamento para a razão óleo- água 60/40 ajustados ao modelo de Herschel-Bulkley. De modo geral, esses fluidos apresentaram comportamento semelhante àquele observado na Figura 25 para ROA 50/50, onde ficou evidente a grande influência do adensante sobre a reologia dos fluidos. Pode-se verificar que o fluido que tinha maior concentração dos sólidos apresentou maior tensão de cisalhamento, com a densidade do fluido de 18 lb/gal com a barita. No outro extremo, o fluido com densidade de 7,9 lb/gal com barita, apresentou os menores valores de tensão de cisalhamento. Já os demais fluidos da razão óleo e água, todos com densidade 13 lb/gal com barita, apresentaram valores de tensão de cisalhamento bastante próximos para a faixa de taxa de cisalhamento estudada. Foi verificado mais uma vez que, a concentração de emulsificante teve pouca influência sobre o comportamento reológico dos fluidos.

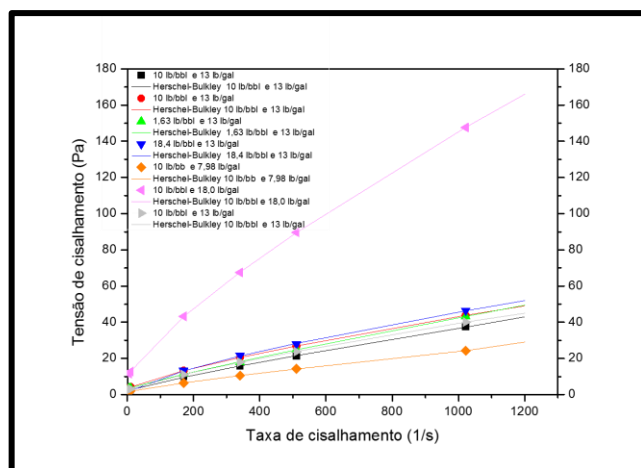


Figura 26: Curvas de tensão de cisalhamento versus taxa de cisalhamento calculadas pelo modelo de Herschel-Bulkley para fluidos de perfuração de base olefínica de ROA 60/40 a 40°C.

Na Figura 27 apresentam-se as curvas reológicas para a razão óleo-água 70/30 ajustados ao modelo de Herschel-Bulkley. Novamente é possível verificar o efeito dominante da concentração de adensante sobre a concentração de emulsificante, visto que os fluidos com densidade (16 lb/gal), apresentaram maiores tensões de cisalhamento do que os fluidos com densidade (10 lb/gal) ambos com a presença de barita.

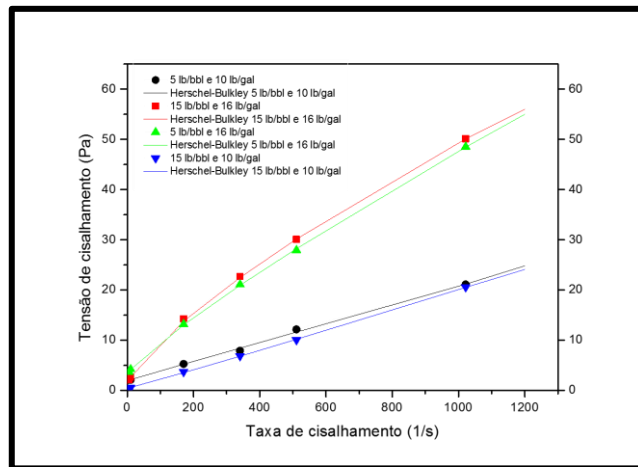


Figura 27: Curvas de tensão de cisalhamento versus taxa de cisalhamento calculadas pelo modelo de Herschel-Bulkley para fluidos de perfuração de base olefínica de ROA 70/30 a 40°C.

De forma geral, os fluidos com ROA 70/30 em relação aos outros fluidos (ROA 60/40 e ROA 50/50), verificou-se que a tensão de cisalhamento diminuiu consideravelmente para 60 Pa. Tendo o aumento da razão do óleo no fluido de perfuração em comparação com a razão d'água para uma dada taxa de deformação, o fluido ficou mais denso e juntamente com a presença de barita provocou este comportamento, neste caso, não necessitando de uma tensão elevada para o escoamento do fluido.

4.4 Parâmetros de Filtração

A estabilidade da emulsão inversa é avaliada com base na medida da EE e na ausência de fluido no filtrado HPHT. Altos valores de EE e ausência de fluido no filtrado HPHT implicam em emulsões estáveis. O valor do volume de filtrado 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 filtrado (BARROS *et al.*, 2007).

Observou-se durante a análise de filtração que após três meses dos fluidos em repouso não ocorreram alterações nos dados reológicos tampouco nos valores de estabilidade elétrica. As características físico-químicas dos fluidos permaneceram compatíveis com os resultados obtidos anteriormente para os demais testes de caracterização.

Para avaliar a adequação dos fluidos preparados nessa dissertação em relação aos parâmetros de filtração, foram realizadas filtrações na célula HPHT na temperatura de 40 °C e pressão 500 psi. Os resultados dos testes de filtração estão reportados na Tabela 7 e mostraram-se satisfatórios para a maioria dos fluidos de perfuração preparados.

Tabela 7: Dados relacionados aos parâmetros de filtração via metodologia HPHT.

Fluido	Componentes			Dados obtidos da filtração	
	Razão óleo/água (%)	Concentração de Emulsificante (lb/bbl)	Densidade do fluido com barita (lb/gal)	Volume de filtrado (ml)	Espessura da torta (mm)
Fluido 1	70/30	5	10	1,0	0,27
Fluido 2	70/30	15	16	0,7	0,12
Fluido 3	50/50	5	16	0,1	0,25
Fluido 4	50/50	15	10	0,1	0,27
Fluido 5	60/40	10	13	0,7	0,24
Fluido 6	70/30	5	16	0,8	0,35
Fluido 7	70/30	15	10	0,8	0,22
Fluido 8	50/50	5	10	1,0	0,25
Fluido 9	50/50	15	16	0,2	0,24
Fluido 10	60/40	10	13	0,4	0,29
Fluido 11	77/23	10	13	0,8	0,21
Fluido 12	43/57	10	13	0,6	0,21
Fluido 13	60/40	1,6	13	20	0,64
Fluido 14	60/40	18	13	0,4	0,24
Fluido 15	60/40	10	7,9	1,1	0,12
Fluido 16	60/40	10	18	1,8	0,48
Fluido 17	60/40	10	13	1,2	0,39

O volume de filtrado referente ao fluido de razão O/A 60/40 e concentração do emulsificante 1,6 lb/bbl e densidade de 13 lb/gal foi maior do que o determinado pelo API, provavelmente por apresentar a menor concentração de emulsificante em sua formulação, de forma que este fluido não é adequado para utilização em campo. A solução para este problema seria acrescentar o redutor de filtrado, evitando que o ressecamento prematuro do fluido e evitando danos no sistema de bombeio (BENSTED, 1993).

Na Figura 28 apresenta os volumes de filtrado HPHT a 40 °C em 20 ml, bem acima do permitido, onde (a) tem-se a ROA 60/40, concentração do emulsificante 1,6 lb/bbl e 13 lb/gal de densidade do fluido observando a fase aquosa no bécker, este mesmo fluido também não foi adequado para os valores de estabilidade elétrica, visto que apresentou duas fases de óleo e água. E, (b) o volume de filtrado que coincidiram com os demais fluidos tendo a fase oleosa na proveta com o volume aproximado a 1 ml, ou seja, ficou abaixo de 6 ml, o que os classificam como aptos a serem utilizados em campo segundo os parâmetros de filtração indicado pelo API.

Na Figura 29 são apresentadas as tortas pela ordem em que foram analisadas, após 24h do procedimento de filtração. Em sua maioria, as tortas apresentaram características de resistência mole e textura variando de lisa à levemente rugosa. Destacando o fluido ROA 60/40 e concentração do emulsificante 1,6 lb/bbl e densidade de 13 lb/gal, que se diferenciou dos demais porque o fluido ficou retido no papel de filtro formando uma torta com espessura de 0,64 mm.

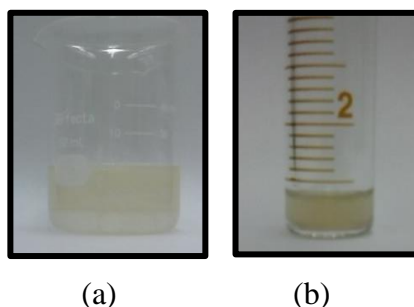


Figura 28: Volume de filtrado a 40°C apresentou em (a) duas fases de óleo e água para o fluido 13 (ROA 60/40 (v/v), concentração do emulsificante 1,6 lb/bbl e densidade do fluido 13 lb/gal) e (b) uma fase composta por óleo no volume de filtrado, de acordo com norma API.

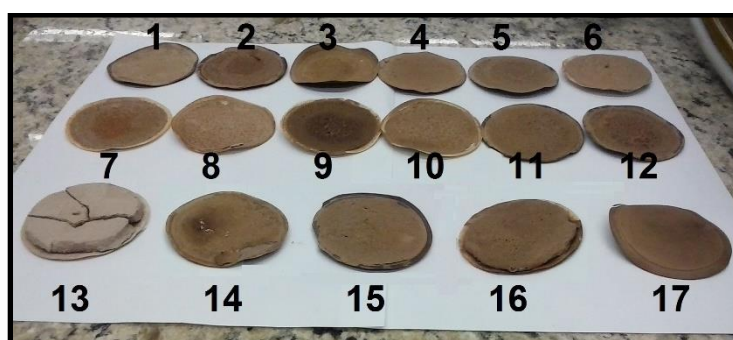


Figura 29: Imagem das tortas dos 17 fluidos de perfuração preparados 24h após a filtração.

4.5 Análise dos Erros Experimentais

O fluido de perfuração de base olefínica foi preparado em triplicata no ponto central (fluidos 5, 10 e 17) com objetivo de avaliar a reprodutibilidade dos ensaios. A composição do ponto central é dada por: razão óleo-água 60/40 (%), concentração de emulsificante 10 lb/bbl e densidade do fluido após a adição de barita 13 lb/gal. Apresenta-se na Tabela 8 a análise estatística dos erros associados às medidas da estabilidade elétrica, à estimação dos parâmetros do modelo reológico e do parâmetro de filtração.

Tabela 8: Análise estatística dos erros experimentais.

Estabilidade Elétrica	Média	σ	CV (%)
EE (V)	448,40	24,82	5,53
Modelo Reológico	Média	σ	CV (%)
τ_0 (Pa)	2,36	0,58	24,60
K (Pa.s ⁿ)	0,14	0,05	33,91
n (adimensional)	0,81	0,04	4,96
Volume de Filtrado	Média	σ	CV (%)
VF (ml)	0,77	0,40	52,71

A análise dos dados estatísticos apresentados na Tabela 8 permite concluir que, dentre os três parâmetros associados aos fluidos de perfuração estudados nesta dissertação, a estabilidade elétrica foi a que forneceu resultados de menor variabilidade, tendo em vista que o CV (que é definido como a razão do desvio padrão pela média) desta propriedade ficou na faixa em torno de 5%, o que é considerado um excelente valor, visto que este dado mostra a extensão da variabilidade em relação à média da população.

Os CVs dos parâmetros do modelo reológico apresentaram valores elevados provavelmente por conta da baixa precisão na determinação do ângulo de deformação do fluido fornecida pelo Viscosímetro FANN 35 A, visto que os parâmetros dos modelos reológicos são funções da leitura desse ângulo de θ .

O alto valor do CV associado ao volume de filtrado provavelmente se deveu ao volume menor obtido no ponto central e à subsequente dificuldade de determinação desse mesmo com a acurácia adequada em milímetros.

5 CONCLUSÕES

Ao utilizar o planejamento experimental Delineamento Composto Central Rotacional (DCCR) para estudar o efeito das três variáveis (razão óleo e água, concentração do emulsificante e densidade do fluido de perfuração de base olefínica), foi caracterizado pelo aferimento de estabilidade elétrica, parâmetros reológicos e de filtração, possibilitando a avaliação do conjunto dos dados obtidos. Com estas variáveis foram observados os seguintes efeitos sobre a estabilidade elétrica:

- Efeito da variável ROA sobre a EE: Constatou-se que o fluido que possuiu maior proporção de óleo tendeu ser mais estável, visto que conduziu menos corrente elétrica.
- Efeito da variável de concentração do emulsificante sobre a EE: Com o aumento da concentração do emulsificante aumentou o valor de estabilidade elétrica, pois contribuiu para reduzir o tamanho das micelas, formando fluidos mais estáveis.
- Efeito da variável de densidade do fluido com barita sobre a EE: Interferiu na fase dispersa do fluido, diminuindo a condutividade do meio, e fez com que uma tensão elétrica maior fosse necessária para se obter valores acima de 200 Volts.

A análise das superfícies de resposta dos fluidos apontou que quanto maior a concentração de emulsificante nos fluidos maiores são os valores de estabilidade elétrica, mesmo em densidades consideradas desejáveis para a formulação do fluido olefínico.

A reologia em função da densidade elevada de barita apresentou maior tensão de cisalhamento para a mesma taxa de deformação. Verificou-se que tanto a concentração de emulsificante e quanto a razão óleo e água tiveram pouca influência sobre o comportamento reológico dos fluidos de perfuração.

No modelo ajustado para Herschel-Bulkley, os fluidos de perfuração de base olefínica não foi linear diante da relação entre a tensão de cisalhamento e a taxa de deformação.

Nos parâmetros de filtração, o fluido de razão O/A 60/40 e concentração do emulsificante 1,6 lb/bbl e densidade de 13 lb/gal, apresentou o volume de filtrado acima do permitido pelo API originados provavelmente, pela baixa concentração de emulsificante. Isto implica na necessidade de adição de um insumo controlador de filtrado ao sistema, caso quisesse manter nestas mesmas condições. Nos demais fluidos, o volume de filtrado em alta pressão e alta temperatura ficaram aptos para serem utilizados em perfuração de poços petrolíferos.

Contudo, as três variáveis que impactaram neste trabalho atenderam ao Instituto Americano de Petróleo na caracterização realizada na estabilidade elétrica, reologia e filtração para os fluidos 2, 4, 5, 6, 8, 10 e 17 dos dezessete analisados.

6 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Como sugestões para realização de trabalhos futuros, os seguintes itens podem ser elencados:

- Comparação dos valores de estabilidade elétrica com a presença de um contaminante (*have dust*) para analisar o comportamento do fluido durante a perfuração.
- Realização de novos testes com a estabilidade elétrica conferindo diversas concentrações do sal no fluido de perfuração de base olefínica.
- Verificação do efeito da variação da temperatura correlacionando com a variação do tempo de agitação perante o teste de estabilidade elétrica.
- Investigação microscópica do tamanho de gotas do fluido de base olefínica com os dados de estabilidade elétrica de acordo com a razão óleo e água.

7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ALI, A.; SCHMIDT, D.D.; HARVEY III, J. Investigation of the Electrical Stability Test for Oil Muds. IADC/SPE Drilling Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, 1987. IADC/SPE 16077.
- ALMEIDA, M. L. Estabilidade de Emulsões de Água-em-Óleo na Presença de Campo Elétrico Externo. 2014. fl. 9. Dissertação (Mestrado). Universidade Federal do Rio de Janeiro/ COOPE, Rio de Janeiro, 2014.
- AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Recommended Practice for Field Testing Oil-Based Drilling Fluids, API Recommended Practice 13B-2 5th ed. Washington, D.C., 2014.
- ASME SHALE SHAKER COMMITTEE. Drilling Fluids Processing Handbook. Gulf Professional Publishing, 2004.
- BARROS, A. O.; LACHTER, E. R.; NASCIMENTO, R. S. V. Estabelecimento de correlações estrutura propriedades de acetais para fluidos de perfuração. Instituto de química. Universidade Federal do Rio de Janeiro. In: 4º PDPETRO, Campinas, São Paulo, 2007.
- BENSTED, J. A simple retarder response test for oilwell cements at high temperatures, In: Cement and Concret Research, 1993.v. 23 p. 1245-1249.
- BIRD, R.B.; LIGHTFOOT, E.N.; STEWART, W.E. Fenômenos de Transporte, 2ª ed. John Wiley & Sons, Inc, 2004.
- BOURGOYNE, A.T.; MILLHEIM, K.K.; CHENEVERT, M.E.; YOUNG JR, F.S. Applied drilling engineering, Society of Petroleum Engineers, Richardson, TX, USA, Second Print, 1991.
- BOYD, P. A.; WHITFILL, D.L.; CARTER, T.S.; ALLAMON, J.P. "New Base Oil Used in Low-Toxicity Oil Muds". Society of Petroleum Engineers of AIME. (Jan. 1985) 137-142.
- CAPEK, I. Degradation of Kinetically - stable O/A Emulsion. Advances in Colloid and Interface Science, P.1-50, 2003.
- CRITTENDON, B.C. Device for Measuring Stability of Water-in-Oil Emulsion, U.S. Patent N° 2.859,404 (1958).
- DANOV, K.D.; KRALCHEVSKY, P.A.; IVANOV, I.B. "Dynamic processes in surfactant stabilized emulsions". In: SJOBLOOM, J. Encyclopedic Handbook of Emulsion Technology, cap. 26, New York, Marcel Dekker, 2001.
- DARLEY, H.C.H. e GRAY, G. R. Composition and properties of drilling and completion fluids. 5ª Edition, Gulf Publishing Company, Houston, Texas, 1988.
- DRESSER- MAGCOBAR. Sistema base óleo, Rio de Janeiro, 1977.
- DIAS, F. T. G.; SOUZA, R. R.; LUCAS, E. F. Influence of modified starches composition on their performance as fluid loss additives in invert-emulsion drilling fluids. Science Direct-Elsevier: Fuel. 2015; n. 140. p. 711-716.
- FANN INSTRUMENT COMPANY. Model 23 D Electrical Stability Tester Instruction Manual. Houston, Texas, 2009.
- FORSTER, E.O., 1985, " Progress in the Field of Electrical Breakdown in Dielectric Fluids," Transaction an Electrical Insulation, EI-20, 6, pp. 905-912.
- GALL, J. J. W. Steam diversion by surfactants. SPE 14390, 1985

- GOODWIN, J.W. Colloids and Interfaces with Surfactants and Polymers – An Introduction. England, John Wiley and Sons LTD, 2004.
- GROWCOCK, F. B.; ELLIS, C.F.; SCHIMIDT, D.D. Electrical Stability, Emulsion Stability, and Wettability of Invert Oil- Based Muds. SPE Annual Technical Conference, New Orleans, Louisiana, 1994.
- HAMIDA, F. M., DEMIRAL B. M. R., SHALLCROSS, D. C., CASTANIER, L. M.; BRIGHAM, W. E. Further Characterization of Surfactants as Steamflood Additives. SPE 20065, 1990.
- LANGEVIN, D.; POTEAU, S.; HÉNAUT, I.; ARGILLIER, J. F. Crude Oil Emulsion Properties and their Application to Heavy Oil Transportation. Oil & Gas Science and Technology - Rev. IFP, Vol. 59 (2004), No. 5, pp 511-521.
- MACHADO, J.C.V. Reologia e Escoamento de fluidos. Ênfase na Indústria do petróleo. Rio de Janeiro: Ed. Interciência, 2002.
- MARTINS, A. L.; WALDMANN, A. T. A.; RIBEIRO, D. C.; MASSARANI, G. The conceptual design of a non-invasive solids-free drilling fluid. Boletim técnico da Produção de Petróleo, Rio de Janeiro, 2008 – volume dois, nº 1 p. 7- 27, 2008.
- MELO, K. C.D. Avaliação e modelagem reológica de fluidos de perfuração base água. 100 f. Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-graduação em Engenharia Química, Centro de Tecnologia, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2008.
- MESSINGER, J U. Emulsion Control Using Electrical Stability. Journal of Petroleum Technology. Dallas, Texas: Socony Mobil Oil Co., Inc, 1965.
- NETO, M. A. S. Contribuição técnica de um sistema de emulsão inversa a base de óleos vegetais para fluidos de perfuração. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal: DEQ/PPGEQ, 2002. Disponível em: http://www1.capes.gov.br/estudos/dados/2002/23001011/012/2002_012_23001011011P7_Teses.pdf. Acesso em 03 de agosto de 2016.
- PERESICH. R.L.; BURELL, B.R.; PRENTICE, G.M., 1991, Development and Field Trial of a Biodegradable Invert Emulsion Drilling Fluid. IADC/SPE Paper No. 21935 presented at the Drilling Conf., Amsterdam, The Netherlands, Mar. II - 14.
- SALAGER, Jean-Louis. Formulaci3n, Composici3n, y Fabricaci3n de Emulsiones para Obtener las Propiedades Deseadas. Estado del Arte. Parte B. Cuaderno FIRP # S747B. Universidad de Los Andes. Mérida, Venezuela, 1999.
- SCHRAMM, L. L. Petroleum emulsions: Basic Principles. In: SCHRAMM, L. L. Emulsions: Fundamentals and applications in the petroleum industry, Advanced Chemistry Series 231. Washington: ACS, p. 79-129, 1992.
- SCHRAMM, L. L. Emulsions, Forms, and Suspensions - Fundamentals and Applications, Weinheim: Wiley, 2005.
- SHINODA, K. SAITO, H. The Stability of O/W Type Emulsions as Functions of Temperature and the HLB of Emulsifiers: The Emulsifications by PIT- method. Journal of Colloid and Interface Science, Vol. 30, Nº 2, 1969.
- SOUZA, J. R. D. Síntese de Fischer- Tropsch sobre perovskitas $\text{LaCu}_0,4\text{Fe}_0,6\text{O}_3$. Centro de Tecnologia. Departamento de Engenharia Química. Programa de Pós- Graduação em Engenharia Química. Tese (Doutorado) Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2010.

THOMAS J. E. Fundamentos de engenharia de petróleo. 2º Edição; Editora Interciência. Rio de Janeiro, 2001.

ZANTEN, R. V.; MILLER, J. J.; BAKER, C. Improved Stability of Invert Emulsion Fluids. IADC/SPE Drilling Conference Exhibition, San Diego, California, 2012. IADC/SPE 151404.

8 ANEXO

Fluido	Taxa de cisalhamento (s^{-1})						Tensão de cisalhamento (Pa)						Viscosidade aparente (cP)					
	600 rpm	300 rpm	200 rpm	100 rpm	6 rpm	3 rpm	600 rpm	300 rpm	200 rpm	100 rpm	6 rpm	3 rpm	600 rpm	300 rpm	200 rpm	100 rpm	6 rpm	3 rpm
1	1021,8	510,9	340,6	170,3	10,22	5,11	21,09	12,13	7,910	5,270	2,110	2,110	20,64	23,74	23,22	30,97	206,4	412,9
2	1021,8	510,9	340,6	170,3	10,22	5,11	50,10	30,06	22,68	13,71	2,640	2,110	49,03	58,84	66,58	80,51	258,1	412,9
3	1021,8	510,9	340,6	170,3	10,22	5,11	133,4	82,80	62,76	37,97	12,13	10,55	130,6	162,1	184,3	223,0	1187	2064
4	1021,8	510,9	340,6	170,3	10,22	5,11	43,24	25,31	18,98	12,13	3,160	2,640	42,32	49,55	55,74	71,22	309,7	516,1
5	1021,8	510,9	340,6	170,3	10,22	5,11	37,44	21,09	15,82	10,02	2,640	2,110	36,64	41,29	46,45	58,84	258,1	412,9
6	1021,8	510,9	340,6	170,3	10,22	5,11	48,52	27,95	21,09	13,18	4,220	3,690	47,48	54,71	61,93	77,42	412,9	722,56
7	1021,8	510,9	340,6	170,3	10,22	5,11	20,57	10,02	6,860	3,690	0,530	0,530	20,13	19,61	20,13	21,68	51,61	103,2
8	1021,8	510,9	340,6	170,3	10,22	5,11	44,30	26,37	20,04	13,18	6,860	6,330	43,35	51,61	58,84	77,42	670,9	1239
9	1021,8	510,9	340,6	170,3	10,22	5,11	150,8	95,45	73,83	48,52	13,71	11,60	147,6	186,8	216,8	284,9	1342	2271
10	1021,8	510,9	340,6	170,3	10,22	5,11	43,77	26,90	20,57	13,18	4,220	3,690	42,84	52,64	60,38	77,42	412,9	722,6
11	1021,8	510,9	340,6	170,3	10,22	5,11	21,62	12,13	8,970	5,27	1,580	1,050	21,16	23,74	26,32	30,97	154,8	206,4
12	1021,8	510,9	340,6	170,3	10,22	5,11	56,95	37,97	29,53	21,09	10,02	9,490	55,74	74,32	86,71	123,9	980,6	1858
13	1021,8	510,9	340,6	170,3	10,22	5,11	43,24	24,79	17,93	11,60	3,690	3,690	42,32	48,51	52,64	68,13	361,3	722,6
14	1021,8	510,9	340,6	170,3	10,22	5,11	46,41	27,95	21,62	13,18	2,110	1,580	45,42	54,71	63,48	77,42	206,4	309,7
15	1021,8	510,9	340,6	170,3	10,22	5,11	24,26	14,24	10,55	6,33	2,110	1,580	23,74	27,87	30,97	37,16	206,4	309,7
16	1021,8	510,9	340,6	170,3	10,22	5,11	147,7	89,65	67,50	43,24	12,66	11,60	144,5	175,5	198,2	253,9	1239	2271
17	1021,8	510,9	340,6	170,3	10,22	5,11	40,08	23,73	17,93	11,07	3,160	2,640	39,22	46,45	52,64	65,03	309,7	516,1