UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO

ROBSON PEREIRA ALVES

AVALIAÇÃO DO TRATAMENTO ELETROSTÁTICO DE EMULSÕES DE PETRÓLEOS COM DIFERENTES TECNOLOGIAS EM UNIDADES INDUSTRIAIS

RIO DE JANEIRO

2015

Robson Pereira Alves

AVALIAÇÃO DO TRATAMENTO ELETROSTÁTICO DE EMULSÕES DE PETRÓLEOS COM DIFERENTES TECNOLOGIAS EM UNIDADES INDUSTRIAIS.

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Tecnologia de Processos Químicos e Bioquímicos, Escola de Química, Universidade Federal do Rio de Janeiro, como requisito parcial à obtenção do título de Mestre em Ciências.

Orientadores: Márcio Nele de Souza, D.Sc.

Frederico Wanderley Tavares, D.Sc.

Rio de Janeiro

2015

Alves, Robson Pereira.

Avaliação do tratamento eletrostático de emulsões de petróleos com diferentes tecnologias em unidades industriais/ Robson Pereira Alves. - Rio de Janeiro, 2015.

Dissertação (Mestrado em Tecnologia de Processos Químicos e Bioquímicos) - Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ, TPQBq - EQ, 2015.

Orientadores: Márcio Nele de Souza
Frederico Wanderley Tavares

1. Tratador eletrostático. 2. Desidratação de petróleos. 3. Processamento primário de petróleo. I. Souza, Márcio Nele (orient.). II. Universidade Federal do Rio de Janeiro. TPQBq

III. Título.

Robson Pereira Alves

AVALIAÇÃO DO TRATAMENTO ELETROSTÁTICO DE EMULSÕES DE PETRÓLEOS COM DIFERENTES TECNOLOGIAS EM UNIDADES INDUSTRIAIS

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Tecnologia de Processos Químicos e Bioquímicos, Escola de Química, Universidade Federal do Rio de Janeiro, como requisito parcial à obtenção do título de Mestre em Ciências.

Orientada por:

_____

Marcio Nele de Souza, D.Sc.

_____

Frederico Wanderley Tavares, D.Sc.

Aprovada por:

_____

Elizabeth Ferreira da Fonseca, D.Sc.

_____

Érika Christina A. N. Chrisman, D.Sc.

_____

Marcia Cristina Khalil de Oliveira, D.Sc.

AGRADECIMENTOS

A Deus, por tudo.

Aos meus orientadores, Márcio Nele e Fred, pela enorme paciência e apoio. Também por sempre acreditarem que seria possível. Meu muito obrigado!

Aos meus pais, João e Irene, por todo o esforço de sempre fazer o melhor por mim.

A minha esposa Márcia e meus filhos Rafael e Gabriel, pelo apoio e por terem entendido as horas em que eu não pude me dedicar a eles. A minhas tias e meus sogros pela torcida e incentivo.

Ao melhor engenheiro que eu já conheci: Nilo Indio do Brasil. Foi quem me transmitiu os primeiros conhecimentos no assunto desta dissertação. Um exemplo profissional a ser seguido por todos.

Ao meu amigo Roberto Carlos G. Oliveira. Trabalhamos juntos por muito tempo e sempre contei com sua confiança, aconselhamento, paciência e transmissão de conhecimentos.

Ao meu amigo Andre Luis Figueira, pelo compartilhamento das dificuldades e incentivo no curso de formação e no trabalho. Também aos amigos Thomas Edison e Sergio Pagnin.

A Giovani Nunes, pela amizade, confiança e irrestrito apoio aos trabalhos e projetos. A Schumann, Laura, Ana Maria, Jonatas e Joyce por todo o apoio dado pela Sede do E&P da Petrobras.

Aos gerentes Anderson, Fernando Braga e Jose Roberto por todo o apoio e confiança. Meu muito obrigado ao Anderson, pelo importantíssimo apoio na reta final, sem o qual tudo seria perdido.

Agradecimentos especiais aos meus amigos Cristina e Thiago, pela ajuda e apoio nas horas de sufoco. Ao meu amigo Severino Carlos. Ao Ramalho, por muitos ensinamentos. A Zuila por incontáveis análises de KF e “enrologia”. A toda a ajuda da Gisélia, Dani, Karnitz, Bianca, Rafael, Rosana Kunert e Márcia Khalil.

Aos meus amigos Rodolpho, Wellington, Eduardo, Maclarry, Juarez, Erick, Adriana, Armando, Pedro, Leonardo, Dárley, Jailton, Gloria Lucas, Kleber, Luis Octavio, Marcos Felipe e Tulio. As secretárias, pela ajuda de sempre, inclusive acertando as viagens e contratos.

Aos amigos da Engenharia Básica: Mauro Leite, Cerbino e Leandro Nolasco. Da Bacia de Campos: Marcos Jangelavicin, Gelmirez, Pittol, André Moço, João Mendonça, Carlos Ramalho, Luciano Carneiro, Luis Fernando, Mondequi, Adilton, Alfradique, Paulo Alberto, Paaaaaulo Vitorrr. Ao Warlley e Nilce, no apoio também como clientes dos projetos. A todo o pessoal das unidades de produção nas quais os testes ocorreram.

Aos meus parceiros de tecnologia do Refino: Raquel, Patricia, Beth Fonseca, Beth Marsiglia, Guilherme. Obrigado a vocês que, juntamente com Cerbino, Paulo Vitor e Paulo Alberto, do E&P, foram a quem recorri por “falarmos a mesma língua”.

Aos meus amigos Fausto Nasato, Gary Sams, Pavan, Carlos Guzman e Jagadeesh.

À PETROBRAS/CENPES por me apoiar e servir de inspiração para o trabalho desenvolvido.

Aos meus professores na UERJ, Petrobras e UFRJ.

Agradeço a todos que contribuíram e por acaso o nome não está aqui.

“A beleza do aprendizado é que ninguém pode retirá-lo de você”

(B. B. King)

RESUMO

Alves, Robson Pereira. **Avaliação do tratamento eletrostático de emulsões de petróleos com diferentes tecnologias em unidades industriais.** Orientadores: Márcio Nele de Souza e Frederico Wanderley Tavares. Rio de Janeiro: UFRJ/EQ/TPQBq, 2015. Dissertação (Mestrado em Tecnologia de Processos Químicos e Bioquímicos)

O objetivo deste trabalho foi comparar, em testes de campo, o desempenho das tecnologias de Tratamento Eletrostático de petróleo atualmente utilizadas, denominadas AC Convencional, Dual Polarity e Dual Frequency, em relação ao teor de água no petróleo tratado, buscando identificar a melhor tecnologia em cada condição operacional, nas três unidades de produção utilizadas.

Cada teste consistiu na retirada periódica de amostras de petróleo tratado, na saída dos tratadores eletrostáticos, em estado estacionário, em cada teste. As amostras foram analisadas e os resultados foram analisados estatisticamente, de modo a avaliar, em cada condição operacional, qual tecnologia apresentou o melhor resultado. Trabalhos de campo nesse sentido são praticamente inexistentes, pois há grande dificuldade de se encontrar diferentes tecnologias de tratamento eletrostático instaladas na mesma planta, simultaneamente, para comparação direta. Os poucos trabalhos de campo com comparação de tecnologias são baseados no “antes e depois” de uma mudança de tecnologia. O mais completo desses foi publicado por Sellman *et al.* (2013), que em seis casos de substituição de tecnologia Dual Polarity por Dual Frequency, encontrou em todos significativa redução do BS&W no petróleo tratado.

Na primeira unidade de produção (um FPSO), a tecnologia Dual Frequency apresentou melhor resultado. Na segunda unidade de produção (um FPSO), a tecnologia AC apresentou melhor resultado, embora o não estabelecimento de interface água-óleo definida, nos tratadores eletrostáticos, tenha limitado a execução dos testes. Na terceira unidade de produção (terrestre), a tecnologia Dual Polarity apresentou melhor resultado, sendo que nesta a tecnologia AC não foi testada.

Foi realizada uma análise estatística para verificar se os resultados foram significativamente diferentes. Os intervalos de confiança foram calculados pelo método de variância combinada e pela distribuição *t* de Student, sendo esta a considerada como mais adequada. A análise estatística corroborou as afirmativas contidas no parágrafo anterior.

ABSTRACT

Alves, Robson Pereira. **Assessment of Electrostatic Dehydration of Crude Oil Emulsions with Different Technologies at Industrial Units.** Orientadores: Márcio Nele de Souza e Frederico Wanderley Tavares. Rio de Janeiro: UFRJ/EQ/TPQBq, 2015. Dissertação (Mestrado em Tecnologia de Processos Químicos e Bioquímicos)

The objective of this study was to compare, through field tests, the performance of the electrostatic treatment technologies currently used at the industry, named AC Conventional, Dual Polarity and Dual Frequency, evaluating the water content of the treated crude oil by each technology, in order to identify the most efficient one, at the three Brazilian production units.

Each test consisted of periodic sampling from each dehydrator oil outlet, at steady state, at different operational conditions. The samples were analyzed and the results were statistically analyzed, in order to figure out which technology performed best on each condition. The purpose of field tests is to evaluate the technologies at real production conditions, eliminating uncertainty regarding scale-up. Tests with objectives like this work are quite uncommon, because it is very hard to find different electrostatic technologies simultaneously installed at the same plant, in order to allow direct comparison. A few works that would approach this one are based on the screens “before and after” a technology retrofit. One interesting work was published by Sellman *et al.* (2013) that at six cases of replacing Dual Polarity technology by Dual Frequency, found significant BS&W reduction at the treated crude oil.

At the first production unit (FPSO type), Dual frequency technology showed the best result. At the second production unit (also FPSO type), AC technology showed the best result, although these tests were limited because a sharp water-oil interface was not established. At the third production unit (onshore plant), Dual Polarity technology showed the best result, note that AC technology was not testes at this plant.

A statistical analysis has been realized in order to verify if the results were significantly different. Confidence intervals were calculated by the pooled variance method and the Student's *t*-distribution. This last was considered as the most appropriate. Statistical analysis corroborated the statements contained in the previous paragraph.

SUMÁRIO

1 Introdução e Motivação 1

2 Revisão Bibliográfica 4

2.1 A Presença de Água e Sais no Petróleo e Seus Efeitos 4

2.2 Constituição do Petróleo 6

2.3 Classificação dos Petróleos 7

2.4 Emulsões de Petróleo 7

2.5 Processos de Separação / Quebra de Emulsão 10

2.6 Processamento Primário de Petróleo 12

2.7 Importância da Busca por Tecnologias de Tratamento Eletrostático Mais Eficientes 17

2.8 Descrição do Processo Eletrostático 19

2.9 Efeito do Teor de Água na Entrada dos Tratadores Eletrostáticos 24

2.10 Efeito da Condutividade Elétrica do Petróleo na Desidratação de Emulsões 25

2.11 Efeito da Frequência do Campo Elétrico na Desidratação de Emulsões 26

2.12 Tecnologias de Tratamento Eletrostático Utilizadas Industrialmente 29

2.12.1 Tecnologia AC 30

2.12.2 Tecnologia AC/DC (*Dual Polarity*) 34

2.12.3 Tecnologia AC/DC com Modulação Bimodal de Campo (*Dual Frequency*) 36

3 Materiais e Métodos 40

3.1 Proposição do Estudo 40

3.2 Caracterização dos Petróleos 41

3.3 Ajuste dos Parâmetros da Tecnologia Dual Frequency 42

3.4 Obtenção dos Dados na Unidade de Produção 1 (UP-1) 46

3.5 Obtenção dos Dados na Unidade de Produção 2 (UP-2) 48

3.6 Obtenção dos Dados na Unidade de Produção 3 (UP-3) 51

3.7 Cálculo dos Intervalos de Confiança 53

3.8 Variáveis do Processo de Desidratação Eletrostática de Petróleos 55

4 Resultados e Discussões 57

4.1 Testes na Unidade de Produção 1 (UP-1) 57

4.2 Testes na Unidade de Produção 2 (UP-2) 64

4.3 Testes na Unidade de Produção 3 (UP-3) 71

5 Conclusões e Considerações Finais 77

6 Recomendações e Sugestões para Trabalhos Futuros 81

7 Referências 82

LISTA DE SIGLAS

API - American Petroleum Institute

AC - Corrente alternada (alternating current)

ASTM - American Society for Testing and Material

BCS - Bombeio centrífugo submerso

BFM - Bimodal Field Modulation

BS&W - Teor de água e sedimentos

DC - Corrente contínua (direct current)

DP - Dual Polarity

DF - Dual Frequency

DTG - Distribuição de tamanho de gota

FPSO - Floating production, storage and offloading unit.

IGBT - Insulated gate bipolar transistor

IHM - Interface homem-máquina

LRC - Load Responsive Controller

PVR - Pressão de Vapor Reid

SARA - Saturados, aromáticos, resinas e asfaltenos

TO - Tratador de óleo ou tratador eletrostático

TOG - Teor de água e graxas

TRL - Technical readiness level

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1 – AÇÃO DOS AGENTES EMULSIONANTES SOBRE UMA GOTA DE ÁGUA 8
FIGURA 2 – INFLUÊNCIA DA TEMPERATURA NA SOLUBILIDADE DA ÁGUA EM PETRÓLEO 12
FIGURA 3 - PLANTA DE PROCESSO *OFFSHORE*. CONCEITO PARA SALINIDADE DA ÁGUA PRODUZIDA DOS CAMPOS REGULARES DO PÓS-SAL (ADAPTADO DE NUNES *ET AL.*, 2010). 14
FIGURA 4 - PLANTA DE PROCESSO *OFFSHORE*. CONCEITO PARA SALINIDADE ELEVADA DA ÁGUA PRODUZIDA - DESSALGAÇÃO (ADAPTADO DE NUNES *ET AL.*, 2010). 16
FIGURA 5 - PLANTA DE PROCESSO *OFFSHORE*. CONCEITO TANQUE DE LAVAGEM 17
FIGURA 6 - FORÇAS DE COALESCÊNCIA. MECÂNICAS: GRAVITACIONAL E HIDRÁULICA. ELETROSTÁTICAS: DIPOLO-DIPOLO, ELETROFORÉTICA E DI-ELETROFORÉTICA (ADAPTADO DE SAMS E WARREN, 2004). 20
FIGURA 7 – CONDUTIVIDADE ELÉTRICA DE DOIS PETRÓLEOS EM FUNÇÃO DA TEMPERATURA 26
FIGURA 8 – DEPENDÊNCIA DA DESEMULSIFICAÇÃO COM A FREQUÊNCIA EM DIFERENTES VALORES DE TENSÃO (ADAPTADO DE DRAXLER E MARR, 1993). 27
FIGURA 9 – TAXA DE COALESCÊNCIA ELETROSTÁTICA EM FUNÇÃO DO CAMPO ELÉTRICO DO TIPO AC PARA DIFERENTES VALORES DE FREQUÊNCIA (FONTE: LEE *ET AL.*, 2001) 28
FIGURA 10 – TAXA DE COALESCÊNCIA ELETROSTÁTICA EM FUNÇÃO DO CAMPO ELÉTRICO DO TIPO DC PARA DIFERENTES VALORES DE FREQUÊNCIA (FONTE: LEE *ET AL.*, 2001) 28
FIGURA 11 – DESENHO ESQUEMÁTICO: (A) TRATADOR ELETROSTÁTICO AC CONVENCIONAL; (B) FLUXO PRINCIPAL NESTE TRATADOR (ADAPTADO DE ARNOLD E STEWART, 2008). 31
FIGURA 12 - DESENHO ESQUEMÁTICO DE UM TRATADOR ELETROSTÁTICO AC CONVENCIONAL COM DOIS ELETRODOS (ADAPTADO DE SAMS E WARREN, 2003). 32
FIGURA 13 - DESENHO ESQUEMÁTICO DE UM TRATADOR ELETROSTÁTICO AC CONVENCIONAL COM ELETRODOS DE PLACAS VERTICAIS (ADAPTADO DE SHVETSOV *ET AL.*, 2010)..... 33
FIGURA 14 – CURVA DE REATÂNCIA PROPICIADA POR UM REATOR ACOPLADO A UM TRANSFORMADOR, PARA PROTEÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO DE UM TRATADOR ELETROSTÁTICO (ADAPTADO DE WARREN, 2002). 33
FIGURA 15 – TRATADOR ELETROSTÁTICO AC DE FLUXO HORIZONTAL (ADAPTADO DE ANZAI, 2013)..... 34
FIGURA 16 – CONFIGURAÇÃO DOS ELETRODOS DE UM TRATADOR ELETROSTÁTICO AC/DC 35
FIGURA 17 - DECAIMENTO DA TENSÃO E VALOR MÉDIO DO CAMPO ELÉTRICO EFETIVAMENTE APLICADO AO PETRÓLEO (ADAPTADO DE SELLMAN *ET AL.*, 2012)..... 38
FIGURA 18 - MODULAÇÃO DA FREQUÊNCIA EM UM SISTEMA DUAL FREQUENCY 38
FIGURA 19 – REDUÇÃO ESPERADA NAS DIMENSÕES DOS VASOS TRATADORES PELO USO DA TECNOLOGIA BFM (DUAL FREQUENCY) (FONTE: ANZAI, 2013; CAMERON, 2010). 39
FIGURA 20 - IHM DA TECNOLOGIA DUAL FREQUENCY (FOTO PRÓPRIA) 42
FIGURA 21 - TELA DE EDIÇÃO DA IHM DA TECNOLOGIA DUAL FREQUENCY (FOTO PRÓPRIA) 43
FIGURA 22 - TELA DE ACOMPANHAMENTO DA IHM DA TECNOLOGIA DUAL FREQUENCY (FOTO PRÓPRIA) 44
FIGURA 23 - FORMAS DE ONDA DISPONÍVEIS - TECNOLOGIA DUAL FREQUENCY (DESENHO PRÓPRIO) 44
FIGURA 24 – EXEMPLOS DE *SKEW FACTOR* (FATOR DE INCLINAÇÃO) DA MODULAÇÃO PARA A TECNOLOGIA DUAL FREQUENCY (DESENHO PRÓPRIO) 45
FIGURA 25 - TECNOLOGIAS DUAL FREQUENCY E DUAL POLARITY INSTALADAS NA UP-1 (FOTO PRÓPRIA). 48
FIGURA 26 - TECNOLOGIAS DUAL FREQUENCY E DUAL POLARITY INSTALADAS NA UP-2 (FOTO PRÓPRIA) 49
FIGURA 27 - TRATADOR ELETROSTÁTICO DUAL FREQUENCY (ESQ.) E SEU TRANSFORMADOR, INSTALADO NA PARTE SUPERIOR DO MESMO (DIR.) (FOTO PRÓPRIA) 52
FIGURA 28 - EXEMPLO DE MÉDIAS E INTERVALOS DE CONFIANÇA CALCULADOS DE TRÊS DIFERENTES TECNOLOGIAS (A, B E C). 54

FIGURA 29 - INTERVALOS DE CONFIANÇA OBTIDOS PARA O MELHOR RESULTADO DE TEOR DE ÁGUA DE CADA TECNOLOGIA NA UP-1 (VARIÂNCIA COMBINADA POR TECNOLOGIA) 62
FIGURA 30 - INTERVALOS DE CONFIANÇA OBTIDOS PARA O MELHOR RESULTADO DE TEOR DE ÁGUA DE CADA TECNOLOGIA NA UP-1 (VARIÂNCIA COMBINADA GERAL) 63
FIGURA 31 - INTERVALOS DE CONFIANÇA OBTIDOS ATRAVÉS DA DISTRIBUIÇÃO *T* DE STUDENT PARA O MELHOR RESULTADO DE TEOR DE ÁGUA DE CADA TECNOLOGIA NA UP-1 64
FIGURA 32 - RESULTADOS DOS TESTES NA UP-2 – TECNOLOGIA AC X DUAL POLARITY 65
FIGURA 33 - RESULTADOS DOS TESTES NA UP-2 – TECNOLOGIA AC X DUAL FREQUENCY 66
FIGURA 34 - INTERVALOS DE CONFIANÇA PARA O MELHOR RESULTADO DE CADA TECNOLOGIA NA UP-2 (VARIÂNCIA COMBINADA POR TECNOLOGIA) – TESTES AC X DP 68
FIGURA 35 - INTERVALOS DE CONFIANÇA PARA O MELHOR RESULTADO DE CADA TECNOLOGIA NA UP-2 (VARIÂNCIA COMBINADA POR TECNOLOGIA) – TESTES AC X DF 69
FIGURA 36 - INTERVALOS DE CONFIANÇA PARA O MELHOR RESULTADO DE CADA TECNOLOGIA NA UP-2 (DISTRIBUIÇÃO *T* DE STUDENT) – TESTES AC X DP 70
FIGURA 37 - INTERVALOS DE CONFIANÇA PARA O MELHOR RESULTADO DE CADA TECNOLOGIA NA UP-2 (DISTRIBUIÇÃO *T* DE STUDENT) – TESTES AC X DF 71
FIGURA 38 - INTERVALOS DE CONFIANÇA OBTIDOS ATRAVÉS DO MÉTODO DE VARIÂNCIA COMBINADA PARA O MELHOR RESULTADO DE TEOR DE ÁGUA DE CADA TECNOLOGIA NA UP-3 – TESTES DP X DF A 100°C 73
FIGURA 39 - INTERVALOS DE CONFIANÇA OBTIDOS ATRAVÉS DO MÉTODO DE VARIÂNCIA COMBINADA PARA O MELHOR RESULTADO DE TEOR DE ÁGUA DE CADA TECNOLOGIA NA UP-3 – TESTES DP X DF A 120°C 74
FIGURA 40 - INTERVALOS DE CONFIANÇA OBTIDOS PELA DISTRIBUIÇÃO *T* DE STUDENT PARA O MELHOR RESULTADO DE TEOR DE ÁGUA DE CADA TECNOLOGIA NA UP-3 – TESTES DP X DF A 100°C 75
FIGURA 41 - INTERVALOS DE CONFIANÇA OBTIDOS ATRAVÉS DA DISTRIBUIÇÃO *T* DE STUDENT PARA O MELHOR RESULTADO DE TEOR DE ÁGUA DE CADA TECNOLOGIA NA UP-3 – TESTES DP X DF A 120°C 76

ÍNDICE DE TABELAS

TABELA 1 - CLASSIFICAÇÃO DO PETRÓLEO EM FUNÇÃO DA DENSIDADE API (GEORGIE E SMITH, 2012) 7
TABELA 2 – REDUÇÃO DE BS&W NO PETRÓLEO TRATADO NA TROCA DE TECNOLOGIA, DE DUAL POLARITY PARA DUAL FREQUENCY (ADAPTADO DE SELLMAN *ET AL.*, 2013) 18
TABELA 3 - PETRÓLEOS UTILIZADOS NOS TESTES 41
TABELA 4 - PROPRIEDADES DOS PETRÓLEOS UTILIZADOS 41
TABELA 5 - CONFIGURAÇÕES DA TECNOLOGIA DUAL FREQUENCY SELECIONADAS PARA OS TESTES NA UP-1 45
TABELA 6 - CONFIGURAÇÕES DA TECNOLOGIA DUAL FREQUENCY UTILIZADAS NOS TESTES NA UP-2 46
TABELA 7 - CONFIGURAÇÕES DA TECNOLOGIA DUAL FREQUENCY SELECIONADAS PARA OS TESTES NA UP-3 46
TABELA 8 - PLANEJAMENTO CODIFICADO DOS TESTES NA UP-2 51
TABELA 9 - RESULTADOS OBTIDOS NOS TESTES DO TRATADOR ELETROSTÁTICO DO TREM A DA UP-1 (TECNOLOGIA AC) COM O TRANSFORMADOR LIGADO E DESLIGADO 57
TABELA 10 - RESULTADOS DOS TESTES DE TRATAMENTO ELETROSTÁTICO NA UP-1 59
TABELA 11 - SALINIDADE PARA O RESULTADO DE MENOR TEOR DE ÁGUA DE CADA TECNOLOGIA NA UP-1 61
TABELA 12 - VARIÂNCIA COMBINADA (s_P^2), DESVIO PADRÃO GLOBAL (DV_P) E DOBRO DO DESVIO PADRÃO GLOBAL ($2DV_P$) OBTIDOS PARA OS RESULTADOS DE TEOR DE ÁGUA NOS TESTES NA UP-1 61
TABELA 13 - INTERVALOS DE CONFIANÇA OBTIDOS PARA O MELHOR RESULTADO DE TEOR DE ÁGUA DE CADA TECNOLOGIA NA UP-1 (VARIÂNCIA COMBINADA, POR TECNOLOGIA) 62
TABELA 14 - INTERVALOS DE CONFIANÇA OBTIDOS PARA O MELHOR RESULTADO DE TEOR DE ÁGUA DE CADA TECNOLOGIA NA UP-1 (VARIÂNCIA COMBINADA GERAL) 62
TABELA 15 - INTERVALOS DE CONFIANÇA OBTIDOS ATRAVÉS DA DISTRIBUIÇÃO *T* DE STUDENT PARA O MELHOR RESULTADO DE TEOR DE ÁGUA DE CADA TECNOLOGIA NA UP-1 63
TABELA 16 - CONFIGURAÇÃO DA TECNOLOGIA DUAL FREQUENCY UTILIZADA NOS TESTES NA UP-2 65
TABELA 17 - RESULTADOS DOS TESTES NA UP-2 65
TABELA 18 - VARIÂNCIA COMBINADA (s_P^2), DESVIO PADRÃO GLOBAL (DV_P) E DOBRO DO DESVIO PADRÃO GLOBAL ($2DV_P$) OBTIDOS PARA OS RESULTADOS DE TEOR DE ÁGUA NOS TESTES NA UP-2 67
TABELA 19 - INTERVALOS DE CONFIANÇA OBTIDOS USANDO O MÉTODO DE VARIÂNCIA COMBINADA PARA O MELHOR RESULTADO DE TEOR DE ÁGUA DE CADA TECNOLOGIA NA UP-2 (VARIÂNCIA COMBINADA POR TECNOLOGIA) – TESTES AC X DP 67
TABELA 20 - INTERVALOS DE CONFIANÇA OBTIDOS ATRAVÉS DO MÉTODO DE VARIÂNCIA COMBINADA PARA O MELHOR RESULTADO DE TEOR DE ÁGUA DE CADA TECNOLOGIA NA UP-2 (VARIÂNCIA COMBINADA POR TECNOLOGIA) – TESTES AC X DF 68
TABELA 21 - INTERVALOS DE CONFIANÇA OBTIDOS PELA DISTRIBUIÇÃO *T* DE STUDENT PARA O MELHOR RESULTADO DE TEOR DE ÁGUA DE CADA TECNOLOGIA NA UP-2 – TESTES AC X DP 69
TABELA 22 - INTERVALOS DE CONFIANÇA OBTIDOS PELA DISTRIBUIÇÃO *T* DE STUDENT PARA O MELHOR RESULTADO DE TEOR DE ÁGUA DE CADA TECNOLOGIA NA UP-2 – TESTES AC X DF 70
TABELA 23 - RESULTADOS DOS TESTES NA UP-3, A 100°C, COM AS TECNOLOGIAS DUAL POLARITY E DUAL FREQUENCY 72
TABELA 24 - INTERVALOS DE CONFIANÇA OBTIDOS ATRAVÉS DO MÉTODO DE VARIÂNCIA COMBINADA PARA O MELHOR RESULTADO DE TEOR DE ÁGUA DE CADA TECNOLOGIA NA UP-3 – TESTES DP X DF A 100°C 73
TABELA 25 - RESULTADOS DOS TESTES NA UP-3, A 120°C, COM AS TECNOLOGIAS DUAL POLARITY E DUAL FREQUENCY 73
TABELA 26 - INTERVALOS DE CONFIANÇA OBTIDOS ATRAVÉS DO MÉTODO DE VARIÂNCIA COMBINADA PARA O MELHOR RESULTADO DE TEOR DE ÁGUA DE CADA TECNOLOGIA NA UP-3 – TESTES DP X DF A 120°C 74
TABELA 27 - INTERVALOS DE CONFIANÇA OBTIDOS PELA DISTRIBUIÇÃO *T* DE STUDENT PARA O MELHOR RESULTADO DE TEOR DE ÁGUA DE CADA TECNOLOGIA NA UP-3 – TESTES DP X DF A 100°C 75

TABELA 28 - INTERVALOS DE CONFIANÇA OBTIDOS ATRAVÉS DO MÉTODO DA DISTRIBUIÇÃO *T* DE STUDENT PARA O MELHOR RESULTADO DE TEOR DE ÁGUA DE CADA TECNOLOGIA NA UP-3 – TESTES DP X DF A 120°C 76

1 Introdução e Motivação

Ao longo da vida útil de um campo de produção de petróleo, além da produção do petróleo e gás, também ocorre grande produção de água, cuja proporção aumenta com o tempo. Essa água, na verdade, consiste em uma solução aquosa rica em sais (salmoura). Os fluidos (petróleo, gás e água), inicialmente separados no reservatório, passam pela formação rochosa do reservatório, atravessam a região do poço canhoneada para propiciar a passagem dos fluidos do reservatório para o interior do poço, sobem pela coluna de produção do poço e seguem para unidade de produção, através de dutos chamados de *risers* e *flowlines* (no caso de unidades de produção marítimas), ou é bombeado mecanicamente (no caso de unidades de produção terrestres). Durante todo este trajeto, os fluidos são submetidos a forte agitação e escoamento turbulento, que fornecem energia suficiente para dispersão da água no petróleo, além das despressurizações na árvore de natal e na válvula choke. Deste modo, ocorre a formação de uma emulsão do tipo água em óleo, ou, simplificadamente, emulsão A/O (Anzai, 2013; Brasil *et al.*, 2011; Devold, 2010; Alves e Oliveira, 2006; Schramm, 2005).

O sal está, normalmente, dissolvido na fase aquosa. Como a produção dessa água (mais exatamente uma salmoura) tende a aumentar com o envelhecimento do campo de produção (seja pela elevação da proporção de água de formação ou pela produção da água de poços injetores), a presença de um sistema emulsionado é uma realidade na indústria do petróleo. A remoção da água e dos sais (contaminantes do petróleo) é estritamente necessária, devido à relação entre o valor de mercado do petróleo e sua qualidade, além de evitar problemas em toda a cadeia de produção (Vafajoo *et al.*, 2012; Brasil *et al.*, 2011). Exemplos de problemas no segmento de Produção são custo extra no transporte devido ao volume extra e aumento da viscosidade do petróleo, o que dificulta o bombeamento do mesmo. Já no segmento de Refino, os problemas da presença de água e sais no petróleo são corrosão e incrustação nos equipamentos de processo, envenenamento de catalisadores, redução da capacidade de processamento, perturbações no processo que resultam em perda de especificação de produtos, aumento do consumo de produtos químicos e custo do reprocessamento para descarte da água dentro das restrições ambientais (Mhatre *et al.*, 2015; Alves e

Oliveira, 2006).

Para enquadramento do petróleo em teores de água e salinidade, atualmente existem diversos métodos disponíveis no mercado. Entretanto, ao se comparar esses métodos com o tratamento eletrostático, observa-se que o tratamento eletrostático é o mais eficiente sob os pontos de vista econômico e ambiental, além de mais utilizado (NoïK *et al.,* 2006), é superior sob o aspecto energético (Eow *et al.*, 2001) e é o melhor método disponível (Coutinho, 2005).

Para os novos projetos da PETROBRAS S.A., as especificações de enquadramento do petróleo tratado são BS&W (teor de água e sedimentos) de 0,5% v/v e salinidade de 285 mg NaCl/L de óleo. Muitos projetos antigos consideram o dobro desses valores, portanto mais fáceis de serem atingidos. No tratamento eletrostático de petróleos, a busca por tecnologias mais eficientes é de fato importante para se garantir o enquadramento do petróleo produzido da forma mais econômica e segura. Na fase de projeto, tecnologias mais eficientes podem propiciar o uso de tratadores eletrostáticos de menores dimensões, ou propiciar redução da temperatura de processo (que significa menor área de troca térmica, menor manutenção e até uso de metalurgia de menor custo). Nesses dois casos, são reduzidos o peso e espaço na plataforma, que têm grande influência no custo total de uma unidade de produção (D'Souza e Basu, 2011). A escolha da tecnologia correta pode inclusive viabilizar o uso de uma configuração de planta de custo bem inferior. No caso de unidades em operação, ou seja, plantas construídas, uma tecnologia mais eficiente pode ser instalada para propiciar a melhoria da qualidade do petróleo tratado ou aumento da capacidade de tratamento, dentre outros exemplos.

Esse trabalho teve por objetivo comparar, em campo, o desempenho das tecnologias de Tratamento Eletrostático de petróleo atualmente utilizadas na indústria, denominadas AC Convencional, Dual Polarity e Dual Frequency, no enquadramento do petróleo em relação ao teor de água, em unidades em operação. A tecnologia AC Convencional é a mais antiga e consagrada no mercado. A tecnologia Dual Polarity foi lançada posteriormente como mais eficiente que a primeira. A tecnologia Dual Frequency é a mais recente e anunciada pelo fornecedor como a mais eficiente de todas. Para comparação entre as tecnologias, foram realizados testes em três diferentes unidades de produção em plena operação, sendo duas marítimas e uma terrestre. O objetivo dos testes foi comparar o

desempenho das tecnologias com base no teor de água no petróleo tratado, observando-se, em cada condição de teste, qual tecnologia propiciou o menor teor de água no petróleo tratado e, consequentemente, o menor teor de sal.

2 Revisão Bibliográfica

2.1 A Presença de Água e Sais no Petróleo e Seus Efeitos

Na maioria dos campos de produção de petróleo de todo o mundo, existe uma considerável quantidade de água e sais presentes no petróleo extraído (Vafajoo *et al.*, 2012). Estes são incorporados ao petróleo em função da agitação imposta pelos métodos de elevação do petróleo e, também, por despressurizações na árvore de natal e na válvula choke (Brasil *et al.*, 2011; Alves e Oliveira, 2006). A água está dispersa no petróleo em forma de gotículas, com tamanho médio inferior a 50µm. Essas gotículas estão estabilizadas pela ação de agentes emulsificantes, que são naturalmente presentes no petróleo (Atten, 1993; Alves e Oliveira, 2006). Já o sal está, normalmente, dissolvido na fase aquosa, chamada de água de formação, mas pode, eventualmente, apresentar-se como pequenos cristais, situados na interface água-óleo. A concentração e a composição dos sais presentes na água de formação variam de acordo com os campos de produção. Mais frequentemente são encontrados sais de sódio, cálcio e magnésio, sobretudo sob a forma de cloretos e, em menor extensão, de sulfatos (Coutinho, 2005). Como a produção de água tende a aumentar com o envelhecimento do poço (seja pela elevação da água de formação ou pela produção da água de poços injetores), a presença de um sistema emulsionado é uma realidade na indústria de óleo e gás (Anzai, 2013).

Segundo Brasil (2000) e Cunha (2008), a água associada ao petróleo pode estar presente de três formas:

- água livre, quando o volume de água é tal que não há tempo suficiente para um íntimo contato com o óleo, ou quando as gotas de água têm um diâmetro tal que a separação entre as fases é facilmente obtida por decantação;

- água emulsionada, quando há uma mistura entre água e óleo, sendo a água então dispersa em forma de gotículas, dando origem a uma emulsão do tipo água-em-óleo;

- água solúvel, pois embora sejam considerados líquidos imiscíveis, existe uma pequena, mas mensurável, solubilidade da água no petróleo. Esta água somente é separada do petróleo por vaporização.

A remoção da água e dos sais do petróleo é necessária, devido à relação entre o valor de mercado do petróleo e sua qualidade, além de causar problemas técnicos em toda a cadeia de produção (Vafajoo et al., 2012; Coutinho, 2005).

Nas refinarias, a remoção dos contaminantes em questão se torna crucial para prevenir corrosão e incrustação nos equipamentos de processo, envenenamento de catalisadores, redução da capacidade de processamento, perturbações no processo que resultam em perda de especificação de produtos, aumento do consumo de produtos químicos e custo extra no transporte devido ao aumento da viscosidade do petróleo (Mhatre *et al.*, 2015; Alves e Oliveira, 2006). Já Coutinho (2005) detalha os danos causados por estes contaminantes, nas unidades de processo das refinarias, caso permaneçam no petróleo, limitando o tempo de campanha e aumentando o custo do processamento. Os danos listados são:

- corrosão em equipamentos, especialmente na destilação, como os condensadores e vaso de topo de torre, internos da região de topo, tubulações, válvulas de controle e até mesmo o próprio costado da torre;

- deposição de sais nos permutadores e fornos, já que para muitos sais a solubilidade diminui com o aumento da temperatura e/ou pode ocorrer a precipitação de cristais pela evaporação da água. Como consequência, pode ocorrer o aumento na queda de pressão ao longo da bateria de pré-aquecimento, redução da eficiência de troca térmica e o consequente aumento do consumo de combustível nos fornos. Contribui também para deposição de coque no interior dos tubos dos fornos e para limitação de carga da unidade;

- presença de excesso de água na corrente de petróleo cru, causando aumento de consumo de combustível necessário ao aquecimento e vaporização da carga, além de instabilidade no processo devido à formação de bolsões de água;

- aumento do consumo de produtos químicos para controle de pH e inibidores de corrosão e a consequente piora do controle da adição destes produtos químicos, devido à instabilidade do teor de cloretos, que gera adições ora excessivas ora insuficientes de aditivos;

- presença de sais, sedimentos e sólidos nas correntes de processo, causando envenenamento de catalisadores e piorando a qualidade do óleo combustível e do asfalto.

Pelos motivos acima, observa-se que o petróleo deve ser entregue às refinarias com baixo teor de contaminantes, pois o processo de dessalgação existente nas mesmas (que reduz o teor de sais do petróleo) somente atingirá seu objetivo se o petróleo for recebido das plataformas dentro de níveis aceitáveis.

2.2 Constituição do Petróleo

O petróleo é constituído por centenas de hidrocarbonetos diferentes. As estabilidades das emulsões de petróleo podem variar não somente com a composição original do petróleo, mas também com a maneira como o qual é produzido e com o envelhecimento do poço ou do reservatório (Raisin, 2011).

A caracterização única dos componentes constituintes do petróleo é, na prática, impossível. Dessa forma, a separação do petróleo em grupos de componentes normalmente é utilizada para fins de caracterização. Uma maneira comum de classificação é baseada no teor das frações SARA (Saturados, Aromáticos, Resinas e Asfaltenos). Essas frações são separadas do petróleo em função da polaridade, mediante o emprego de solventes com diferentes polaridades e a adsorção em superfícies ativas, a exemplo da sílica (Ramalho, 2009). Radke *et al.* (1980) desenvolveram um método para a separação de grupos de hidrocarbonetos, aplicados a análises geoquímicas de óleos crus. O método propõe a separação da amostra em três grandes grupos: aromáticos, saturados e polares (SAP).

O grupo de compostos saturados constitui o grupo de compostos de cadeias carbônicas apolares, em sua maioria alcanos e cicloalcanos. O grupo dos aromáticos engloba a classe dos hidrocarbonetos com um ou mais anéis benzênicos, podendo conter cadeias alifáticas e/ou anéis naftênicos ligados ao anel benzênico (Ramalho, 2009). O grupo dos não hidrocarbonetos engloba as resinas, os asfaltenos e outros contaminantes. As resinas são compostos polares, complexos, contendo heteroátomos como nitrogênio e oxigênio, além de metais como níquel e ferro, que lhes conferem a polaridade característica. As resinas não são estáveis, decompondo sob a ação do ar e da luz solar, evoluindo provavelmente para formação de asfaltenos (Farah, 2012). As resinas possuem menor polaridade que os asfaltenos e são as principais responsáveis por sua dispersão no petróleo. Finalmente, os asfaltenos são hidrocarbonetos de estrutura similar à resina, mas com uma massa molar maior. É também a fração mais polar dentre as citadas, de forma que sua caracterização é usualmente feita por meio da precipitação com a adição de alcanos leves, apolares, a exemplo de hexanos ou heptanos. As macromoléculas de asfaltenos tendem a interagir quimicamente entre si e formarem lamelas. Estas interações químicas entre as moléculas levam à formação de micelas ou agregados (Ramalho, 2009).

Dentre as frações citadas, as resinas e os alfaltenos são reconhecidos como os principais agentes emulsificantes naturais do petróleo. Além deles, sólidos finamente dispersos, que aderem à interface água/óleo, também podem dificultar a coalescência de gotas de água dispersas no óleo, resultando na consequente estabilização da emulsão (Sjöblom, 2003).

Além da composição do petróleo, algumas características como a densidade (usualmente fornecida em termos de grau API), a viscosidade (que pode variar de dezenas a milhares de cP), e a condutividade elétrica devem ser levadas em consideração nas aplicações reais, uma vez que influenciam diretamente o tratamento do óleo. O melhor tratamento pode ser traduzido em uma melhor qualidade do produto ou em um aumento da capacidade de processamento de uma unidade (Anzai, 2013).

2.3 Classificação dos Petróleos

Georgie e Smith (2012) apresentam uma classificação para petróleos, que é frequentemente utilizada na literatura. A classificação é feita de acordo com a densidade API do petróleo (Tabela 1).

Tabela 1 - Classificação do petróleo em função da densidade API (Georgie e Smith, 2012)

°API	Classificação do petróleo
>31	Leve
21-31	Médio
14-21	Pesado
10-14	Extrapesado
<10	Betume

2.4 Emulsões de Petróleo

Uma emulsão preparada pela mistura de hidrocarbonetos e água é termodinamicamente instável e suas fases, a princípio, deveriam ser facilmente separadas. No entanto, o petróleo possui na sua composição substâncias chamadas de agentes emulsionantes, cujas moléculas têm uma parte constituída de heteroátomos com afinidade pela água (polar), e uma maior parte com afinidade pelo óleo (apolar), que propiciam a estabilização da emulsão, significando que cineticamente uma emulsão pode permanecer estável por meses ou anos

(Schramm, 2005). Devido às características dos agentes emulsionantes, a parte polar, chamada de hidrofílica ou hidrófila, tende a se deslocar para a fase água, enquanto a maior parte da molécula (apolar ou lipofílica) tende a permanecer na fase oleosa, se acumulando nas superfícies das gotículas e estabilizando a emulsão, conforme mostrado na Figura 1 (Brasil *et al.*, 2011).

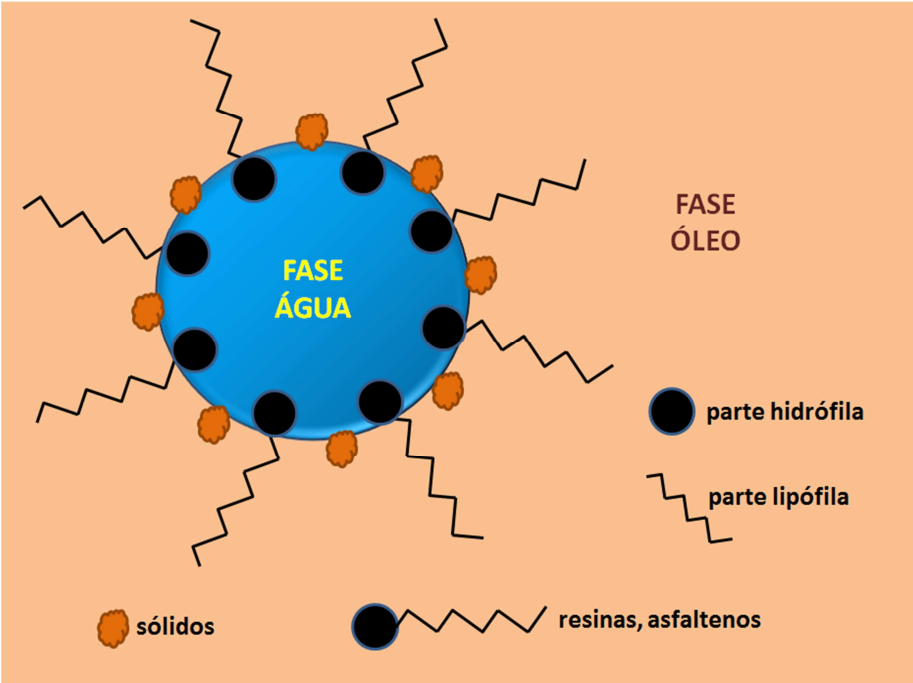


Figura 1 – Ação dos agentes emulsionantes sobre uma gota de água (adaptado de Ramalho *et al.*, 2006; Brasil *et al.*, 2011).

Com o passar do tempo, mais moléculas de agentes emulsionantes migram para a interface água-óleo, formando uma película que age como uma barreira física, que impede a aproximação entre as gotículas vizinhas de água. Estas substâncias de caráter hidrofílico-lipofílico são, na maioria, moléculas de elevada massa molar, de ocorrência natural nos petróleos, contendo heteroátomos como o nitrogênio, o enxofre o oxigênio e metais. Muitas delas fazem parte de grupos de substâncias classificadas como resinas e asfaltenos (polares). Além delas, algumas partículas inorgânicas (sólidas), de diâmetros da ordem de grandeza das gotículas, como argila, óxidos e sais contendo principalmente o sulfeto de ferro, também contribuem para a estabilidade da emulsão (Brasil *et al.*, 2011).

Uma emulsão pode ser definida como uma dispersão coloidal, na qual as fases são líquidos imiscíveis ou parcialmente miscíveis, com um líquido disperso em outro, sendo este último denominado fase contínua. Tipicamente, a ciência dos colóides se refere a sistemas em que um ou mais componentes possui, pelo menos, uma

dimensão característica na ordem do nanômetro (10^{-9} m) ou micrometro (10^{-6} m) (Scharram, 2005).

De acordo com Schramm (2005), classicamente identificam-se dois tipos de emulsão, a depender de qual fluido constitui a fase contínua:

- emulsões do tipo água-em-óleo, ou emulsões diretas;
- emulsões do tipo óleo-em-água, ou emulsões inversas.

Historicamente, Pickering (1907) sugeriu que a estabilidade das emulsões estava relacionada à presença de partículas finamente divididas na superfície das gotas constituintes do sistema disperso. Van der Waarden (1958) observou que os asfaltenos de alguns petróleos estavam próximos da condição de precipitação, sugerindo que os mesmos se depositavam na superfície das gotas de água, sendo responsáveis pela estabilização das emulsões desses petróleos. Eley *et al*. (1988) realizaram estudos de avaliação da estabilidade em emulsões-modelo contendo 10% m/v de asfaltenos em misturas de m-xileno e n-heptano em diferentes proporções. Foi concluído que o máximo de estabilidade da emulsão foi atingido quando os asfaltenos apresentavam-se próximo do ponto de precipitação e que a estabilidade diminui significativamente após o ponto de precipitação ter sido alcançado. Shaw (1992) afirmou que os agentes emulsificantes formam um filme adsorvido em volta das gotas dispersas, o que ajuda a evitar a coagulação e a coalescência. Acevedo *et al.* (1993) afirmaram que os agregados de asfaltenos são adsorvidos na superfície das gotas de água e formam uma rede tridimensional, que serve de barreira física para a coalescência entre as gotas de água.

A maioria das emulsões não são termodinamicamente estáveis, mas do ponto de vista prático, podem existir emulsões cineticamente estáveis. Os agentes emulsificantes atuam na interface água/óleo, diminuindo a tensão interfacial do sistema e permitindo, dessa forma, que a fase dispersa permaneça emulsionada por longo tempo (Schramm, 2005).

As resinas, por si só, não são capazes de estabilizar uma emulsão, apesar de serem adsorvidas na interface das gotas. Entretanto, como parte das resinas migra para a interface água-óleo, dado o seu caráter anfifílico, estas interagem com os asfaltenos, formando um filme ao redor das gotas de água, estabilizando a emulsão, por dificultar a coalescência entre as gotas de água. Deste modo, o grau de estabilidade de uma emulsão não é influenciado somente pelo teor de asfaltenos, mas também a sua quantidade relativa em relação às resinas (Sjöblom *et al.,* 2003).

O impedimento estérico é um fenômeno puramente físico, que impede a aproximação e o contato de gotas adjacentes devido à barreira formada pelos agentes que atuam na superfície das gotas. Este tipo de estabilização é determinante para emulsões do tipo A/O, em que os asfaltenos e agregados de resina com asfalteno, com grandes cadeias carbônicas, adsorvem na superfície das gotículas, atuando como uma barreira à aproximação de outras gotas e impedindo, desta forma, a coalescência entre elas (Sjöblom *et al.,* 2003; Eow e Ghadiri, 2002; Sullivan e Kilpatrick, 2002; Eow *et al.*, 2001).

A rigidez do filme interfacial também é um fator que influencia a estabilidade de uma emulsão. A formação de uma camada interfacial, de elementos surfatantes presentes no óleo, produz uma barreira física para a coalescência. Esses filmes rígidos apresentam resistência a rompimento, dificultando a coalescência entre as gotas (Sjöblom *et al.,* 2003; Eow e Ghadiri, 2002; Sullivan e Kilpatrick, 2002; Eow *et al.*, 2001).

A distribuição de tamanho de gota (DTG) depende de uma série de fatores, como tensão interfacial, natureza dos agentes emulsificantes, presença de sólidos e propriedades do óleo e da água, além de, obviamente, o cisalhamento imposto ao sistema. Fixando-se a fração volumétrica da água, a DTG afeta a viscosidade da emulsão, pois quanto menores as gotas e mais estreita a DTG, maior a viscosidade. A DTG determina, dentro de certa extensão, a estabilidade da emulsão. De um modo geral, emulsões com diâmetros de gota menores são mais estáveis, já que a coalescência e, consequentemente, a sedimentação, são mais difíceis (Kokal, 2005; Schramm, 2005).

2.5 Processos de Separação / Quebra de Emulsão

A quebra da emulsão consiste no enfraquecimento e no rompimento da película formada pelos agentes emulsionantes sobre as gotículas de água, a fim de permitir que as gotículas de água vizinhas coalesçam e decantem, desestabilizando a emulsão (Brasil *et al.*, 2011).

Para remoção da água do petróleo, atualmente existem vários métodos disponíveis, como quebra de emulsão por produtos químicos, separação gravitacional, separação centrífuga, ajuste de pH, tratamento térmico, separação por membrana e tratamento eletrostático. Cada um destes métodos tem vantagens e desvantagens. Como exemplo, ajuste de pH pode ser utilizado para separar

emulsões do tipo óleo em água, mas não é usualmente eficaz na quebra de emulsões do tipo água em óleo. Centrifugação, que é bastante eficaz para determinadas emulsões, tem um elevado custo operacional. O tratamento térmico atua reduzindo a viscosidade do petróleo, porém tem custo elevado e resulta em elevado consumo de combustível (Vafajoo *et al.*, 2012). Determinados métodos de separação são eficazes somente quando o tamanho das gotas de água é grande. De acordo com Mhatre *et al.* (2015), devido ao pequeno tamanho das gotas de água no petróleo, a separação gravitacional necessita de longo tempo, ou seja, de horas e até dias para separar adequadamente. Ainda, de acordo com Mhatre *et al.* (2015), em uma emulsão, a velocidade de coalescência das fases pode ser governada pela probabilidade de contato entre as gotas. Deste modo, o processo de separação pode ser acelerado pela estimulação do movimento das gotas de água, através da utilização de forças externas como mecânica, térmica, eletrostática e química, ou combinações entre as mesmas.

De acordo com NoïK *et al.* (2006), a coalescência eletrostática é a tecnologia mais eficiente para a quebra de emulsão de petróleos, sendo adotada tanto nas unidades de produção como nas refinarias. Ainda de acordo com estes autores, o tratamento eletrostático, atualmente, tem se tornado ainda mais popular. Bahadori *et al.* (2004) relataram que tratadores eletrostáticos foram instalados em ampliações de plantas de processo, com objetivo de se atingir qualidade de exportação do petróleo. Segundo Coutinho (2005), o processo de desidratação de petróleo auxiliado pela eletrocoalescência é empregado largamente, sendo considerado o melhor método para aumentar a eficiência de separação de água e petróleo nas refinarias.

A remoção da água no petróleo vai se tornar cada vez mais desafiadora pelo crescente controle dos custos de processamento (NoïK *et al.,* 2006). Não obstante, a desemulsificação por princípio eletrostático, para enquadramento do petróleo, é mais utilizada por ser superior pelos pontos de vista econômico e ambiental, em comparação a outras tecnologias já utilizadas ou testadas. Eow *et al.* (2001) afirmaram que, sob o ponto de vista de eficiência energética, a desemulsificação por aplicação de campo elétrico é o melhor método. A aplicação de campo elétrico para resolução de emulsões só é eficiente nas situações em que a fase dispersa é condutora, enquanto a fase contínua não é condutora. No entanto, apesar do amplo uso, os mecanismos envolvidos neste processo ainda não são totalmente compreendidos.

Outro ponto a se comentar é o aumento da solubilidade da água nos petróleos com o aumento da temperatura. Sob o ponto de vista prático, isso significa que uma quantidade residual de água permanece dissolvida no petróleo tratado. Esta quantidade é estimada pelo gráfico apresentado na Figura 2, que apresenta a solubilidade média, em função da temperatura, de três petróleos considerados como exemplo (Alves e Oliveira, 2006).

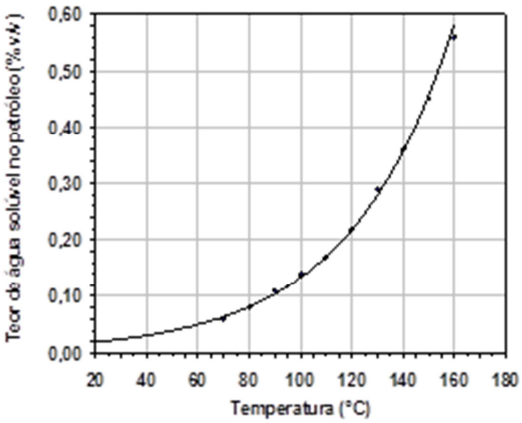


Figura 2 – Influência da temperatura na solubilidade da água em petróleo (adaptado de Alves e Oliveira, 2006).

2.6 Processamento Primário de Petróleo

No segmento de produção, o processamento de petróleo é chamado de Processamento Primário de Petróleo que, de acordo com Brasil *et al.* (2011), possui os seguintes objetivos:

- promover a separação das fases água, óleo e gás, nos equipamentos conhecidos como separadores;
- tratar a fase gasosa para redução do teor de água (vapor) e de outros contaminantes, se necessário;
- tratar a água separada do petróleo, para descarte e/ou para reinjeção em reservatórios;
- tratar a fase oleosa para redução do teor de água emulsionada e dos sais que estão dissolvidos nesta.

Dependendo da previsão da quantidade de fluidos produzidos e de um estudo de viabilidade técnico-econômica, a instalação de superfície pode variar em complexidade, sendo que as mais simples consistem em apenas vasos separadores bifásicos gás/óleo, ou trifásicos, enquanto as mais complexas, além dos

separadores, podem incluir o tratamento e a compressão do gás, o tratamento e estabilização do óleo e tratamento da água para descarte e/ou reinjeção (Brasil *et al.*, 2011).

Normalmente, a primeira etapa do processamento primário de petróleo (PPP) é condicionar a mistura água-óleo, de maneira a facilitar a separação dos fluidos e proteger os equipamentos localizados à jusante. Isso é conseguido com o auxílio da injeção de produtos químicos em linha, logo na chegada dos fluidos à unidade de produção, ou também no interior dos poços produtores. Dentre os produtos químicos adicionados, estão o desemulsificante, o antiespumante e o anti-incrustante (Devold, 2010). Os desemulsificantes são substâncias de alta massa molar, comparáveis aos emulsificantes naturais, que são atraídas pela interface água-óleo e deslocam ou rompem a película de emulsificante, promovendo a coalescência das gotículas, que decantam. A seleção do tipo do desemulsificante e da dosagem a ser usada no tratamento do óleo deve ser feita mediante testes experimentais, como o "Teste de Garrafa". Com a adição de desemulsificante, nota-se o crescimento do tamanho das gotas de água, logo após a sua adição (Brasil *et al.*, 2011). Vê-se, portanto, que a adição de desemulsificante deve ser realizada o mais à montante possível, de maneira a evitar a formação e impedir o envelhecimento da emulsão gerada (Devold, 2010).

A mistura segue, então, para o sistema de separação, que consiste em um ou mais separador(es) gravitacional(is) (também chamado de separador de produção). Cada separador é constituído por um vaso horizontal e tem a função de separar a fase gasosa e a água livre da corrente oleosa. A fase gasosa segue para a planta de tratamento de gás, na qual será, no mínimo, desidratada e comprimida, enquanto a água deve seguir para a planta de tratamento de água produzida, de modo a ter seu TOG (Teor de Água e Graxas) reduzido ao nível aceitável para descarte no meio ambiente (atualmente 29 ppm). Os separadores gravitacionais são vasos de grandes dimensões, geralmente projetado para tempo de residência ao líquido de aproximadamente dez minutos, apresentando internos como acalmadores de fluxo, quebradores de vórtex, eliminadores de névoa, dentre outros (Brasil *et al.,* 2011; Devold, 2010).

O petróleo efluente do sistema de separação possui uma parcela de água, dispersa no óleo em forma de gotas de pequeno diâmetro, ou seja, emulsionada, a qual deve ser removida do óleo no equipamento denominado tratador de óleo (TO,

ou tratador eletrostático), que aplica um campo elétrico ao petróleo, que visa à quebra da emulsão A/O formada, propiciando a especificação do petróleo em termos de BS&W (*Basic Sediment and Water*), que nada mais é do que o teor de água e demais impurezas (sedimentos) presentes no petróleo. Nos atuais projetos de unidades de produção, o valor de BS&W é normalmente fixado em máximo de 0,5%. O Tratador Eletrostático, em inglês, é chamado de *Treater*, *Dehydrator* ou *Electrostatic Treater* (Brasil *et al.,* 2011; Devold, 2010; Alves *et al.,* 2010).

Nunes *et al.* (2010) apresentam os três tipos de planta de processo atualmente padronizadas e utilizadas pela PETROBRAS S.A., no desenvolvimento de novos projetos. Na Figura 3, é apresentado o tipo de planta utilizado para petróleos cuja salinidade da água produzida está na média dos campos regulares do pós-sal (normalmente abaixo de 100 000 mg/L). Este tipo de planta é o que mais se assemelha à maioria das plantas de processo *offshore* utilizadas mundialmente. Ressalte-se que os valores de temperatura e pressão são ilustrativos, podendo variar de acordo com cada projeto.

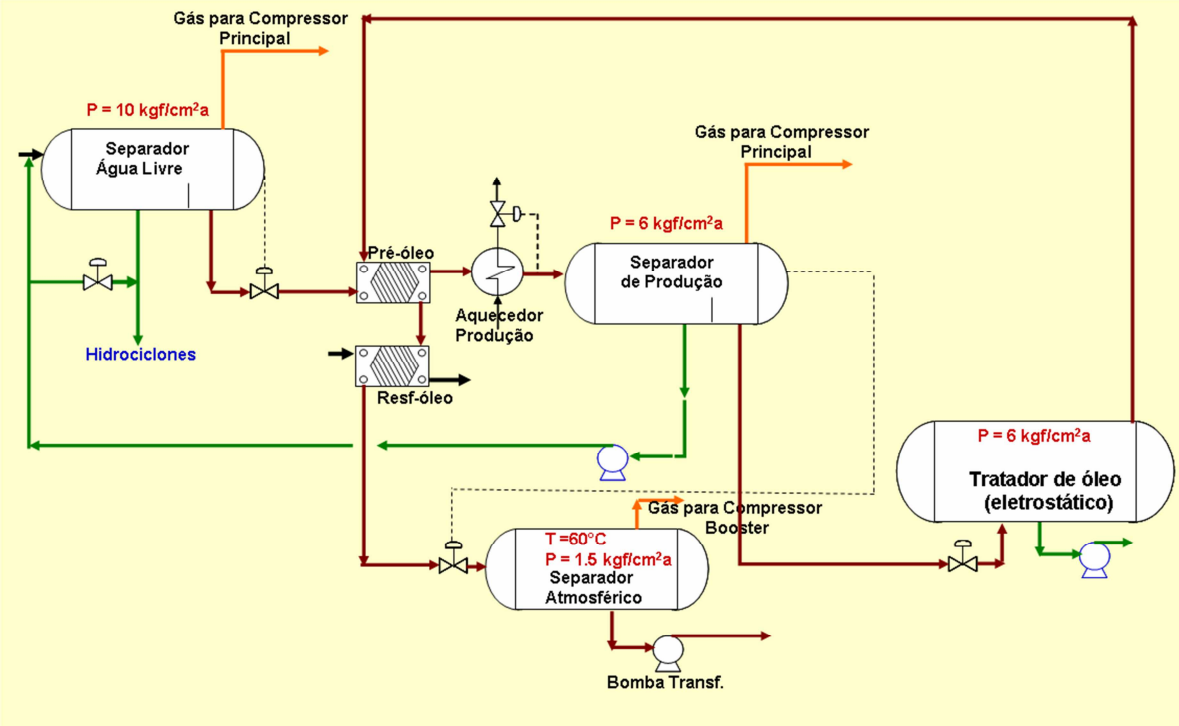


Figura 3 - Planta de processo *offshore*. Conceito para salinidade da água produzida dos campos regulares do pós-sal (adaptado de Nunes *et al.*, 2010).

O Separador de Água Livre pode operar à temperatura de chegada dos fluidos ou receber o aquecimento propiciado pelo retorno de água quente do Separador de Produção, pois não há aquecedor à montante. O Separador de Água Livre remove parte do gás e separa água somente quando a corrente produzida apresenta

elevados teores de água, de modo com que esta água se apresente na forma livre. Está água separada é enviada diretamente para os hidrociclones, que são os primeiros equipamentos da planta de tratamento de água. Outra função importante do Separador de Água Livre é o amortecimento das oscilações, bolsões de água e golfadas que porventura venham ocorrer na corrente produzida, deste modo protegendo os permutadores de calor de sofrerem impactos que podem resultar em danos. A corrente que sai do Separador de Água Livre é pré-aquecida pelo pré-aquecedor, que utiliza petróleo tratado como fluido quente e depois aquecida até a temperatura de processo pelo aquecedor de produção, que pode utilizar água quente ou vapor saturado como fluido de aquecimento. Depois de aquecida, a corrente produzida segue para o Separador de Produção, que realiza a segunda remoção de gás e deve remover água de modo que o petróleo saia do Separador de Produção, para o tratador eletrostático, com teor de água inferior a 20%. A corrente aquosa oriunda do Separador de Produção pode ser enviada diretamente para os hidrociclones ou para o Separador de Água Livre, de acordo com a escolha do operador. A corrente oleosa do Separador de Produção segue para o Tratador Eletrostático, que opera totalmente preenchido por líquido e tem como função enquadrar o petróleo em teor de água e sal. O petróleo que sai do Tratador Eletrostático é resfriado e segue para o Separador Atmosférico, cuja função é realizar a remoção final de gás, enquadrando o petróleo em PVR (Pressão de Vapor Reid) máxima de 10 psia a 37,8 ºC. Do Separador Atmosférico, o petróleo é enviado para oleoduto ou armazenamento em tanque, passando antes pela estação de medição fiscal.

A Figura 4 apresenta o tipo de planta utilizado para petróleos de elevada salinidade da água produzida (normalmente acima de 150 000 mg/L). Este tipo de planta é o utilizado nas unidades em construção para a produção no pré-sal. Ressalte-se que há dois tratadores eletrostáticos, em série, no mesmo trem de produção, com injeção de água de diluição (de baixa salinidade) entre os mesmos. Este é o primeiro uso do conceito de dessalgação em ambiente *offshore*. Os valores de temperatura e pressão também são ilustrativos.

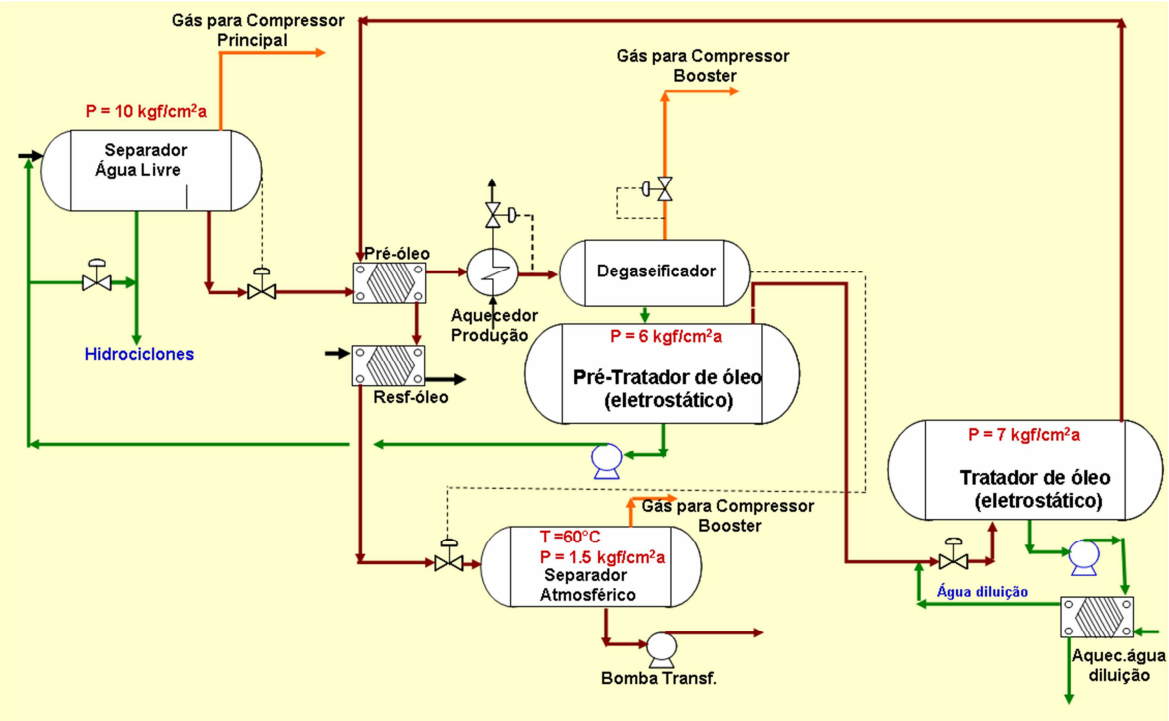


Figura 4 - Planta de processo *offshore*. Conceito para salinidade elevada da água produzida - dessalgação (adaptado de Nunes *et al.*, 2010).

A diferença deste tipo de planta para o tipo citado anteriormente é a substituição do Separador de Produção pelo conjunto Degaseificador + Pré-tratador de Óleo (eletrostático), bem como a injeção de água de diluição, de baixa salinidade, à montante do Tratador Eletrostático. O conjunto citado apresenta maior eficiência na separação de água do petróleo em comparação ao Separador de Produção, reduzindo o BS&W do petróleo para valores na ordem de 1%, permitindo assim a diluição desta água residual no petróleo com a água de diluição de baixa salinidade. Deste modo, o Tratador Eletrostático recebe um petróleo com água produzida de baixa salinidade, de modo que a redução do teor de água para 0,5% também propicie o enquadramento do petróleo em relação ao teor de sal, em 285mg/L.

A Figura 5 apresenta o tipo de planta que utiliza tanques da embarcação (FPSO) para a separação água-óleo. Esses são chamados de tanques de lavagem, porque o petróleo é distribuído na fase aquosa do tanque. Este tipo de planta é indicado para casos de elevado teor de água na produção, ou casos em que é necessário elevado tempo para que a separação gravitacional ocorra. É um tipo de planta bastante atrativo no caso de revitalização de campos maduros ou quando se há a previsão de produção de elevados volumes de água, a exemplo dos campos de produção de petróleos pesados. A outra diferença é a instalação de dois Degaseificadores, em série, à montante do Tanque de Lavagem, para estabilização

do petróleo, de modo a evitar carreamento de gás para os tanques da embarcação.

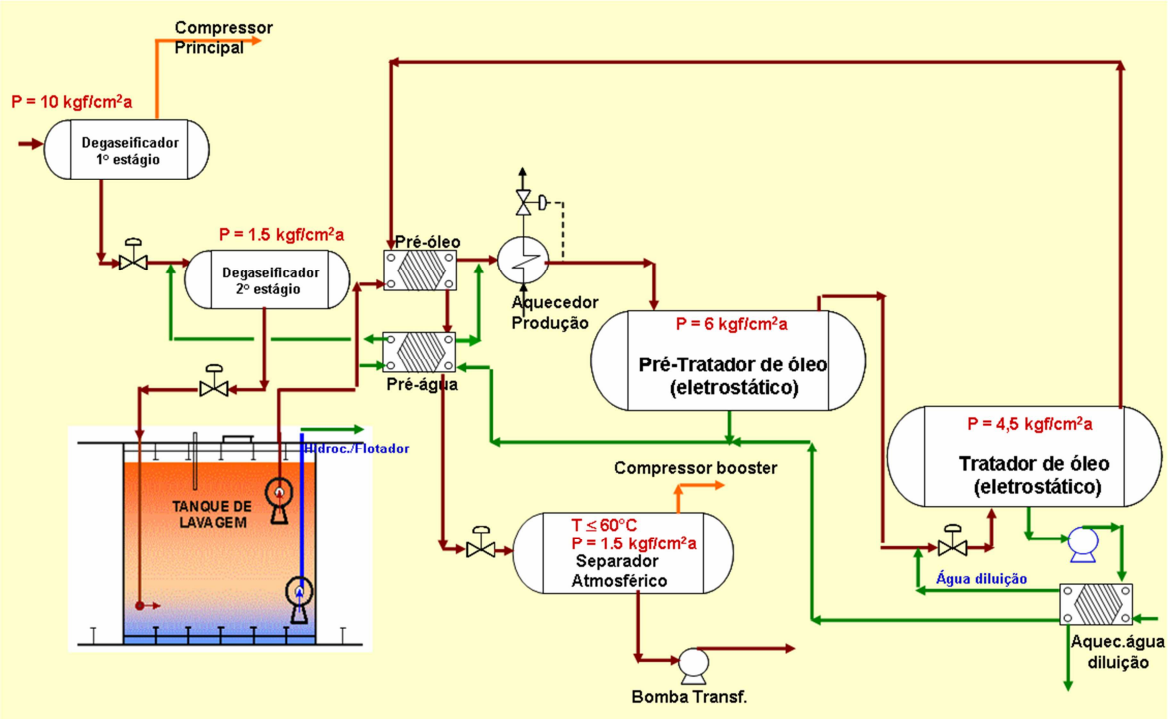


Figura 5 - Planta de processo *offshore*. Conceito tanque de lavagem (adaptado de Nunes *et al.*, 2010).

2.7 Importância da Busca por Tecnologias de Tratamento Eletrostático Mais Eficientes

A importância da busca e disponibilização de tecnologias mais eficientes é também abordada no Capítulo 1. Uma das vantagens é a de propiciar redução de peso e espaço na plataforma. O peso dos equipamentos instalados tem grande influência no custo total de uma unidade de produção, pois cada tonelada reduzida no peso de um equipamento resulta em igual redução na estrutura da plataforma (D'Souza e Basu, 2011). Deste modo, é importante que se busquem e qualifiquem tecnologias que apresentem maior eficiência.

De acordo com Anzai (2013), um dos desafios atuais para empresas fornecedoras dos equipamentos de processo é justamente a obtenção de vasos mais compactos, que ocupem menos espaço em unidades (menores *footprints*), principalmente marítimas, mantendo ainda assim uma eficiência coerente com as novas especificações para o enquadramento do óleo (BS&W de 0,5 % e salinidade máxima de 285 mg NaCl/L de óleo tratado (óleo mais água residual).

De acordo com Almeida (2014), muitas das etapas de separação utilizadas

atualmente nas plantas de processamento primário de petróleo são baseadas em equipamentos gravitacionais, que possuem grandes volumes, ocupam grande área de convés e necessitam de muito peso e espaço, nas unidades marítimas de produção.

Sellman *et al*. (2012) afirmam que o uso de tecnologias de desidratação mais eficientes significa tratadores de menores dimensões, menores temperaturas de operação e menor uso de produto químico desemulsificante. De acordo com os mesmos, as tecnologias tradicionais levam ao uso de maiores temperaturas, falhas em equipamentos, tratadores de grandes dimensões e elevado consumo de desemulsificante.

Outro benefício de uso de tecnologia mais eficiente foi apresentado por Sellman *et al.* (2013). Segundo este autor, a troca de tecnologia de AC para Dual Frequency, em uma unidade marítima no Golfo do México, propiciou a redução do consumo de produto químico desemulsificante em 50%, resultando em economia anual de aproximadamente 600 000 dólares. A densidade do petróleo era de 24°API.

O uso de tecnologia mais eficiente também é importante para se produzir e, portanto, comercializar um petróleo de melhor qualidade - no caso com menor teor de água e, consequentemente, menor salinidade. Isso certamente agrega maior valor de venda ao petróleo e, em alguns casos, até viabiliza sua venda ou evita o pagamento de multas. Sellman *et al.* (2013) apresentam resultados de campo referentes a redução de BS&W no petróleo tratado, em casos de troca de tecnologia de Dual Polarity para Dual Frequency (Tabela 2).

Tabela 2 – Redução de BS&W no petróleo tratado na troca de tecnologia, de Dual Polarity para Dual Frequency (adaptado de Sellman *et al.*, 2013)

Local	Densidade (°API)	Temperatura (°C)	BS&W do petróleo na entrada (%)	BS&W do petróleo: Dual Polarity (%)	BS&W do petróleo: Dual Frequency (%)
Venezuela	25	66	11	1,8	0,6
Venezuela	17	138	28	0,3	0,1
Wyoming	24	54	11	1,45	0,85
Oklahoma	23	57	11	1,35	0,50
Brasil	14	116	5	0,50	0,27

A busca pela identificação e qualificação de tecnologias de maior eficiência deve ser contínua. Uma vez que os testes abordados nesta dissertação foram realizados em unidades existentes, obviamente o tamanho do vaso não pôde ser variado. Deste modo, o objetivo foi verificar qual tecnologia entregaria o petróleo

tratado com melhor qualidade, sendo desta forma a mais eficiente.

2.8 Descrição do Processo Eletrostático

Geralmente, o processo de coalescência pode ser dividido em três estágios: aproximação entre as gotas, drenagem do filme interfacial e ruptura das superfícies das gotas resultando no processo de coalescência gota a gota (Eow *et al.*, 2001).

Dependendo do tamanho e movimento das gotas dispersas, diferentes mecanismos como efeitos hidrodinâmicos, Browniano e forças eletrostáticas vão desempenhar diferentes influências no processo de aproximação das gotas (NoïK *et al.*, 2006). Estes efeitos são descritos abaixo:

- os efeitos hidrodinâmicos podem propiciar a coalescência entre as inúmeras gotas de água dispersas no óleo, mesmo na ausência de campo elétrico, por meio de aproximação entre as gotas sob condições de fluxo;

- o movimento browniano é o movimento aleatório de partículas num fluido, como consequência dos choques entre todas as moléculas ou átomos presentes no fluido;

- as forças eletrostáticas causam mudanças nas características das cargas elétricas do sistema. A principal resposta de uma gota de água neutra em um meio pouco condutor será a polarização através da reorientação de dipolos moleculares com o campo elétrico, o que propicia a formação de dipolos induzidos. Deste modo, as gotas se alongam na direção do campo elétrico. As gotas de água também podem ser carregadas em um contato direto com os eletrodos.

Uma gota de água entre um par de eletrodos está sujeita à ação de cinco forças, conforme indicado na Figura 6. Duas destas forças são mecânicas: a gravitacional e a hidráulica. As outras três forças são eletrostáticas, que serão descritas adiante. A força gravitacional é igual ao peso da gota, que age no sentido de mover a gota de água verticalmente, em direção à parte inferior do vaso. A força hidráulica (de arraste) é imposta à gota de água pelo movimento ascendente do petróleo, em direção ao topo do vaso. Esta age sobre a gota de água para arrastá-la neste sentido (NoïK *et al.*, 2006).

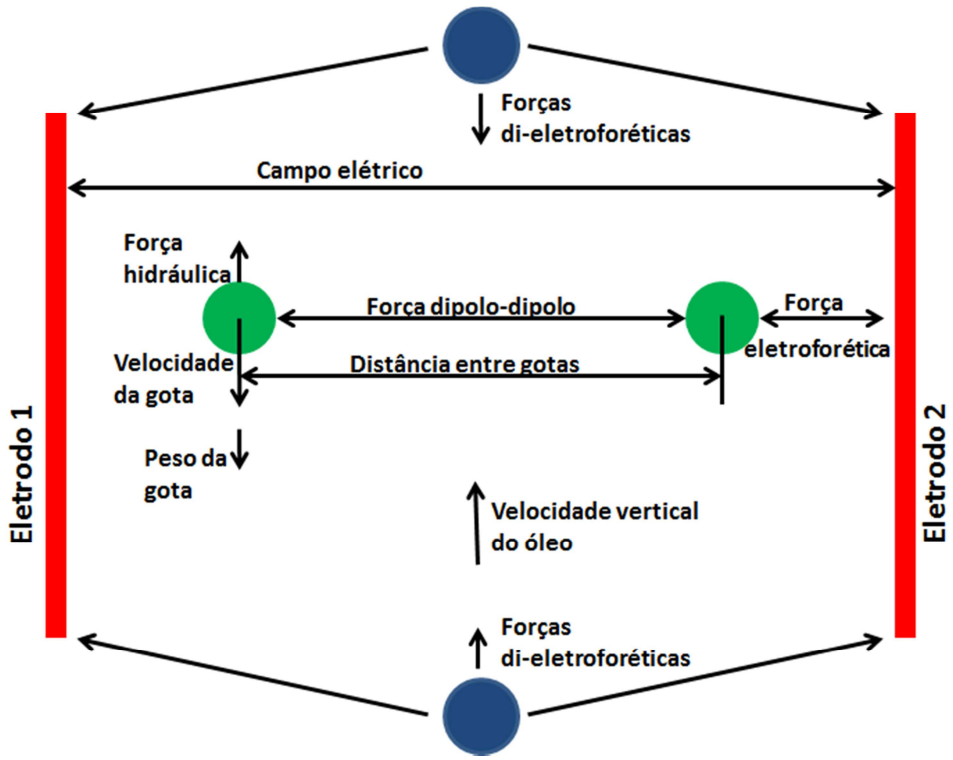


Figura 6 - Forças de coalescência. Mecânicas: gravitacional e hidráulica. Eletrostáticas: dipolo-dipolo, eletroforética e di-eletroforética (adaptado de Sams e Warren, 2004).

De acordo com NoïK *et al.* (2006), o princípio fundamental da separação eletrostática é o aproveitamento dos princípios descritos pela Lei de Stokes, mostrada na Equação (2.1).

$$v_v = \left[\frac{g\,(\rho_w - \rho_o)\,d^2}{18\,\mu_o} \right] \qquad (2.1)$$

Sendo:

v_v velocidade relativa da gota de água no meio óleo

g aceleração da gravidade

ρ_w densidade da água

ρ_o densidade do óleo

d diâmetro de *stoke* da gota (água)

μ_o viscosidade dinâmica do óleo

Embora a Equação (2.1) seja uma simplificação sobre o movimento de uma gota de água em uma fase contínua óleo, indica a importância dos parâmetros físicos que influenciam o processo de segregação, ou seja, a velocidade de

segregação é proporcional ao quadrado do diâmetro da gota (NoïK *et al.*, 2006). A Equação (2.1) também mostra a influência da salinidade da água produzida. Quanto maior esta salinidade, maior a densidade da água e, portanto, o processo de segregação é favorecido.

Se o tamanho da gota de água é maior que o diâmetro da gota calculado pela equação de Stokes, através da Equação (2.2), o peso da gota será maior que a força de arraste e, então, a gota de água será separada do óleo, que seguirá em direção à parte inferior do vaso, em contracorrente ao petróleo (Sams e Warren, 2004).

$$d_{Stoke} = \left[\frac{18\,\mu_o\,v_v}{g\,(\rho_w - \rho_o)} \right]^{0,5} \tag{2.2}$$

Sendo:

d_{Stoke} diâmetro da gota de stoke (gota de água)

μ_o viscosidade dinâmica do óleo

v_v velocidade relativa da gota de água através do óleo

g aceleração da gravidade

ρ_w densidade da água

ρ_o densidade do óleo

Para maximizar o desempenho do processo de desidratação, as forças eletrostáticas devem ser capazes de promover a coalescência entre as gotas de água, de modo a atingirem diâmetros maiores que o diâmetro de Stokes. As forças eletrostáticas são três: a dipolar (ou dipolo-dipolo), a eletroforética e a di-eletroforética e serão descritas a seguir (Warren, 2002; Sams e Warren, 2004; Shvetsov *et al.*, 2010).

De acordo com Brasil *et al.* (2011) e Alves e Oliveira (2006), a força de atração entre as gotículas polarizadas, em um meio pouco (ou não condutor) de eletricidade, é chamada de força dipolar ou dipolo-dipolo e pode ser expressa pela Equação (2.3).

$$F_d = \frac{K\ E^2\ r_1^3\ r_2^3\ (2\cos^2\beta - sen^2\beta)}{S^4} \tag{2.3}$$

Sendo:

F_d força de atração dipolar ou dipolo-dipolo

K fator que depende da constante dielétrica do óleo (ε_o)

E intensidade do campo elétrico

r_1 e r_2 raios das gotas 1 e 2, respectivamente

β ângulo entre o centro das gotas e a linha de força do campo elétrico

S distância entre os centros das gotas

A análise da Equação (2.3) mostra que a força de atração dipolar é diretamente proporcional a intensidade do campo elétrico e aos raios das gotículas e inversamente proporcional à distância entre elas. A intensidade do campo elétrico, também chamada de gradiente de tensão, é a razão entre a tensão aplicada entre os eletrodos e o espaçamento (distância) entre eles. Valores de até 2 kV/cm são usados pelos fabricantes. Como, nos projetos atuais, o espaçamento entre os eletrodos varia geralmente entre 15 cm e 20 cm, a diferença de tensão aplicada entre os eletrodos pode alcançar valores como 40 kV (Brasil *et al.*, 2011).

De acordo com Sams e Warren (2004), as forças eletroforéticas são estabelecidas em um campo de tensão uniforme entre as gotas carregadas e os eletrodos. São atrativas e repulsivas, proporcionais a intensidade do campo elétrico, raio da gota e constante dielétrica do óleo, como mostra a Equação (2.4).

$$F_e = C\ \pi^3\ \varepsilon_o\ r^2\ E^2 \tag{2.4}$$

Sendo:

F_e força eletroforética

C constante de proporcionalidade

ε_o constante dielétrica do óleo

r raio da gota

E intensidade do campo elétrico

De acordo com Chiesa e Hamid (2010) e Sams e Warren (2004), as forças di-eletroforéticas são forças atrativas estabelecidas em um campo não uniforme. Estas forças conduzem a gota em direção à região onde há maior tensão elétrica e são proporcionais ao raio da gota e a constante dielétrica do óleo, como mostra a Equação (2.5).

$$F_{diel} = 2\,\pi\, r^3 \varepsilon_o \left(\frac{\varepsilon_w^* - \varepsilon_o^*}{\varepsilon_w^* + 2\varepsilon_o^*} \right) E^2 \qquad (2.5)$$

Sendo:

F_{diel} força di-eletroforética

r raio da gota

ε_o constante dielétrica do óleo

E intensidade do campo elétrico

ε_w^* constante que depende da constante dielétrica e condutividade da água

ε_o^* constante que depende da constante dielétrica e condutividade do óleo

De um modo geral, o processo de eletrocoalescência entre duas gotas da água ocorre em três etapas. A primeira etapa consiste na aproximação entre as gotas, a ponto de estarem submetidas às forças de atração. A segunda etapa consiste na drenagem do filme de líquido que separa as gotas e redução da área interfacial de ambas. Quando o filme atinge uma espessura crítica, uma significante perturbação ou instabilidade causa a ruptura do filme. A terceira etapa consiste na ruptura das superfícies das gotas, ocorrendo então a coalescência (NoïK *et al.*, 2006).

Conforme mostrado nas equações que descrevem as forças eletrostáticas, quanto maior a intensidade do campo elétrico aplicado, melhor será o processo de coalescência das mesmas. No entanto, se a intensidade do campo elétrico aplicado sobre uma gota em particular ultrapassar um determinado valor limite (crítico), a distorção imposta pode causar sua ruptura, originando gotas de diâmetros inferiores ao da gota original, muito mais estáveis, ao invés de se obter o crescimento

desejado. A Equação (2.6) expressa esse campo elétrico crítico (Brasil *et al.,* 2011; Alves e Oliveira, 2006).

$$E_{crit} = K \left(\frac{\tau}{2r} \right)^{0,5} \tag{2.6}$$

Sendo:

E_{crit} campo elétrico crítico

K fator que depende da constante dielétrica do óleo

τ tensão interfacial óleo-água

r raio da gota

Observa-se que quanto menor o tamanho da gota, maiores tensões a mesma pode suportar sem que se rompa, assim como quanto maior for a tensão interfacial.

2.9 Efeito do Teor de Água na Entrada dos Tratadores Eletrostáticos

Em estudos realizados por Lucas (1969), foi evidenciado que a fração volumétrica da fase dispersa na carga pouco afetava o desempenho do processo de desidratação eletrostática.

Oliveira *et al*. (1997) realizaram estudos com petróleos na faixa de 19,8ºAPI a 28,7ºAPI. Foram realizados experimentos variando-se o teor de água no petróleo de 5% a 20%. Concluiu-se não haver influência do BS&W da corrente de entrada no desempenho do processo, pois a quantidade excedente de água é removida na região de campo elétrico fraco do tratador eletrostático (que será descrita no Item 2.12), reduzindo o teor de água para valores próximos antes do petróleo chegar à região entre os eletrodos, para serem coalescidas sob o efeito campo elétrico de maior intensidade (campo elétrico forte).

Cunha (2008) realizou ensaios em unidade piloto, com sete petróleos de densidades entre 13,0°API a 27,8°API, com teores de água variando de 3,7% a 10,6%. Concluiu que o teor de água na emulsão a ser tratada não afetou o desempenho do processo de desidratação eletrostática para nenhum dos petróleos

estudados.

2.10 Efeito da Condutividade Elétrica do Petróleo na Desidratação de Emulsões

A condutividade elétrica do petróleo possui forte influência na atuação do campo elétrico no interior dos tratadores eletrostáticos. Se a condutividade elétrica do petróleo aumenta, ocorre o aumento da corrente elétrica, o que resulta na redução campo elétrico aplicado. Desse modo, o aumento da condutividade elétrica do petróleo causa redução da eficiência do processo de coalescência (Sellman *et al.*, 2012).

De acordo com Sellman *et al.* (2012), a condutividade elétrica de petróleos é usualmente medida em nanoSiemens por metro (nS/m), e os petróleos podem ser categorizados da seguinte forma:

Baixa condutividade elétrica: < 500 nS/m

Média condutividade elétrica: 500 nS/m a 1000 nS/m

Alta condutividade elétrica: 1000 nS/m a 2500 nS/m

Ultra-alta condutividade elétrica: > 2500 nS/m

Ressalte-se que a condutividade elétrica em questão é do próprio petróleo, não sendo da água emulsionada no petróleo. Em temperatura ambiente, a condutividade elétrica de uma solução aquosa é geralmente entre 10^{-3} S/m a 1 S/m, enquanto que a condutividade elétrica do petróleo varia entre valores bem menores, conforme mostrado acima, sendo as ordens de grandeza completamente diferentes. A condutividade elétrica do petróleo ocorre devido aos compostos poli-aromáticos de alta massa molecular, que permitem a passagem de corrente elétrica (Charin, 2015).

A condutividade elétrica do petróleo aumenta com a elevação da temperatura. Desse modo, é importante se medir a condutividade elétrica do petróleo não somente à temperatura ambiente, porém até a maior temperatura prevista para o processamento. Também tem sido observado que a condutividade elétrica aumenta significativamente quando diferentes petróleos são misturados, o que também reforça a importância de sua medição, pois a escolha de temperaturas demasiadamente elevadas pode ser prejudicial à eficiência do processo devido ao aumento da condutividade elétrica, além de gasto desnecessário com energia para aquecimento dos fluidos (Alves e Oliveira, 2006; Sellman *et al.*, 2012). O aumento da

condutividade elétrica em função da temperatura é exemplificado na Figura 7.

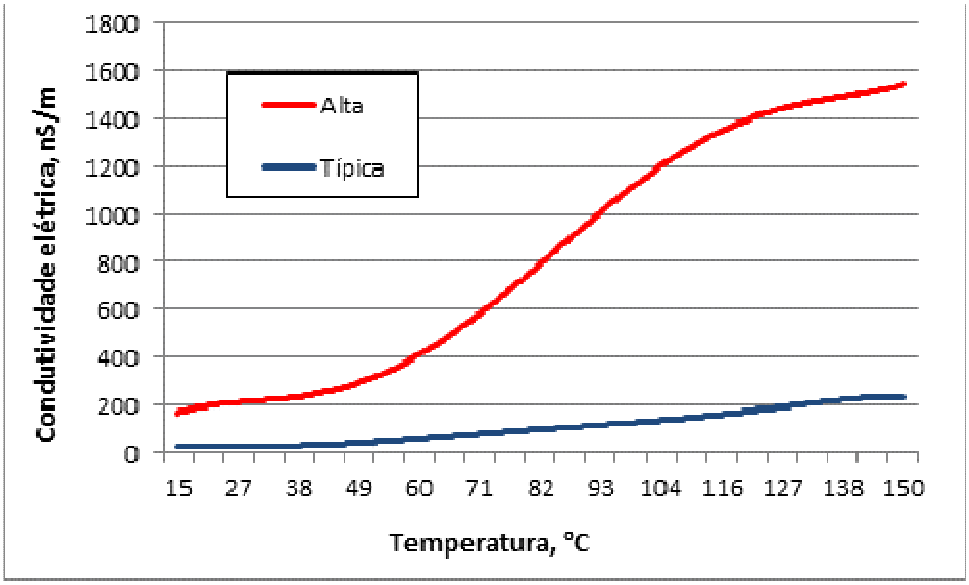


Figura 7 – Condutividade elétrica de dois petróleos em função da temperatura (adaptado de Sellman *et al.*, 2012).

Ainda de acordo com Sellman *et al.* (2012), os tratadores eletrostáticos de tecnologia AC/DC são mais eficazes que os de tecnologia AC para petróleos condutivos, especialmente os tratadores AC/DC que possuem modulação de tensão e frequência, pois conseguem, mesmo em condições adversas, aplicar maiores níveis de tensão ao petróleo.

2.11 Efeito da Frequência do Campo Elétrico na Desidratação de Emulsões

Bailes e Larkai (1982 e 1984) avaliaram experimentalmente o efeito da frequência do campo elétrico aplicado na quebra de emulsões, utilizando um coalescedor eletrostático DC pulsante. As emulsões estudadas foram preparadas com água em uma fase orgânica constituída de 40% ciclo-hexanol e 60% de querosene, de modo a se obter baixa condutividade elétrica da fase contínua. Estes autores identificaram a existência de uma frequência ótima na qual a coalescência é maximizada. Segundo os autores, a frequência ótima de separação pode depender das propriedades do sistema e do projeto do coalescedor. Ainda segundo os autores Bailes e Larkai (1982 e 1984), ao se operar abaixo da frequência ótima o campo elétrico aplicado não é suficiente para propiciar a polarização das gotas de água. Por

outro lado, ao se operar acima da frequência ótima, o campo elétrico oscila muito rapidamente e as gotas não têm tempo suficiente para responder de forma a aumentar o número de choques entre as mesmas.

Draxler e Marr (1993) avaliaram o efeito da variação da frequência na eficiência de desemulsificação, em diferentes valores de tensão. Os resultados destes testes são mostrados na Figura 8.

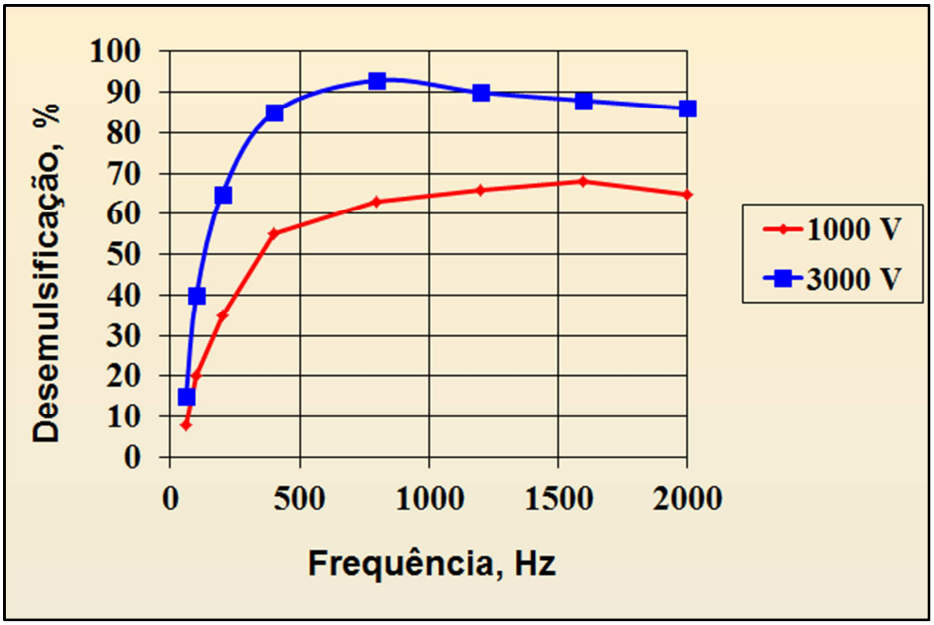


Figura 8 – Dependência da desemulsificação com a frequência em diferentes valores de tensão (adaptado de Draxler e Marr, 1993).

Draxler e Marr (1993) evidenciaram que houve aumento na eficiência de desemulsificação com o aumento da frequência. Segundo os autores, a melhoria da desemulsificação ocorreu até 2000 Hz e a partir deste valor houve efeitos poucos significativos. Também foram realizados testes com a tensão de apenas 220 V, porém a eficiência de desemulsificação foi muito baixa, demonstrando claramente o efeito esperado do campo elétrico. Este efeito, segundo os autores, está associado à necessidade de uma força mínima de campo elétrico para que a coalescência ocorra.

Figueroa e Wagner (1997) estudaram o efeito da frequência na desemulsificação, em campos elétricos do tipo AC e DC, em regime contínuo. A fase oleosa consistiu em uma mistura de resina e xileno, na proporção de 1:4 em volume, com adição do surfatante comercial Breaxit 7151 (0,5 % p/p). A geração da emulsão foi realizada por cisalhamento a 10 000 rpm por 15 minutos. Estes autores observaram grande influência da frequência na desemulsificação, obtendo-se melhor

desemulsificação nas maiores frequências, o que está de acordo com os resultados de Draxler e Marr (1993). Figueroa e Wagner (1997) também observaram o aumento da desemulsificação com o aumento da intensidade do campo elétrico.

Lee *et al.* (2001) estudaram o efeito da frequência na eficiência de desidratação eletrostática de emulsões do tipo água-óleo em regime contínuo, utilizando campos elétricos AC e DC. A geração da emulsão foi realizada por cisalhamento a 10 000 rpm por 10 minutos. Anteriormente à emulsificação, houve a adição do emulsificante Paranox®. Os resultados da taxa de coalescência eletrostática em função da intensidade do campo elétrico AC, para diferentes frequências são mostrados na Figura 9.

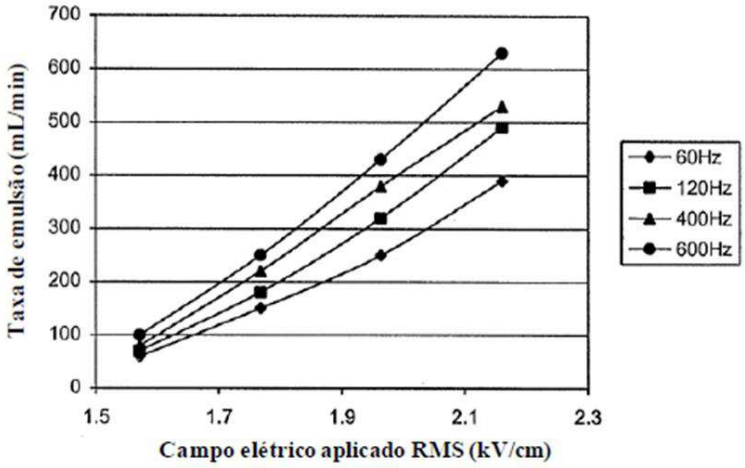


Figura 9 – Taxa de coalescência eletrostática em função do campo elétrico do tipo AC para diferentes valores de frequência (Fonte: Lee *et al.*, 2001)

Os resultados da taxa de coalescência eletrostática em função da intensidade do campo elétrico DC, para diferentes frequências são mostrados na Figura 10.

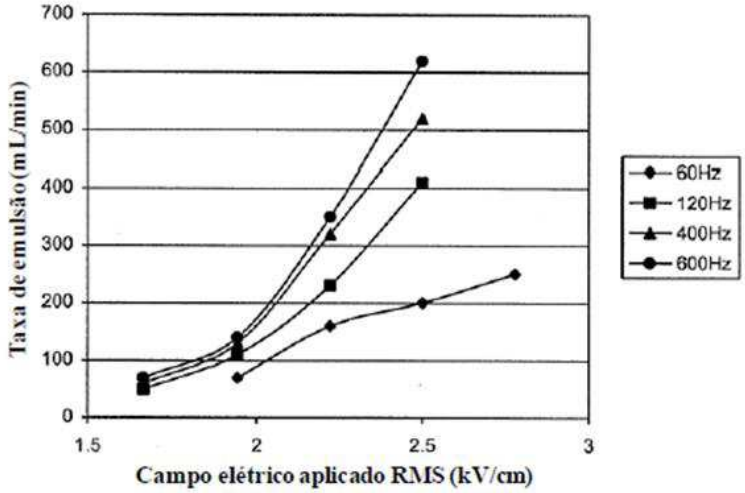


Figura 10 – Taxa de coalescência eletrostática em função do campo elétrico do tipo DC para diferentes valores de frequência (Fonte: Lee *et al.*, 2001)

Os resultados apresentados na Figura 9 e na Figura 10 mostraram que, como já reportado por outros autores, o aumento da intensidade do campo elétrico aplicado propiciou o aumento na eficiência de desidratação das emulsões tanto no campo AC quanto no DC. Além disso, os resultados também mostraram que o aumento no valor da frequência empregada nos testes conduziu a uma melhoria na eficiência de desidratação das emulsões.

Kim *et al.* (2002) também observaram que houve aumento na eficiência de desidratação com o aumento da frequência, utilizando emulsões de petróleo com teor de água de 20%. As emulsões foram geradas por cisalhamento a 1000 rpm por 10 minutos, obtendo-se diâmetro de gota de água na emulsão entre 15 μm e 60μm. A desidratação eletrostática foi conduzida em regime contínuo a 60°C sob campo elétrico AC com intensidade de 2,5 kV/cm. Observou-se que houve grande aumento da eficiência de separação de água com o aumento da frequência, até a frequência de 1000 Hz. Acima desta não foram observados ganhos significativos.

Sellman *et al.* (2013) apresentaram recentes resultados de trabalhos realizados no centro de pesquisas da Cameron, no uso de tecnologia AC de alta frequência no tratamento de um óleo pesado, comparando com tecnologia AC convencional. Segundo esses autores, houve redução do BS&W do petróleo tratado de 0,9% para 0,3%, ou o dobro da capacidade de tratamento para o mesmo BS&W no petróleo tratado.

2.12 Tecnologias de Tratamento Eletrostático Utilizadas Industrialmente

Atualmente, existem pelo menos quatro tipos de campo elétrico disponíveis: Corrente Alternada (AC), Corrente Contínua (DC), AC/DC Combinada e DC Pulsante. A característica mais importante a ser considerada na escolha do tipo de campo elétrico é a quantidade de fase aquosa dispersa, que pode resultar no curto-circuito do sistema. A Corrente Alternada pode ser aplicada em situações de elevado teor de água e, também, tem a vantagem de possuir natureza não eletrolítica, ou seja, tem a vantagem de não possuir eletrodos com carga continuamente positiva ou negativa, o que acarretaria em maior probabilidade de formação de arcos elétricos e curto circuito, o que resultaria em redução da intensidade do campo elétrico aplicado

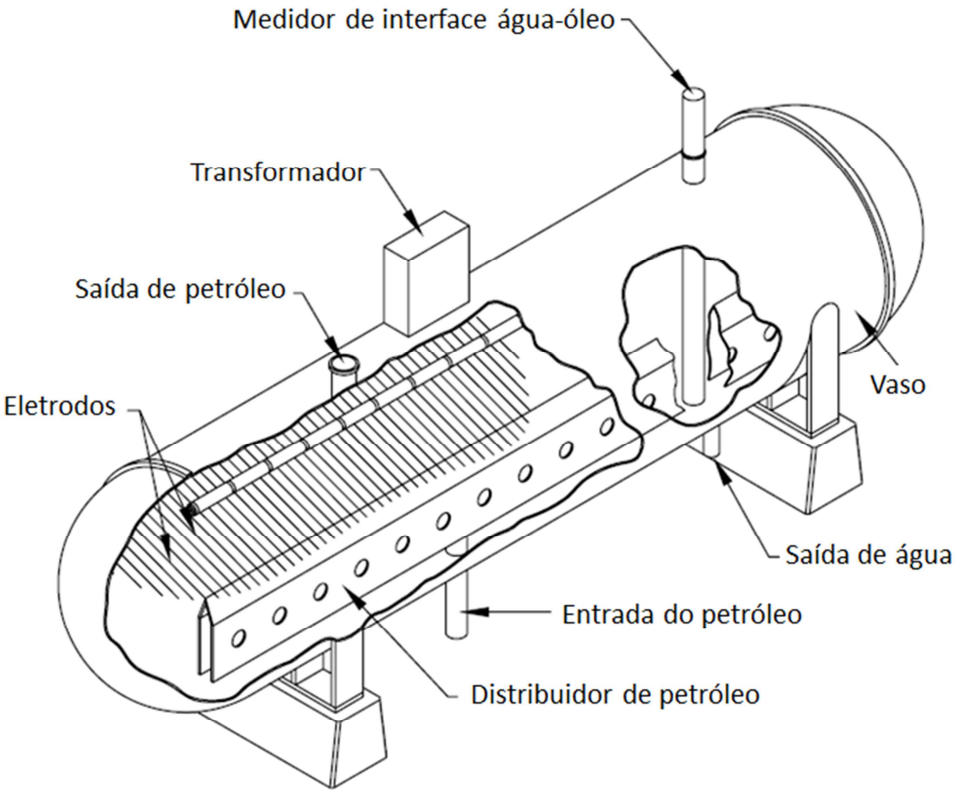
ao petróleo. A Corrente Contínua é altamente eficiente para óleos com pequenas quantidades de água, porém pode promover corrosão eletrolítica e por isso não deve ser escolhida para tratamento de petróleos, sendo somente utilizada na desidratação de produtos refinados de baixa condutividade. O campo elétrico AC/DC Combinada possui boa tolerância a elevado teor de água e conta com a alta eficiência do campo DC (Noïk *et al.*, 2006). O campo elétrico DC Pulsante foi sugerido por Bailes e Larkai (1981) na década de 1980. Lee *et al*. (2001) mostraram que este tipo de campo é menos eficiente que o campo AC para petróleos, porém, de acordo com Noïk *et al.* (2006), o campo elétrico DC Pulsante é utilizado na ciência e tecnologia de alimentos. Deste modo, os dois tipos de campo elétrico utilizados no tratamento de petróleos são os campos de Corrente Alternada (AC) e AC/DC Combinada, que são utilizados nas tecnologias descritas ao longo deste capítulo.

2.12.1 Tecnologia AC

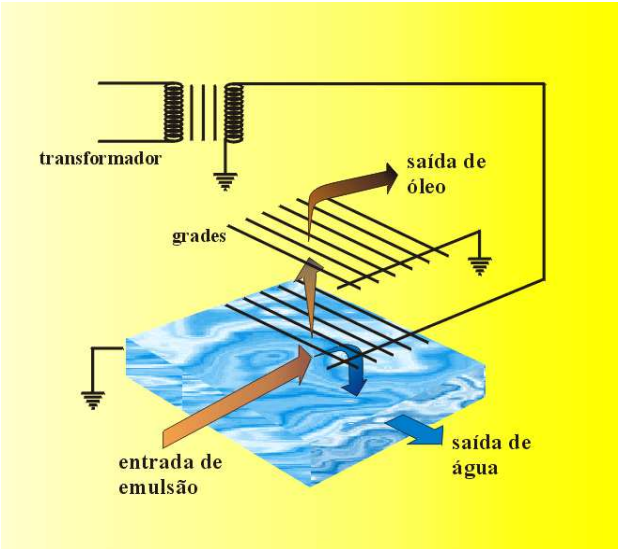
Os tratadores eletrostáticos que utilizam unicamente a corrente alternada (AC) são denominados tratadores eletrostáticos de “Tecnologia AC”. Dentro deste grupo, os tratadores eletrostáticos que apresentam fluxo do petróleo vertical ascendente em seu interior são chamados como de “Tecnologia AC Convencional”. Esta tecnologia completa 100 anos em 2015, sendo a tecnologia mais antiga e presente nas atuais plantas de tratamento. O campo elétrico aplicado ao petróleo é unicamente AC, com frequência de 50Hz ou 60 Hz, sendo que no Brasil se utiliza 60Hz. Este campo propicia a deformação das gotas de água através das forças de atração dipolar, acelerando a coalescência entre as mesmas, pela atração entre as extremidades de cargas opostas das gotas de água. A eficiência desta tecnologia é reduzida quando há baixo teor de água no petróleo (<2-3% v/v), uma vez que as forças de atração dipolar diminuem quando se aumenta a distância entre as gotas de água (Sellman *et al*., 2012). Uma vantagem desta tecnologia é não apresentar grandes problemas associados a processos de corrosão eletrolítica (Noïk *et al.*, 2006; Anzai, 2013).

Conforme já dito, o fluxo principal no interior do equipamento é vertical, ascendente, ou seja, o fluido entra pela parte inferior do vaso, através de um distribuidor, de maneira a manter a distribuição da emulsão a ser tratada a mais homogênea possível para os eletrodos, que estão localizados acima. A Figura 11 apresenta um desenho esquemático típico desse tratador, além de apresentar o

escoamento em seu interior (Arnold e Stewart, 2008).



(a)



(b)

Figura 11 – Desenho esquemático: (a) tratador eletrostático AC Convencional; (b) fluxo principal neste tratador (adaptado de Arnold e Stewart, 2008).

Ao seguir um fluxo vertical em direção ao eletrodo, a emulsão é exposta ao processo de coalescência e sedimentação. Entre a interface da água e o(s) eletrodo(s) energizado(s), existe uma região de campo elétrico fraco, no qual grande parte das gotas de água de maior tamanho coalescem e somente as gotas de menor tamanho chegam à região entre os eletrodos, para serem coalescidas sob o efeito campo elétrico de maior intensidade. Finalmente, o óleo que chega à região entre os

eletrodos é submetido ao campo pleno (também chamado de campo elétrico forte), onde o processo de eletrocoalescência efetivamente ocorre da maneira já descrita anteriormente, de modo a enquadrar o petróleo em teor de água e salinidade. A intensidade do campo pode ser ajustada por meio de um seletor localizado externamente ao transformador, denominado de TAP. O TAP é um ponto de conexão ao longo do enrolamento de um transformador, que permite a seleção de um determinado número de espiras, ajustando-se então a tensão de saída do transformador para o nível desejado, através da escolha da relação do número de espiras entre o primário e o secundário do transformador. A seleção do TAP é feita através de um mecanismo comutador (Sams e Warren, 2003; Sellman *et al*., 2012; Anzai, 2013).

Os tratadores eletrostáticos AC convencionais normalmente tem o sistema de eletrodos formado por barras de aço, formando uma grade. Existem configurações com duas ou três grades (Sellman *et al*., 2012). A Figura 12 apresenta um esquema com a configuração de duas grades de eletrodos.

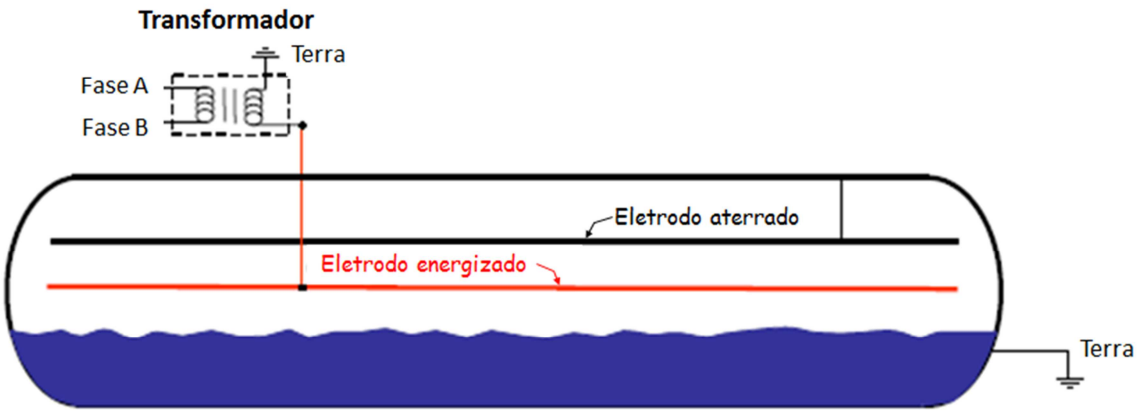


Figura 12 - Desenho esquemático de um tratador eletrostático AC Convencional com dois eletrodos (adaptado de Sams e Warren, 2003).

Além do sistema de eletrodos formado por barras de aço, há o sistema de eletrodos em forma de placas verticais. Estas são dispostas de acordo com a Figura 13, onde metade das placas é aterrada e a outra metade é energizada, sendo estas organizadas alternadamente, ou seja, as vizinhas de uma placa aterrada são sempre energizadas e vice-versa. Os eletrodos são instalados de forma transversa ao comprimento do vaso (Shvetsov *et al.*, 2010).

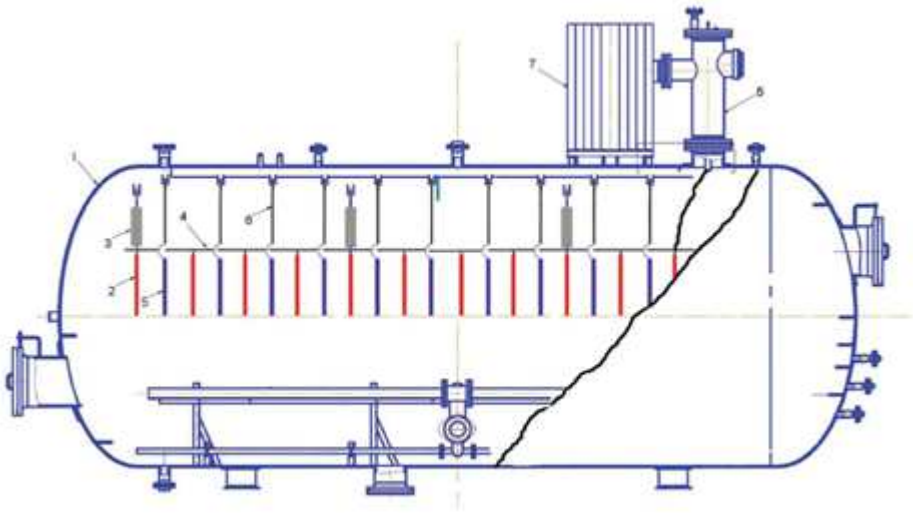


Figura 13 - Desenho esquemático de um tratador eletrostático AC Convencional com eletrodos de placas verticais (adaptado de Shvetsov *et al.*, 2010).

De acordo com Warren (2002), o controle do campo elétrico é feito graças à incorporação de reatância ao transformador, o que protege o sistema de sobrecargas elétricas. Sob o aspecto de proteção, este sistema atua muito bem. Embora o mecanismo de reatância seja importante, para proteção do sistema elétrico, sob o aspecto de processo ele acarreta na redução do campo elétrico aplicado ao petróleo, nos períodos de golfadas e/ou elevação da condutividade elétrica do meio, o que resulta na diminuição da eficiência do processo (Figura 14).

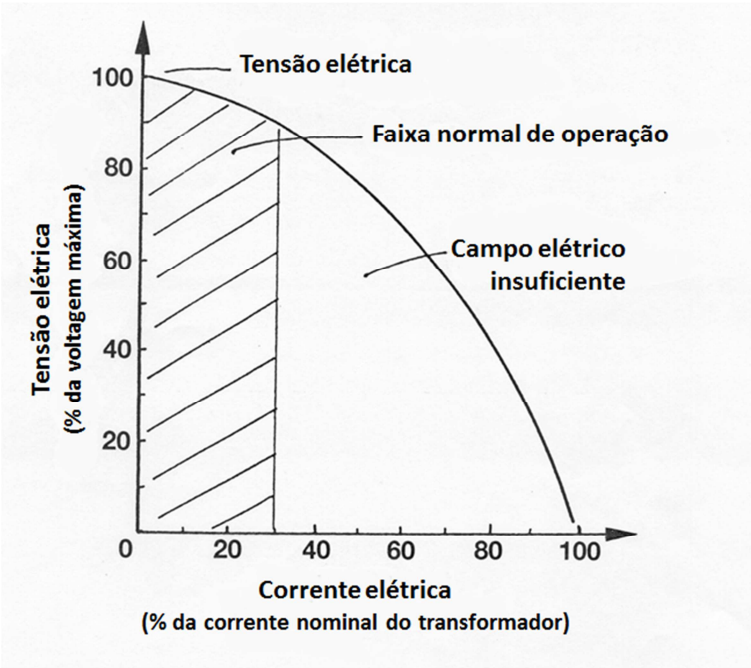


Figura 14 – Curva de reatância propiciada por um reator acoplado a um transformador, para proteção do sistema elétrico de um tratador eletrostático (adaptado de Warren, 2002).

Embora não exista em operação no Brasil, há um tipo especial de tratador eletrostático AC, chamado de tecnologia AC de Fluxo Horizontal. Diferentemente dos tratadores convencionais, o tratador de fluxo horizontal tem a admissão da corrente emulsionada posicionada no(s) tampo(s) do vaso ou no seu centro, enquanto as linhas de saída estão posicionadas na extremidade oposta. Isso força o escoamento a seguir horizontalmente, na direção longitudinal do vaso (Anzai, 2013). Um exemplo deste tipo de tratador é ilustrado na Figura 15.

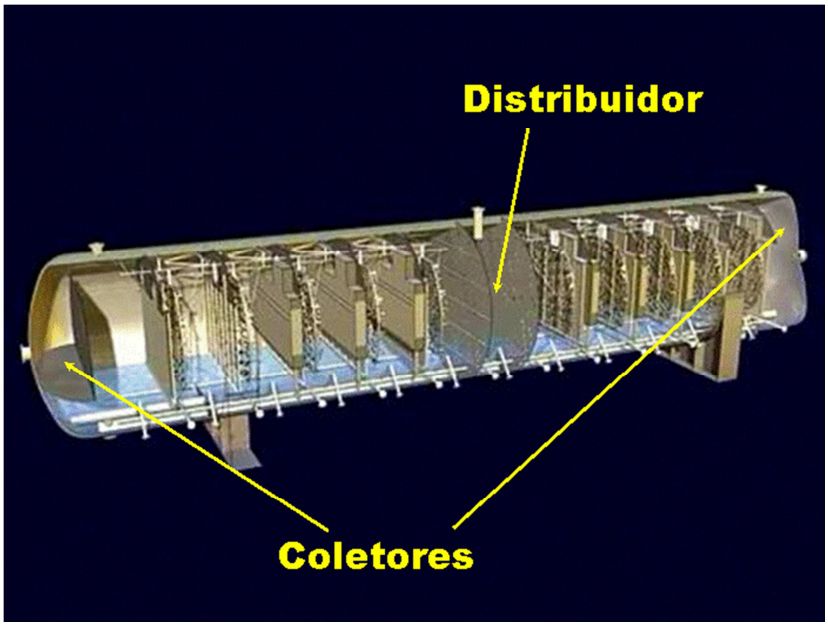


Figura 15 – Tratador Eletrostático AC de Fluxo Horizontal (adaptado de Anzai, 2013).

Uma das vantagens deste tipo de tratador está no fato de o escoamento principal, em fluxo horizontal, não competir com o fluxo da água separada, que sedimenta, diferentemente dos tratadores convencionais, em que estes fluxos são em contracorrente. Além disso, ao se mover horizontalmente, o petróleo é exposto a uma sucessão de campos elétricos de corrente alternada (AC), como se fossem múltiplos estágios (Anzai, 2013).

2.12.2 Tecnologia AC/DC (*Dual Polarity*)

Esta tecnologia existe há pouco mais de 40 anos, uma vez que foi desenvolvida por volta de 1972. Em um tratador eletrostático AC/DC, também conhecido como *Dual Polarity*, a emulsão é distribuída e atravessa uma região de campo elétrico fraco AC do mesmo modo que no tratador eletrostático Convencional

AC. Também do mesmo modo, as gotas de água que não foram removidas nesta região seguem para a região de campo elétrico forte. A diferença é que nesta região, de campo elétrico forte, há a aplicação de um campo elétrico DC, para enquadrar o petróleo em teor de água e salinidade. Do mesmo modo que na tecnologia AC, a intensidade do campo elétrico é ajustada por meio de um seletor chamado de TAP, já descrito no Item 2.12.1 (Sellman *et al*., 2012).

Em um tratador eletrostático AC/DC, os eletrodos, do tipo placa, são instalados de forma transversa ao comprimento do vaso. Metade dos eletrodos é carregada positivamente e a outra metade é carregada negativamente, de forma alternada, de modo que as vizinhas a uma placa positiva são sempre negativas, e vice-versa (Sellman *et al*., 2012). Este arranjo é mostrado na Figura 16 (Noïk *et al*., 2006).

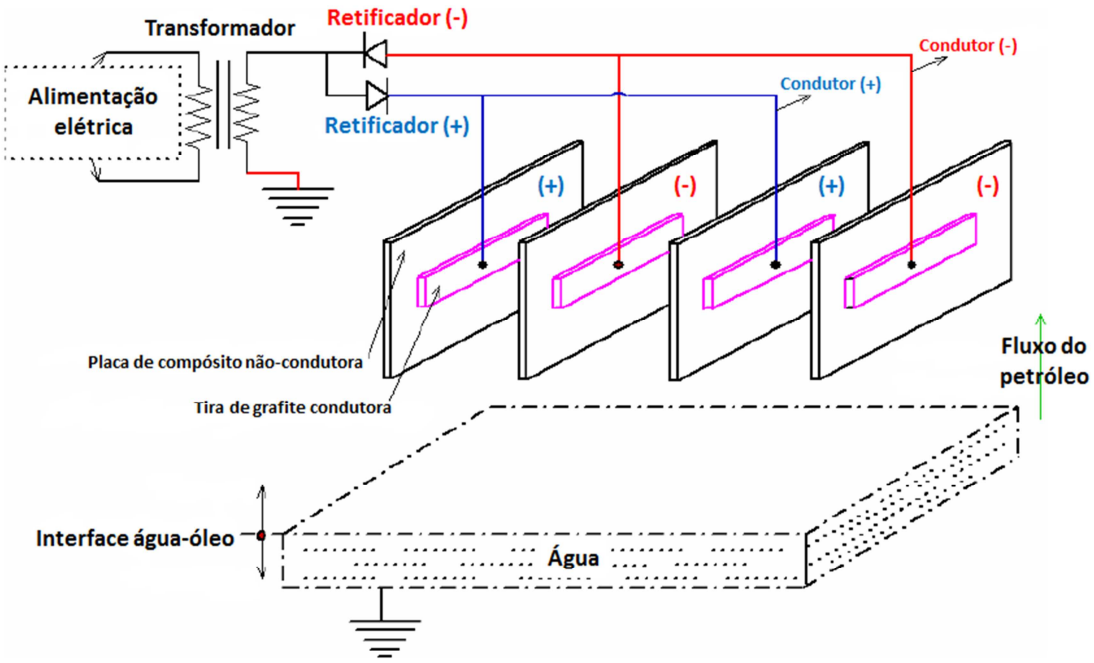


Figura 16 – Configuração dos eletrodos de um Tratador eletrostático AC/DC (adaptado de Noïk *et al.*, 2006).

Nesta tecnologia, são utilizados eletrodos de compósito (do inglês *composite electrodes*). Cada eletrodo consiste em uma placa com uma região eletricamente condutiva centralizada, cercada por uma região não condutiva, como mostra a Figura 16. A conexão elétrica ao eletrodo é feita nesta região condutiva, ficando a mesma totalmente energizada. Eletrodos de compósito são feitos de fibra epóxi com uma faixa condutora de grafite, o que minimiza a formação de arcos elétricos ao se

comparar a uma placa totalmente metálica (Noïk *et al*., 2006; Warren, 2002).

O transformador é construído de modo a energizar os eletrodos positivos e negativos em meio-ciclo da onda senoidal AC que alimenta o transformador (metade superior da onda para os eletrodos positivos e metade inferior da onda para os eletrodos negativos), de modo que propicia a aplicação do dobro da intensidade do campo elétrico sobre as gotas e elimina a possibilidade de se sustentar um campo DC contínuo, uma vez que obrigatoriamente há defasagem devido ao meio-ciclo da onda (Sellman *et al*., 2012).

A tecnologia AC/DC submete o petróleo tanto ao campo AC (de 50Hz ou 60Hz, a depender da alimentação local) e também ao campo DC de alta tensão. No campo DC, cada gota de água adquire carga elétrica de mesmo sinal do eletrodo mais próximo. Deste modo, uma gota de água que se aproxima do eletrodo negativo adquire carga elétrica negativa. De forma análoga, uma gota de água que se aproxima do eletrodo positivo adquire carga elétrica positiva. Portanto, as gotas de água carregadas com cargas opostas são atraídas entre si e deste modo ocorre a coalescência. Nota-se então que, nesta tecnologia, o nível de movimentação das gotas de água é superior ao que ocorre na tecnologia Convencional AC (Sellman *et al*., 2012).

2.12.3 Tecnologia AC/DC com Modulação Bimodal de Campo (*Dual Frequency*)

Com o objetivo de se obter um tratamento eletrostático de maior eficiência, foi desenvolvida uma tecnologia que permite fazer modulação da frequência e do campo elétrico, visando maior adequação às propriedades de cada petróleo. Nas tecnologias tradicionais, uma reatância é incorporada ao núcleo do transformador, para proteção do sistema elétrico nas situações de sobrecarga elétrica. Entretanto, nas situações de alta condutividade do meio no interior do vaso, este recurso reduz a intensidade do campo elétrico para níveis inferiores ao necessário para uma desidratação efetiva, ficando a eficiência do processo reduzida. Deste modo, para esta nova tecnologia, foi desenvolvido um controlador que opera com maior frequência, visando reduzir o decaimento da tensão elétrica citado anteriormente. O resultado final deste desenvolvimento foi o lançamento da tecnologia AC/DC com modulação bimodal de campo, chamada de BFM (*Bimodal Field Modulation*), ou

Dual Frequency, que incorpora variação de tensão e frequência ao transformador, pelo uso do semicondutor de potência denominado IGBT (*Insulated Gate Bipolar Transistor* ou, em Português, Transistor Bipolar de Porta Isolada) (Sellman *et al*., 2012; Sams, 2005; Warren, 2002).

A tecnologia BFM (*Dual Frequency*) foi lançada em 2004, sendo a mais recente no mercado. Utiliza o mesmo arranjo e configuração de eletrodos que a tecnologia AC/DC, porém pode variar a frequência base e modular o campo DC, dependendo das características do petróleo a ser tratado. Para a modulação do campo elétrico, deve-se selecionar uma das sete formas de onda moduladora disponíveis: senoidal, circular, circular inversa, trapezoidal, exponencial, logarítimica e dente de serra. A conversão de um tratador eletrostático AC/DC em BFM pode ser feita através da troca do transformador e instalação de um sistema eletrônico de controle para ajuste da frequência base e modulação do campo DC (Sellman *et al*., 2012; Alves e Oliveira, 2006).

O decaimento do campo elétrico no tratamento eletrostático de petróleos de alta condutividade elétrica é bastante acentuado, sendo necessário o uso de recursos adicionais para controle deste decaimento, pois neste caso o petróleo não é isolante o suficiente para evitar a elevação da corrente elétrica. Deste modo, o campo elétrico é reduzido rapidamente e se torna insuficiente para que haja efetiva coalescência (Sellman *et al*., 2012; Alves e Oliveira, 2006).

A Figura 17 apresenta duas diferentes situações de campo elétrico: uma de baixa frequência e uma de alta frequência. Na situação de baixa frequência, observa-se o rápido decaimento do campo elétrico efetivamente aplicado ao petróleo. Na situação de alta frequência, observa-se um decaimento bem menor e se obtém um valor médio de campo elétrico bem superior ao da situação de baixa frequência, pois o intervalo entre as energizações foi reduzido através do aumento da frequência, ou seja, não foi dado tempo suficiente para o campo elétrico decair. Portanto, o aumento da frequência é uma forma de mitigar o efeito indesejado da queda de tensão que ocorre em petróleos de elevada condutividade elétrica (Sellman *et al*., 2012).

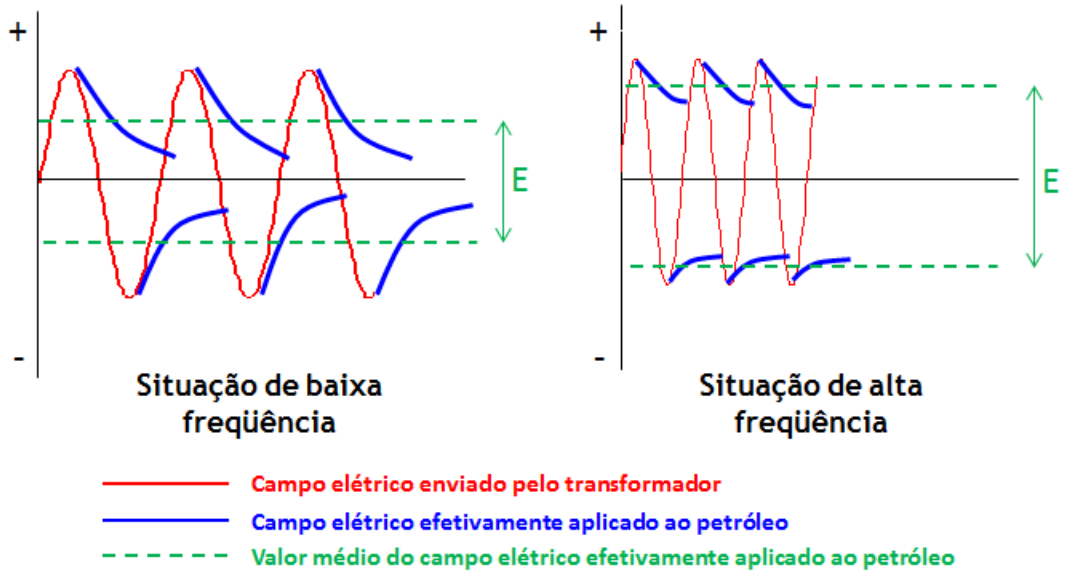


Figura 17 - Decaimento da tensão e valor médio do campo elétrico efetivamente aplicado ao petróleo (adaptado de Sellman *et al.*, 2012).

Na tecnologia BFM, a tensão é modulada desde um valor mínimo (relacionado à mínima tensão para que haja coalescência) até um valor máximo de tensão (limitado pelo gradiente de tensão crítico, abordado no Item 2.8 do Capítulo 2). A frequência modulada é a taxa de repetição da forma de onda, que afeta a oscilação das gotas de água. Desse modo, a tensão e a frequência são moduladas como o mostrado na Figura 18. A curva para esta modulação pode ser variada (Noïk *et al.*, 2006; Alves e Oliveira, 2006).

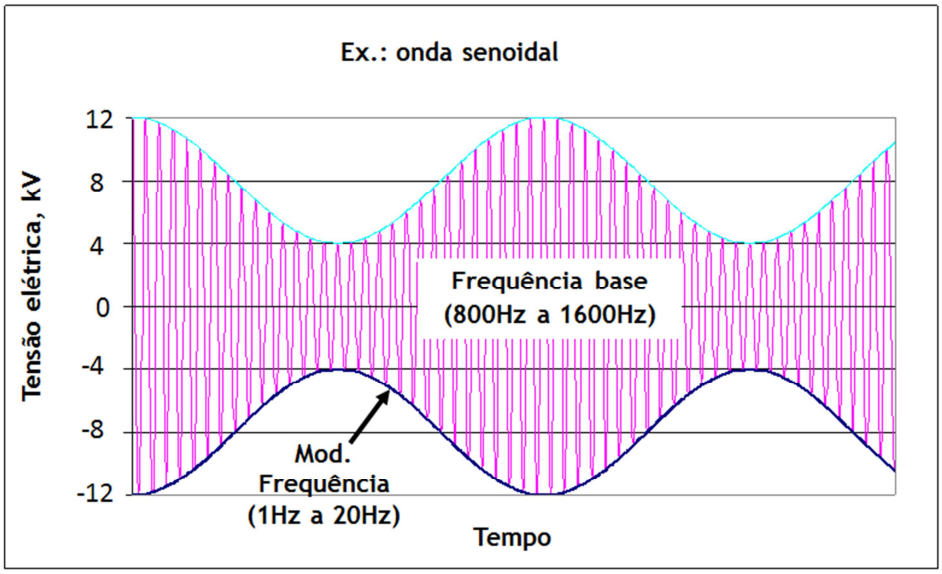


Figura 18 - Modulação da frequência em um sistema Dual Frequency (adaptado de Alves e Oliveira, 2006).

De acordo com Sellman *et al.* (2012), o campo elétrico aplicado promove a ressonância das gotas de água dispersas no petróleo, quando a frequência é próxima da frequência natural ressonância das gotas de água. Por outro lado, a tensão interfacial reage no sentido de trazer as gotas de volta à forma esférica. Este processo de deformação promove a coalescência das gotas.

O uso da tecnologia BFM pode propiciar reduções significativas nas dimensões do tratador eletrostático, para mesmas condições operacionais e qualidade final do petróleo. Dimensões comparativas para as diferentes tecnologias são divulgadas pelo fornecedor e aqui apresentadas na Figura 19 (Anzai, 2013; Cameron, 2010).

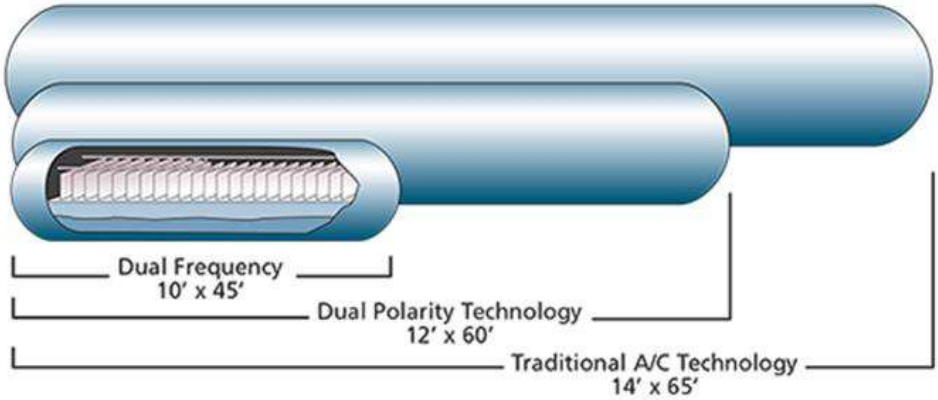


Figura 19 – Redução esperada nas dimensões dos vasos tratadores pelo uso da tecnologia BFM (Dual Frequency) (Fonte: Anzai, 2013; Cameron, 2010).

3 Materiais e Métodos

3.1 Proposição do Estudo

Neste estudo, são comparados os desempenhos das tecnologias de tratamento eletrostático atualmente utilizadas industrialmente: Convencional AC, Dual Polarity e Dual Frequency. Os testes foram realizados em campo, em três diferentes unidades de produção, aqui chamadas de:

- Unidade de Produção 1 (UP-1): unidade utilizada em um piloto de produção já encerrado. Consistia em um FPSO (*Floating Production, Storage and Offloading unit* - unidade flutuante de produção, armazenamento e transferência), com dois poços diretamente conectados, que produziam por BCS (Bombeio Centrífugo Submerso), com sua bomba instalada no interior do poço;
- Unidade de Produção 2 (UP-2): consiste em um FPSO, sem poços diretamente conectados. Na época dos testes, recebia petróleo morto (sem gás) de duas unidades de produção do mesmo campo, com aproximadamente 50% de água, através de bombeamento realizado por bomba centrífuga. Os poços produzem por *gas lift*;
- Unidade de Produção 3 (UP-3): consiste em uma estação terrestre de processamento. Recebe produção exclusivamente de poços terrestres, do mesmo campo, que produzem por bombeio mecânico com hastes.

O objetivo de se realizar os testes em campo foi de avaliar as tecnologias em condições reais de produção, apesar da maior dificuldade de realização e do maior custo.

A UP-1 foi escolhida por se tratar da primeira unidade marítima mundial a produzir e processar exclusivamente petróleo extrapesado. Esta consistiu em um piloto de testes para disciplinas de reservatório, elevação, escoamento e processamento, com objetivo de se avaliar um conjunto de métodos e tecnologias, a serem utilizadas no desenvolvimento futuro deste campo. Dentre essas, as tecnologias de tratamento eletrostático AC, Dual Polarity e Dual Frequency foram instaladas para esse propósito. A UP-2 foi escolhida por possuir as tecnologias de tratamento eletrostático AC, Dual Polarity e Dual Frequency. A UP-3 foi escolhida por possuir dois tratadores eletrostáticos Dual Polarity, sendo um deles convertido

para Dual Frequency, viabilizando os testes de comparação de desempenho. Os petróleos utilizados, com suas densidades API, são listados na Tabela 3.

Tabela 3 - Petróleos utilizados nos testes

Unidade	Petróleo	°API
Unidade de Produção 1	Petróleo A	12,2
Unidade de Produção 2	Petróleo B	19,2
Unidade de Produção 3	Petróleo C	13,5

Neste capítulo são descritas as metodologias empregadas nos testes, para obtenção dos dados que propiciaram a comparação de desempenho entre as tecnologias de tratamento eletrostático citadas, além de dados básicos sobre características físicas e químicas dos petróleos.

3.2 Caracterização dos Petróleos

A Tabela 4 apresenta algumas propriedades dos petróleos que foram utilizados nos testes, bem como os métodos utilizados na determinação de desempenho.

Tabela 4 - Propriedades dos petróleos utilizados

Propriedade	Petróleo			Unidade	Método de ensaio
	A	B	C		
Densidade API	12,2	19,2	13,5	°API	ASTM D4052
Viscosidade a 30°C	-	242,0	-	cP	ASTM D2983
Viscosidade a 40°C	-	130,3	-	cP	ASTM D2983
Viscosidade a 45°C	3021,7	98,87	4549	cP	ASTM D2983
Viscosidade a 50°C	1920,5	76,48	2781	cP	ASTM D2983
Viscosidade a 60°C	899,81	-	1269	cP	ASTM D2983
Salinidade da água produzida	65 000	39 000	30 000	mg NaCl/L	ASTM D4002
Enxofre	0,9	0,77	0,31	% m/m	ASTM D4294 (Horiba)
Enxofre mercaptídico	49	18	45	mg/kg	UOP 163
Nitrogênio básico	0,21	0,17	0,11	% m/m	UOP 269
Nitrogênio total	0,65	0,48	0,33	% m/m	ASTM D4629
Número de acidez total	4,8	1,25	0,8	mg KOH/g	ASTM D664
Hidrocarbonetos Saturados	37,7	40,2	35,7	% m/m	SFC/TLC-FID
Hidrocarbonetos Aromáticos	34,7	33,3	24,6	% m/m	SFC/TLC-FID
Hidrocarbonetos Resinas	23,3	23,4	32,4	% m/m	SFC/TLC-FID
Hidrocarbonetos Asfaltenos	4,3	3,1	7,3	% m/m	ASTM D6560
Hidrocarbonetos Polares (Resinas + Asfaltenos)	27,6	26,5	39,7	% m/m	SFC/TLC-FID, ASTM D6560
Cinzas	0,115	0,043	0,096	% m/m	ASTM D482

Pela classificação descrita no Item 2.3 do Capítulo 2, observa-se que o petróleo B é considerado como pesado e os petróleos A e C são considerados como extrapesados. Todos os petróleos são considerados como de baixo teor de enxofre, pois seus teores estão abaixo de 1,0% m/m, e de alto teor de nitrogênio, por todos estarem acima de 0,25% m/m (Farah, 2012). Todos, também, são considerados como petróleos ácidos, por apresentarem número de acidez total acima de 0,5 mg KOH/g (Speight, 2014), com destaque para a acidez do petróleo A, muito superior a dos demais. O petróleo C destaca-se pela maior proporção de hidrocarbonetos polares.

3.3 Ajuste dos Parâmetros da Tecnologia Dual Frequency

A configuração da tecnologia Dual Frequency foi realizada de acordo com o manual do fabricante, de modo a se obter o melhor desempenho possível. A configuração é realizada por meio do painel da IHM do equipamento, chamada de LRC (*Load Responsive Controller*), mostrada na Figura 20.

Figura 20 - IHM da tecnologia Dual Frequency (foto própria)

A tecnologia Dual Frequency possui seis parâmetros ajustáveis, conforme explicado anteriormente. Estes parâmetros são listados abaixo, na sequência com que foram ajustados, de acordo com o manual de instruções:

1. Forma de onda (*voltage waveform*)
2. Fator de inclinação da onda (*skew factor*)
3. Frequência base (*base frequency*)

4. Modulação da frequência (*modulation frequency*)
5. Tensão mínima (*minimum voltage*)
6. Tensão máxima (*maximum voltage*)

A tela de edição da IHM é apresentada na Figura 21.

Figura 21 - Tela de edição da IHM da tecnologia Dual Frequency (foto própria)

Seguindo as recomendações do manual do fornecedor, para cada forma de onda e dentro da sequência descrita, cada parâmetro foi variado em grandes intervalos, observando-se em que região de sua faixa operacional se conseguia a melhor resposta. Em seguida, foi feito o ajuste fino dentro deste melhor intervalo, ficando então o parâmetro otimizado. Entende-se aqui como melhor resposta o ajuste que propicia menor corrente elétrica (*bus current*), o que significa que se está distante da situação que desativa o transformador por alarme de corrente alta, e que também se tem maior valor de tensão elétrica aplicada ao petróleo (*pos voltage* e *neg voltage*), fundamental para que haja coalescência entre as gotas de água presentes no petróleo. Estes valores de *bus current* e *pos voltage* / *neg voltage* são visualizados na tela de acompanhamento da IHM, no campo *feedback values*, mostrada na Figura 22.

Figura 22 - Tela de acompanhamento da IHM da tecnologia Dual Frequency (foto própria)

O procedimento descrito acima foi, então, repetido para todas as formas de onda disponibilizadas pelo equipamento: circular, circular inversa, trapezoidal, exponencial, logarítimica, dente de serra e senoidal (Figura 23). Foram analisadas as respostas propiciadas por cada configuração, sendo os testes realizados com as melhores configurações desenvolvidas nesse trabalho.

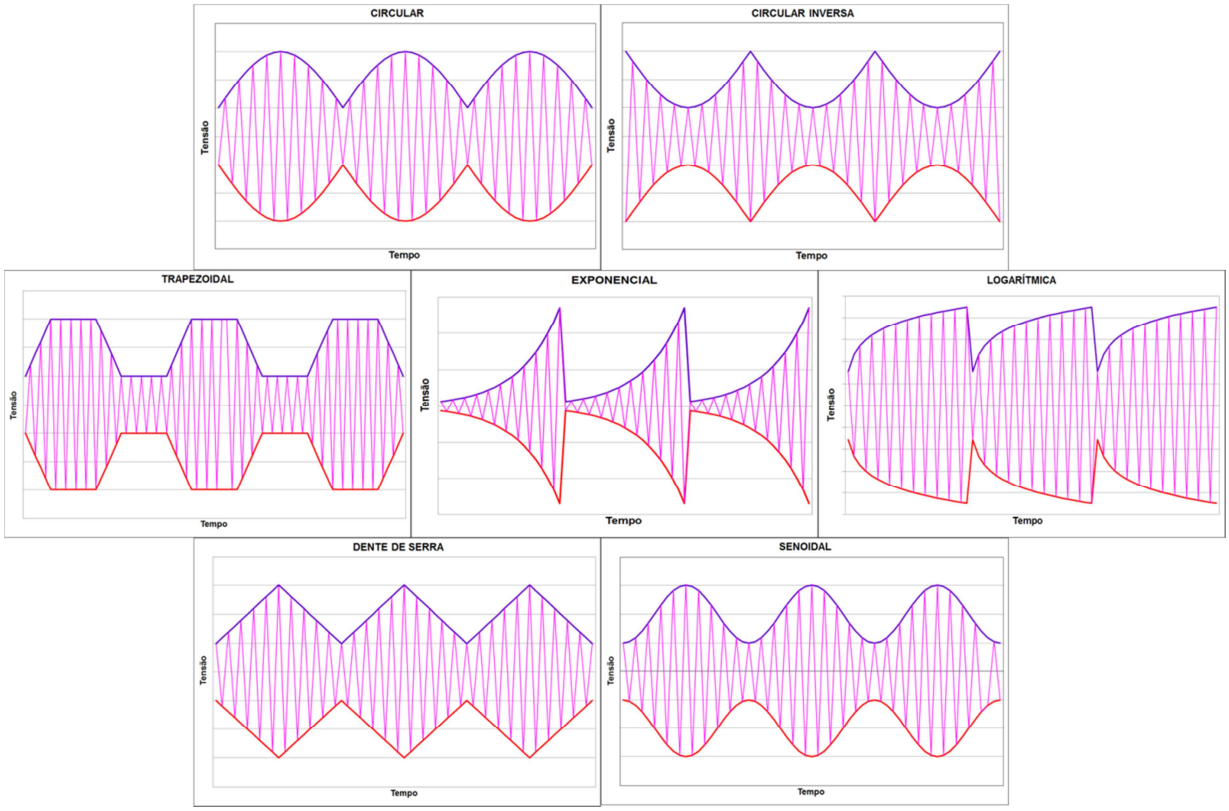


Figura 23 - Formas de onda disponíveis - tecnologia Dual Frequency (desenho próprio)

Também é possível se ajustar a inclinação onda moduladora, pelo parâmetro *skew factor* (fator de inclinação), que vai de 0,1 a 0,9. Um *skew factor* de 0,5 define uma onda moduladora simétrica, ou seja, tempos iguais de subida e descida ao máximo de tensão (Figura 24, esquerda). Valores de *skew factor* abaixo de 0,5 definem uma maior inclinação de subida, ficando o tempo de subida menor que o de descida. Na Figura 24 (centro), há o exemplo de um *skew factor* de 0,3, no qual a onda moduladora fica 30% do tempo em subida e 70% do tempo em descida. Valores de *skew factor* acima de 0,5 definem uma menor inclinação de subida, ficando o tempo de subida maior que o de descida. Na Figura 24 (direita), há o exemplo de um *skew factor* de 0,7, ou seja, a onda moduladora fica 70% do tempo em subida e 30% do tempo em descida.

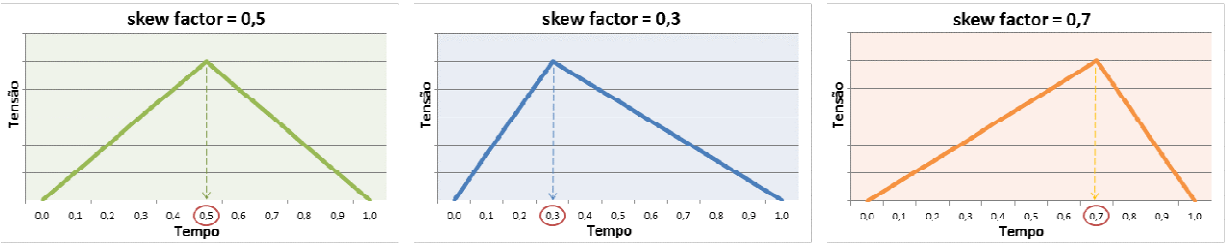


Figura 24 – Exemplos de *skew factor* (fator de inclinação) da modulação para a tecnologia Dual Frequency (desenho próprio)

Nos testes na UP-1, as formas de onda que apresentaram melhores respostas de corrente (*bus current*) e de tensão (*pos voltage* e *neg voltage*), lidas na IHM, foram as formas circular inversa e exponencial. Por esta razão, os testes de desempenho foram realizados com estas duas formas. A forma circular inversa foi a configurada pelo técnico do fabricante. A forma de onda exponencial foi configurada e proposta neste trabalho. Essa última apresentou o melhor desempenho nos testes, i.e., menor teor de água no petróleo tratado. As configurações completas das formas de onda selecionadas para os testes UP-1 são apresentadas na Tabela 5.

Tabela 5 - Configurações da tecnologia Dual Frequency selecionadas para os testes na UP-1

Forma de onda *(waveform)*	Fator de inclinação da onda *(skew factor)*	Frequência base *(base freq)*	Modulação da frequência *(mod freq)*	Tensão mínima *(min voltage)*	Tensão máxima *(max voltage)*
Exponencial	0,8	1600Hz	20Hz	10000V	26000V
Circular inversa	0,1	1600Hz	5Hz	10000V	20000V

Na UP-2, a melhor forma de onda foi a circular inversa. Outras formas de onda testadas aqui não forneceram desempenhos comparáveis. Foram testadas duas configurações utilizando onda circular inversa, sendo os níveis de tensão a diferença

entre as mesmas. As configurações utilizadas nos testes na UP-2 são apresentadas na Tabela 6.

Tabela 6 - Configurações da tecnologia Dual Frequency utilizadas nos testes na UP-2

Forma de onda *(waveform)*	Fator de inclinação da onda *(skew factor)*	Frequência base *(base freq)*	Modulação da frequência *(mod freq)*	Tensão mínima *(min voltage)*	Tensão máxima *(max voltage)*
Circular inversa	0,3	1600Hz	7Hz	7000V	11000V
Circular inversa	0,3	1600Hz	7Hz	2000V	4000V

Na UP-3, a forma circular inversa também foi a de melhor resultado. Foi possível se utilizar esta forma de onda com três diferentes níveis de tensão, consistindo então em três configurações, estas mostradas na Tabela 7.

Tabela 7 - Configurações da tecnologia Dual Frequency selecionadas para os testes na UP-3

Forma de onda *(waveform)*	Fator de inclinação da onda *(skew factor)*	Frequência base *(base freq)*	Modulação da frequência *(mod freq)*	Tensão mínima *(min voltage)*	Tensão máxima *(max voltage)*
Circular inversa	0,1	1000Hz	5Hz	12000V	18000V
Circular inversa	0,1	1000Hz	5Hz	12000V	25000V
Circular inversa	0,1	1000Hz	5Hz	8000V	12000V

3.4 Obtenção dos Dados na Unidade de Produção 1 (UP-1)

Este FPSO possuía dois trens de produção. Cada trem consistia em pré-aquecedores, aquecedores de produção, separadores gravitacionais, *degassers* e tratadores eletrostáticos, nesta ordem. Por razões que serão explicadas adiante, o trem B de produção foi utilizado para todos os testes.

Na ocasião de realização dos testes, esta unidade possuía todas as tecnologias de tratamento eletrostático utilizadas industrialmente: AC Convencional, Dual Polarity e Dual Frequency. Os desempenhos das tecnologias foram comparados através dos teores de água na saída do tratador eletrostático. O método utilizado para determinação destes teores foi o de Karl Fischer, pelo método ASTM D4377. Cada teste consistiu na retirada periódica de amostras, mantendo-se as variáveis operacionais constantes, em estado estacionário. Cada amostra foi analisada em triplicata, sendo o resultado a média das três análises, desde que não houvesse discrepância.

A produção de cada poço recebia injeção do desemulsificante Clariant DF 6557 à montante das bombas centrífugas instaladas no interior de cada poço, na dosagem de aproximadamente 130 ppm, com objetivo do mesmo atuar como preventor de geração de emulsões de elevada estabilidade. O BCS é conhecido por impor elevado cisalhamento aos fluidos, o que resulta na geração de emulsões de elevada estabilidade. Ressalte-se que esta injeção à montante do BCS era mandatória, pois foi realizado um teste com injeção à jusante da mesma e ocorreu grande aumento da viscosidade da emulsão, com consequente perda de produção, chegando-se à iminência de desarme da bomba. Nesse momento, a injeção do desemulsificante à montante das bombas centrífugas foi rapidamente retornada, restabelecendo-se a produção plena.

A localização das tecnologias na UP-1 estava conforme o descrito abaixo:

- Trem A: tratador eletrostático de Tecnologia AC convencional (tecnologia original da planta);

- Trem B: tratador eletrostático dotado de duas tecnologias: Dual Polarity e Dual Frequency. Este tratador eletrostático era originalmente de Tecnologia AC convencional.

No tratador eletrostático do trem B, foi instalado um transformador de cada tecnologia (Dual Polarity e Dual Frequency), no mesmo vaso, compartilhando as mesmas buchas de entrada. Este tratador era originalmente de Tecnologia AC e foi convertido para a realização destes testes, através da substituição dos internos ao vaso e transformador. Na configuração, idealizada em conjunto com o fabricante para obtenção dos resultados destes testes, os transformadores são ligados em uma mesma caixa comutadora, sendo esta então conectada as buchas de entrada no vaso, ficando um transformador como se fosse o “reserva” do outro, conforme mostra a Figura 25. O chaveamento para operar cada tecnologia é feito através de acionamento remoto da caixa comutadora.

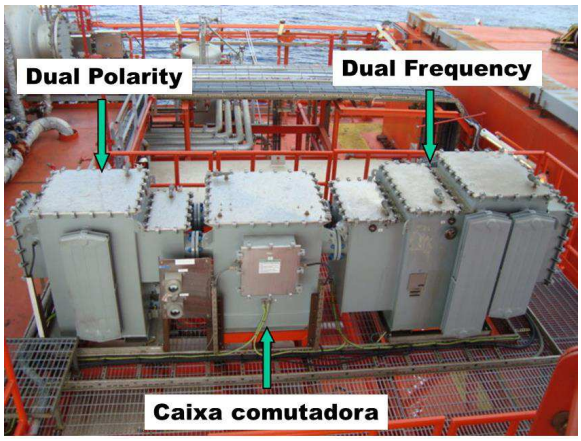


Figura 25 - Tecnologias Dual Frequency e Dual Polarity instaladas na UP-1 (foto própria).

3.5 Obtenção dos Dados na Unidade de Produção 2 (UP-2)

A UP-2 recebe a emulsão de petróleo de duas plataformas produtoras, do mesmo campo, através de seu *turret*. A seguir, o petróleo recebe injeção de desemulsificante em linha, passa pelos pré-aquecedores e segue para os tanques de separação gravitacional. Desses tanques, uma bomba centrífuga envia a produção para os aquecedores de produção e, finalmente, essa segue para os tratadores eletrostáticos.

A UP-2 possui todas as tecnologias de tratamento eletrostático utilizadas industrialmente: AC Convencional, Dual Polarity e Dual Frequency. Da mesma forma que a anterior, os desempenhos das tecnologias foram comparados através dos teores de água na saída dos tratadores eletrostáticos. Cada teste consistiu na retirada periódica de amostras, mantendo-se as variáveis operacionais constantes, em estado estacionário. Cada amostra foi analisada em duplicata e lançada em um sistema computacional denominado *Sample Manager*. Este sistema analisa o histórico das medidas realizadas pelo equipamento, bem como a discrepância de cada análise individual, validando-a ou indicando a repetição das análises.

A disposição das tecnologias de tratamento eletrostático era como na UP-1:

- Trem A: tratador eletrostático de Tecnologia AC convencional (tecnologia original da planta);

- Trem B: tratador eletrostático dotado de duas tecnologias: Dual Polarity e Dual Frequency. Este tratador eletrostático era originalmente de Tecnologia AC convencional.

Da mesma forma que na UP-1, através da instalação de um transformador de cada tecnologia foi possível se ter as tecnologias Dual Polarity e Dual Frequency no

mesmo tratador, conforme mostra a Figura 26. O chaveamento para cada tecnologia foi feito através de acionamento remoto da caixa comutadora.

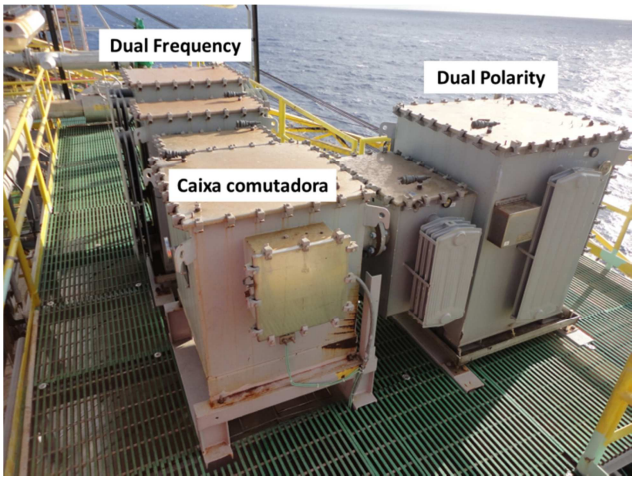


Figura 26 - Tecnologias Dual Frequency e Dual Polarity instaladas na UP-2 (foto própria)

Foi possível, então, a comparação direta entre as três tecnologias citadas: AC, Dual Polarity e Dual Frequency.

Não foi possível alterar o nível de tensão dos transformadores do tratador eletrostático do trem A, em função do TAP ser interno ao transformador, imerso em óleo isolante. A alteração do TAP dos transformadores só poderia ser executada durante uma parada de produção para manutenção, por se tratar de uma operação considerada de risco para integridade do transformador, ou se a umidade relativa do ar atingisse um valor inferior a 65%, o que não ocorreu. O TAP foi mantido na posição 1, que corresponde ao nível de tensão no secundário de 9,0 kV, durante todo o teste. Este é o menor nível de tensão oferecido por este transformador. Não obstante, outra razão técnica para não se alterar o TAP foi a alta tendência de elevação da corrente elétrica do transformador – motivo pelo qual a operação mantém o TAP no valor mínimo. Por esta razão, o TAP da tecnologia Dual Polarity, instalada no tratador eletrostático do trem B também foi mantido no menor nível de tensão oferecido pelo transformador (TAP na posição 1). Esta posição corresponde ao nível de tensão no secundário de 12,0 kV.

Na operação de todas as tecnologias, foi observada forte tendência de elevação de corrente elétrica do transformador, quando da ocorrência de pequena elevação do nível de interface água-óleo. Deste modo, não seria interessante se trabalhar com maiores níveis de tensão, devido à alta condutividade elétrica do meio. Diferente do caso da UP-1 (cujo meio é eletricamente condutivo em função da alta condutividade elétrica do próprio petróleo), no caso da UP-2 a elevação da corrente

elétrica do transformador ocorria em função da dificuldade de se estabelecer uma interface bem resolvida e da dificuldade de descarga de água do próprio tratador, já que as linhas de descarte eram de apenas 3 in. Este é um fator limitante da capacidade de processamento da UP-2. A ampliação destas linhas está prevista para a próxima parada programada da unidade. Por este motivo, a maior vazão possível de ser testada em condições estáveis e prolongadas foi de 125 m^3/h de petróleo por vaso, embora a capacidade de bombeamento dos tanques de separação para a planta de processo seja bastante superior.

Foi constatado que existia variação de qualidade das emulsões de petróleo armazenadas nos tanques da UP-2, que forneciam o petróleo a ser processado pelos tratadores eletrostáticos. Em armazenamento, havia petróleos produzidos em diferentes períodos, inclusive com diferentes contaminantes como, por exemplo, produtos de intervenção em poços. No período de testes, foi decidido utilizar apenas o petróleo do tanque 6BE, que estava alinhado para receber toda a produção e, também alinhado para fornecer petróleo para planta, com o objetivo de se processar o petróleo recentemente produzido pelo campo. Portanto, o mesmo petróleo era enviado do tanque para a planta de processo, sendo dividido de forma totalmente igual para os tratadores eletrostáticos dos trens A e B. Desta forma, foi garantida total simultaneidade nas comparações, tanto no petróleo a ser processado, como nas coletas e análises das amostras.

Os testes foram realizados com funcionamento simultâneo dos dois trens, permitindo-se, assim, comparação direta entre as tecnologias. Deste modo, ora se teve a tecnologia AC contra a tecnologia Dual Polarity (AC x DP) e ora se teve a tecnologia AC contra a tecnologia Dual Frequency (AC x DF). Isto foi necessário em função da situação particular da UP-2, pois mesmo se procedendo conforme descrito no parágrafo anterior, foi observado que mesmo assim havia diferença na tratabilidade da emulsão recebida pela planta em função do tempo e devido à variação de nível do tanque de separação. O planejamento dos testes foi elaborado de forma a se processar o petróleo em dois níveis de vazão e temperatura, obtendo-se então três condições, totalizando seis testes, como mostrado na Tabela 8.

Tabela 8 - Planejamento codificado dos testes na UP-2

Condição	Teste	Tecnol.	Vazão	Temp. (°C)
1	1	AC x DP	-1	1
	2	AC x DF	-1	1
2	3	AC x DP	1	1
	4	AC x DF	1	1
3	5	AC x DP	-1	-1
	6	AC x DF	-1	-1

Este planejamento foi executado com sucesso. Foram realizados testes em dois níveis de temperatura (70°C e 80°C) e dois níveis de vazão (100m^3/h e 125m^3/h). Resumidamente, o planejamento teve como premissa:

- Condição 1: condição inicial.
- Condição 2: aumento de vazão.
- Condição 3: redução de temperatura.

3.6 Obtenção dos Dados na Unidade de Produção 3 (UP-3)

Esta foi a única unidade de produção terrestre utilizada nos testes. Sua planta de processo possui dois tratadores eletrostáticos, em paralelo. A produção de dezenas de poços passa por degaseificadores, segue para os pré-aquecedores e é enviada para os tanques de separação gravitacional, que consistem em tanques cilíndricos de grande volume. Destes, o petróleo é bombeado para os aquecedores de produção e, finalmente, segue para os tratadores eletrostáticos.

Esta unidade possui as tecnologias de tratamento eletrostático Dual Polarity e Dual Frequency, em paralelo.

A comparação dos desempenhos das tecnologias e a metodologia de análises foi a mesma que a utilizada na UP-1.

Os dois tratadores eletrostáticos da planta de processo da UP-3 normalmente dividem o petróleo proveniente dos tanques de separação e aquecedores de produção. Originalmente, os dois tratadores eram de tecnologia Dual Polarity. Um deles foi convertido para Dual Frequency através da troca do transformador, viabilizando a comparação entre estas duas tecnologias. As fotos do tratador eletrostático Dual Frequency e seu transformador são apresentadas na Figura 27.

Figura 27 - Tratador eletrostático Dual Frequency (esq.) e seu transformador, instalado na parte superior do mesmo (dir.) (foto própria)

A tecnologia AC Convencional não existe na UP-3. Portanto, estes testes consistiram na comparação entre as tecnologias Dual Frequency (TO-01) e Dual Polarity (TO-02).

Em função de a produção ser baixa em comparação com a capacidade da planta, a situação da operação em relação ao enquadramento do petróleo era bastante confortável. Deste modo, houve facilidade para se realizar testes com diferentes configurações de campo elétrico. Por ser um campo terrestre, foi possível realizar testes mais longos, por não haver limitação de tempo de permanência e vagas para a equipe de testes. Também foi possível variar a temperatura, em dois níveis. Não foi possível variar a vazão, ficando a mesma em aproximadamente 1000m^3/d, que era a capacidade máxima do campo. A duração mínima de cada teste foi de 24h.

Foi decidido realizar os testes a dois níveis de temperatura: 120°C (temperatura de projeto) e a 100°C (condição mais desafiadora, de maior viscosidade do petróleo). Temperaturas abaixo de 100°C não são recomendáveis para este petróleo, pois a fluidez do mesmo deve ser garantida para o subsequente transporte.

A primeira etapa de testes foi realizada a 100°C, na qual foram variadas as configurações de campo elétrico, para ambas as tecnologias (Dual Polarity e Dual Frequency).

A variação e escolha da configuração para a tecnologia Dual Polarity foi realizada através da variação dos seus níveis de tensão, sendo utilizados os níveis de tensão definidos pelos TAP 2 (16,5kV), TAP 3 (20kV) e TAP 5 (25kV). Já para a tecnologia Dual Frequency, isto foi realizado de acordo com o descrito no Item 3.3. As configurações de campo elétrico de ambas as tecnologias foram testadas também a 120°C.

3.7 Cálculo dos Intervalos de Confiança

Para cálculo dos intervalos de confiança, foi utilizado o método estatístico da *pooled variance* (variância combinada), que consiste na estimativa da variância combinada, de diferentes grupos (populações), no qual a média de cada população pode ser diferente, mas todas apresentam variâncias semelhantes.

Se as populações são indexadas $i = 1,...,k$, então a variância combinada s_p^2 pode ser estimada pela média ponderada das variâncias amostrais s_i^2. Deste modo, a variância combinada pode ser calculada através da Equação (3.1).

$$s_p^2 = \frac{\sum_{i=1}^{k}(n_i - 1)\, s_i^2}{\Sigma_{i=1}^{k}(n_i - 1)} = \frac{(n_1 - 1)s_1^2 + (n_2 - 1)s_2^2 + ... + (n_k - 1)s_k^2}{n_1 + n_2 + ... + n_k - k} \qquad (3.1)$$

Sendo n_i o tamanho da amostra da população i. Assumindo-se que as variâncias das populações deveriam ser iguais, a variância combinada fornece uma estimativa melhor da variância, em comparação a uma análise individual de cada população.

A partir do cálculo de s_p^2, calcula-se o desvio padrão global (DV_p) e o dobro do desvio padrão global ($2DV_p$). O desvio padrão global ($2DV_p$) é o utilizado na prática e define os intervalos de confiança. Chamando-se de “x” a média do melhor resultado obtido pela tecnologia, o valor superior do intervalo de confiança será “x + $2DV_p$”. O inferior será “x - $2DV_p$”. Deste modo, a média de desempenho de cada tecnologia terá seu intervalo de confiança determinado. As médias são então comparadas, conforme mostra o exemplo da Figura 28. Havendo coincidência entre os intervalos de confiança, as médias não são significativamente diferentes. Se não houver coincidência, as médias serão (significativamente) diferentes.

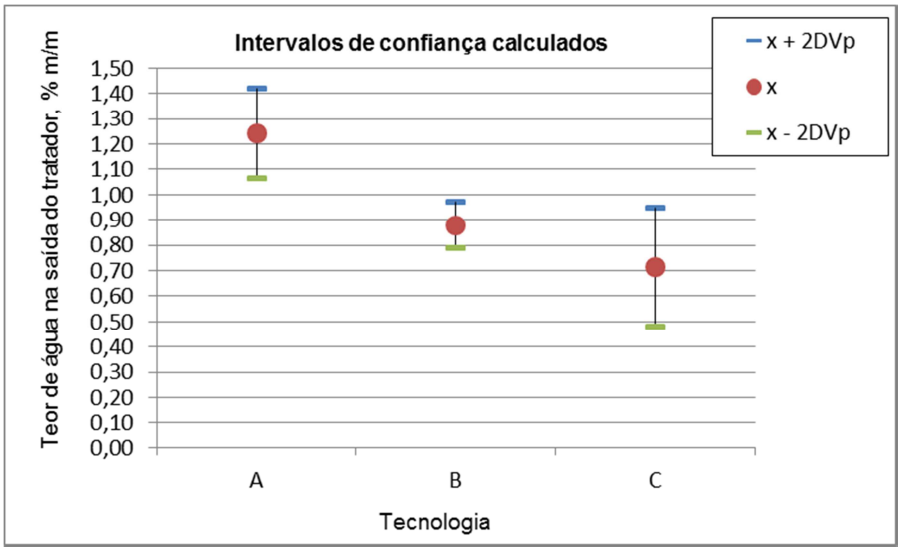


Figura 28 - Exemplo de médias e intervalos de confiança calculados de três diferentes tecnologias (A, B e C).

Pelo exemplo da Figura 28, admitindo que os dados são normalmente distribuídos e as variâncias conhecidas, pode-se concluir que:

- os resultados apresentados pelas tecnologias A e B são significativamente diferentes. Não houve coincidência em seus intervalos de confiança (o mesmo se pode dizer para as tecnologias A e C);

- os resultados apresentados pelas tecnologias B e C não são significativamente diferentes, pois houve coincidência em seus intervalos de confiança.

Os intervalos de confiança também foram calculados a partir da distribuição *t* de Student, consistindo em outra metodologia, da seguinte forma:

$$t = \frac{Z}{s/\sqrt{n}} \quad \text{ou} \quad Z = \frac{t\,s}{\sqrt{n}}$$

Sendo:

t valor para a distribuição *t* de Student

Z limite do intervalo

s desvio padrão

n número de amostras

Deste modo, os intervalos de confiança foram calculados por meio da Equação (3.2), para (*n* -1) graus de liberdade:

$$\bar{x} - \frac{t_{\alpha,n-1}\, s}{\sqrt{n}} \quad < x < \quad \bar{x} + \frac{t_{\alpha,n-1}\, s}{\sqrt{n}} \tag{3.2}$$

O nível de confiança adotado foi de 95%, ou seja, α = 0,05.

3.8 Variáveis do Processo de Desidratação Eletrostática de Petróleos

De acordo com Alves e Oliveira (2006), no tratamento eletrostático de petróleo, as variáveis do processo podem ser classificadas em:

- variáveis livres: relacionadas com a natureza das fases originais (petróleo e água) ou com as características da emulsão formada;
- variáveis operacionais: função das condições operacionais empregadas pelo operador;
- variáveis de resposta: utilizadas para o monitoramento e avaliação do processo, ou para a caracterização da qualidade do produto.

As variáveis livres englobam propriedades físico-químicas dos fluidos, que são importantes para o desempenho das tecnologias de tratamento eletrostático. As variáveis importantes podem ser determinadas, tais como a viscosidade, teor de água no petróleo na entrada do tratador eletrostático, densidade do petróleo, salinidade da água produzida, massa específica da fase aquosa, etc..

As principais variáveis operacionais do processo de desidratação eletrostática consideradas são:

- vazão de petróleo / tempo de residência;
- tensão e tipo de campo elétrico aplicado;
- temperatura de operação;
- nível da interface água-óleo;
- tipo e concentração de desemulsificante;
- pressão de tratamento.

A pressão dos tratadores eletrostáticos foi sempre mantida acima do ponto de bolha do petróleo, de modo a se evitar desprendimento de gás no interior dos mesmos, pois a ocorrência de uma camada de gás na parte superior de um tratador eletrostático propicia descargas elétricas neste meio, levando ao processo de corrosão do sistema elétrico (buchas de entrada e isoladores), enquanto a geração e desprendimento de bolhas de gás na fase líquida gera um fluxo de gás em sentido contrário ao da água, prejudicando a separação água-óleo.

As variáveis de resposta do processo consideradas foram:

- teor de água no petróleo tratado (variável utilizada para avaliação do desempenho das tecnologias);
- corrente elétrica lida no transformador, utilizada para monitoramento do processo e ajuste / configuração do campo elétrico aplicado.

4 Resultados e Discussões

Neste capítulo, são apresentados os resultados dos testes de campo realizados.

4.1 Testes na Unidade de Produção 1 (UP-1)

No início da operação da planta, ao processar o petróleo A, foi observado que o transformador do tratador do trem A (tecnologia AC convencional) apresentava elevado valor de corrente elétrica, próximo ao valor de corrente nominal do transformador (341 A), o que é indicativo de curto circuito elétrico. O tratador foi aberto para inspeção e manutenção e foram constatados diversos problemas no sistema elétrico, sendo todos posteriormente corrigidos. De volta à operação, novamente foi observado elevado valor de corrente elétrica, com o petróleo ainda desenquadrado em relação ao teor de água. A suspeita foi de que ainda havia problema interno ao vaso. Porém, a corrente observada não estava atingindo o valor da corrente máxima nominal do transformador. Foram então realizados testes de desempenho com o transformador deste tratador ligado e desligado, com o teor de água de saída determinado a cada hora, durante 24h, totalizando 24 amostras. O Tempo de residência ao líquido foi de 100 minutos e o teor de água na emulsão (entrada do tratador) se situou entre 4% e 7%. Os resultados desses testes estão apresentados na Tabela 9.

Tabela 9 - Resultados obtidos nos testes do tratador eletrostático do trem A da UP-1 (tecnologia AC) com o transformador ligado e desligado

	T (°C)	TAP do transformador	Corrente no primário (A)	Dosagem de desemulsificante (ppm)	Localização da interface	**Água saída (%)**
Teste A	134	2	294	100	Entre 4º e 5º try-cock	**1,5**
Teste B	134	1	247	100	Entre 4º e 5º try-cock	**1,5**
Teste C	134	Desligado	0	100	Entre 4º e 5º try-cock	**1,5**

Observou-se que o desempenho desse tratador foi o mesmo com o transformador ligado (tecnologia AC convencional) e com o transformador desligado (separação meramente gravitacional). O teor de água na saída foi sempre de 1,5%. O vaso foi novamente aberto, inspecionado, testado e nenhum problema foi encontrado. Pode-se então constatar que o campo elétrico AC não tem efeito no tratamento do petróleo A. Tal fato se explica pela alta condutividade elétrica desse petróleo, estimada em 4000 nS/m na temperatura de processo à época, de 134°C, o

que eleva a corrente elétrica com consequente perda do campo elétrico, tornando a tecnologia sem efeito para esse petróleo. Esse valor de condutividade foi estimado (por extrapolação matemática), pois o limite de leitura do equipamento é de 2000 nS/m, sendo esse petróleo o único visto a extrapolar esse limite. Embora os testes tenham sido posteriormente realizados a 123°C, a condutividade elétrica do petróleo continuou em níveis elevados, ainda acima do limite de leitura do equipamento, além de também se situar na região de alta condutividade elétrica, conforme exemplificado na Figura 7. Portanto, no uso da tecnologia AC para o petróleo A é obtido o mesmo resultado ao se operar o vaso com o transformador ligado ou desligado. Por esta razão, os testes referentes à tecnologia AC foram realizados operando-se o tratador eletrostático do trem B sem transformador ligado. Como esse tratador possui as tecnologias Dual Polarity e Dual Frequency, todos os testes foram realizados no mesmo. Quatro foram os motivos para se utilizar apenas o tratador do trem B: (1) evitar risco de *shut down* na planta devido à realização de manobras para mudança da produção de um trem para outro; (2) perda de tempo na repartida e estabilização dos vasos e permutadores de calor; (3) manutenção do mesmo tempo de residência ao líquido em todos os testes, já que os tratadores eletrostáticos de cada trem apresentavam dimensões diferentes; (4) maximização da vazão de petróleo, alinhando-se a produção dos dois poços para o trem em teste, ficando o outro trem (trem A) fora de operação.

Na operação das tecnologias Dual Polarity e Dual Frequency, também foram observados elevados valores de corrente elétrica. Entretanto, o uso destas tecnologias apresentou efeito favorável no tratamento do petróleo A.

Para a tecnologia Dual Polarity, foram escolhidos três diferentes níveis de tensão: um de valor inferior (TAP 2, de 16,5kV) e dois mais elevados (TAP 4, de 23kV e TAP 5, de 25kV). Entretanto, não se observou diferença de resultado no uso de TAP (descrito no Item 2.12.1, Capitulo 2) diferentes, em função da limitação de campo elétrico imposta pela alta condutividade do petróleo A.

A otimização da tecnologia Dual Frequency foi realizada conforme descrito no Item 3.3 do Capítulo 3, sendo selecionadas para os testes as formas de onda já apresentadas na Tabela 5.

Cabe ressaltar que foi realizado um pré-teste com utilização da onda Exponencial, porém com menor valor de tensão máxima, de 18000V. Como o

resultado foi pior, passou-se a utilizar a onda exponencial somente com a tensão máxima de 26000V, conforme a Tabela 5.

Os resultados dos testes na UP-1 são apresentados na Tabela 10.

Tabela 10 - Resultados dos testes de tratamento eletrostático na UP-1

Teste	**Tecnologia**	Configuração	BS&W entrada (%)	**Água saída (%)**	DesvPad água saída (%)	T (°C)	Tempo de resid. ao líquido (min)	Vazão de óleo (m3/d)	Número de amostras
1	**DF**	Exponencial	47	**0,71**	0,13	123,8	60,0	550	14
2	**DF**	Circular inversa	47	**0,96**	0,10	122,4	59,9	546	14
3	**DP**	TAP 5	45	**0,88**	0,04	123,8	62,6	545	9
4	**DP**	TAP 4	45	**0,88**	0,05	122,7	62,8	541	10
5	**DP**	TAP 2	45	**0,89**	0,05	122,7	63,0	540	9
6	**OFF = AC**	S/ transformador	44	**1,24**	0,09	122,5	63,7	543	6
Média			45,5			123,0	62,0	544,2	
Desvio padrão			1,2			0,6	1,6	3,6	

Pode-se observar que a tecnologia Dual Frequency apresentou melhor média de teor de água de saída, de 0,71%, contra 0,88% da tecnologia Dual Polarity e 1,24% da tecnologia AC convencional.

No uso da tecnologia Dual Polarity, foi obtido o mesmo resultado para qualquer TAP do transformador utilizado. Isto é decorrente do fato de que a condutividade elétrica do meio limita o campo elétrico aplicado ao petróleo, sendo o mesmo campo elétrico efetivamente aplicado ao petróleo para qualquer TAP selecionado.

Já para a tecnologia Dual Frequency, a configuração (tipo de onda) influenciou no resultado, sendo a onda exponencial a de melhor resultado. Portanto, o uso da configuração ótima é fundamental para que a tecnologia Dual Frequency apresente seu melhor resultado.

Sellman *et al.* (2013) também encontraram menor BS&W no petróleo tratado no uso da tecnologia Dual Frequency em comparação à Dual Polarity, também em testes de campo, conforme apresentado na Tabela 2.

Também é possível observar o elevado teor de água na entrada dos tratadores eletrostáticos. Entretanto, todas as amostras retiradas pelo amostrador lateral do vaso (*try-cock*) de nível mais elevado apresentaram teor de água sempre igual ou inferior a 2,0%, significando que todo o excesso de água foi sempre removido na parte inferior do vaso, na região de campo elétrico fraco do tratador (região limitada entre a parte inferior dos eletrodos e a interface água-óleo), o que está de acordo com o exposto por Lucas (1969) e Oliveira *et al*. (1997). O elevado BS&W na entrada dos tratadores eletrostáticos não foi o fator responsável pela elevada

corrente apresentada pelos transformadores, pois mesmo quando o BS&W na entrada do tratador estava entre 4% e 7% foi observada elevada condutividade do meio.

Por se tratar de uma unidade de produção, não foi possível variar a temperatura e a vazão, ficando as mesmas em, respectivamente e aproximadamente, 123°C e 544 m^3/d. O tempo de residência ao líquido foi de aproximadamente 62 minutos - valor bastante compatível com valores típicos de tratadores eletrostáticos, principalmente por se tratar de um petróleo extrapesado. A 123°C, a viscosidade do petróleo foi de 37,7cP (41,3cSt). A operação desta planta sempre foi realizada na maior temperatura possível, para se evitar formação de espuma nos vasos desgaseificadores, de modo a evitar alarme de nível alto e consequente parada da planta, além do compromisso de se acumular, nos tanques de armazenamento, petróleo enquadrado abaixo de 1,0% de BS&W. Deste modo, não se pôde reduzir a temperatura para a realização de testes em nível mais baixo. A vazão não pôde ser alterada devido à necessidade de se atender metas de produção, minimizando perdas de óleo, já que a unidade sempre operava na máxima vazão possível, e também devido ao elevado risco de parada dos poços por queda das BCS ao se alterar a vazão, uma vez que a estabilização do poço através do trinômio rotação da BCS x abertura da válvula choke x acúmulo de gás na coluna de produção era bastante complicada e demorada.

Ressalte-se que, para muitos projetistas, a viscosidade considerada como ideal para o tratamento eletrostático é abaixo de 20 cSt. Deste modo, o fato das tecnologias Dual Polarity e Dual Frequency terem enquadrado o petróleo abaixo de 1,0% de BS&W com viscosidade acima de 40 cSt é uma constatação importante. Outra observação importante foi que a injeção de desemulsificante no interior do poço contribuiu para a formação de emulsões de menor estabilidade, também contribuindo para o enquadramento do petróleo.

Foi calculada a salinidade do petróleo, considerando-se que todo o sal presente no petróleo está contido na água emulsionada residual, o que é totalmente aceitável para campos de baixa salinidade da água produzida. Os resultados se encontram na Tabela 11.

Tabela 11 - Salinidade para o resultado de menor teor de água de cada tecnologia na UP-1

Tecnologia	BS&W saída (%)	Salinidade (mg NaCl/L)
DF	0,71	435
DP	0,88	539
AC	1,24	759

Como o teor de sal no petróleo tratado é proporcional ao teor de água, a comparação entre os desempenhos das tecnologias em relação à salinidade final é análoga à feita em relação ao teor de água. Cabe ressaltar que as tecnologias Dual Frequency e Dual Polarity foram capazes de enquadrar o petróleo na salinidade exigida para a UP-1, abaixo de 570 mg NaCl/L. Portanto, quando o teor de água era enquadrado, a salinidade do petróleo também era enquadrada.

Foi realizada uma análise estatística para verificar se os resultados foram diferentes, ou seja, verificar se estatisticamente a tecnologia Dual Frequency foi superior às demais, já que seu resultado numérico foi melhor.

Uma vez que cada um dos seis testes consistiu em um grupo de dados, com cada teste apresentando sua variância, foi calculada a variância combinada, de diferentes grupos, para os resultados de teor de água, obtidos testes realizados no UP-1, que consiste na média ponderada das variâncias dos resultados dos testes. O cálculo foi realizado conforme descrito no Capítulo 3 (Materiais e Métodos). Através do valor de s_p^2, foi calculado o desvio padrão global (DV_p) e o dobro do desvio padrão global ($2DV_p$) e, assim, os intervalos de confiança a nível de 95%. Os valores são apresentados na Tabela 12 (com variância agrupada por tecnologia e também variância agrupada geral, que engloba os dados de todos os testes).

Tabela 12 - Variância combinada (s_p^2), desvio padrão global (DV_p) e dobro do desvio padrão global ($2DV_p$) obtidos para os resultados de teor de água nos testes na UP-1

Tecnologia	AC	DP	DF	Geral
s_p^2	0,008	0,002	0,014	0,008
DVp	0,089	0,045	0,117	0,089
2DVp	0,178	0,090	0,234	0,178

Os intervalos de confiança de cada tecnologia são apresentados na Tabela 13 e na Figura 29.

Tabela 13 - Intervalos de confiança obtidos para o melhor resultado de teor de água de cada tecnologia na UP-1 (variância combinada, por tecnologia)

Tecnologia	AC	DP	DF
$2DV_p$	0,178	0,090	0,234
x + 2DVp	1,42	0,97	0,95
x*	1,24	0,88	0,71
x - 2DVp	1,06	0,79	0,48

* onde x é a média do melhor resultado de teor de água obtido por cada tecnologia

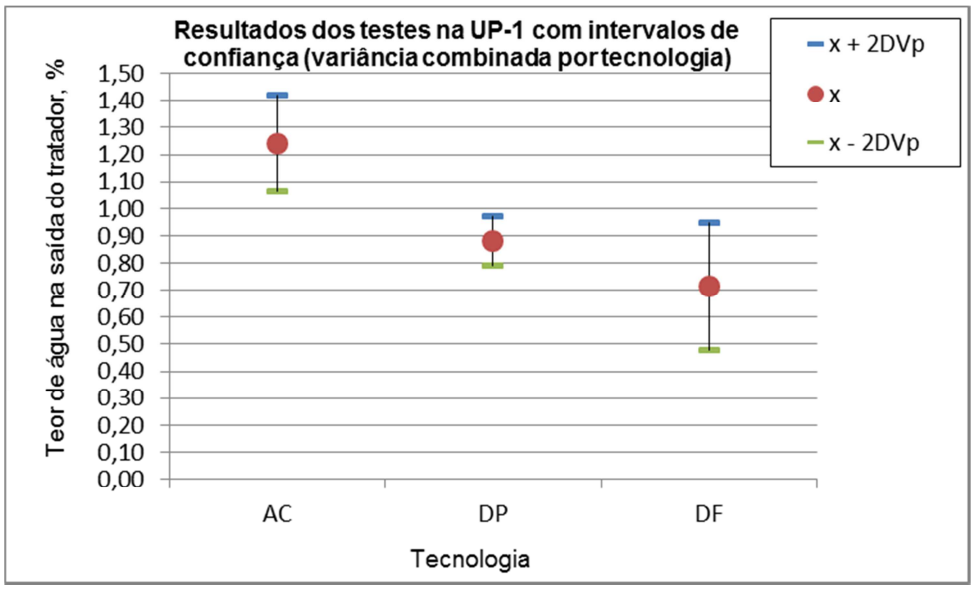


Figura 29 - Intervalos de confiança obtidos para o melhor resultado de teor de água de cada tecnologia na UP-1 (variância combinada por tecnologia)

Pela análise da Tabela 13 e Figura 29, pode-se observar que as tecnologias Dual Frequency e Dual Polarity foram equivalentes em desempenho, sendo ambas superiores à tecnologia AC, pelo método da variância combinada.

Também foram calculados os intervalos de confiança utilizando-se o desvio padrão combinado (DV_p) geral (ao invés de se utilizar o de cada tecnologia), que agrupa todos os dados de todos os testes de todas as tecnologias. Os dados são apresentados na Tabela 14 e na Figura 30.

Tabela 14 - Intervalos de confiança obtidos para o melhor resultado de teor de água de cada tecnologia na UP-1 (variância combinada geral)

Tecnologia	AC	DP	DF
$2DV_p$	0,178	0,178	0,178
x + 2DVp	1,42	1,06	0,89
x	1,24	0,88	0,71
x - 2DVp	1,06	0,70	0,53

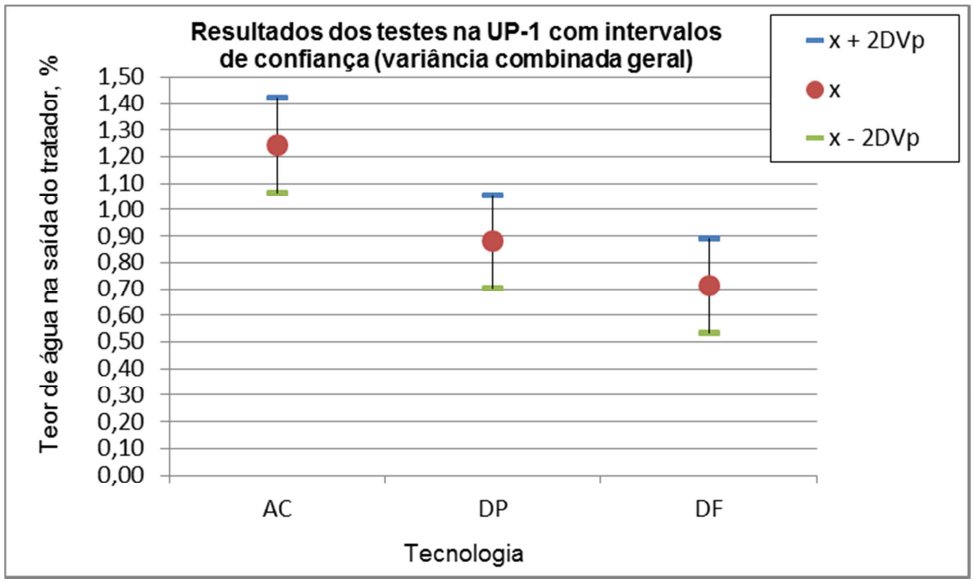


Figura 30 - Intervalos de confiança obtidos para o melhor resultado de teor de água de cada tecnologia na UP-1 (variância combinada geral)

Pela análise da Tabela 14 e Figura 30, pode-se observar que as tecnologias Dual Frequency e Dual Polarity foram equivalentes em desempenho, e que a tecnologia Dual Frequency foi superior a tecnologia AC. Também se observa que o limite inferior do intervalo da tecnologia AC coincidiu com o limite superior da tecnologia Dual Polarity (em 1,06%), o que neste caso impede de se afirmar que a tecnologia Dual Polarity tenha sido superior a tecnologia AC.

Com base nestas análises, pode-se pode afirmar que a tecnologia Dual Frequency foi superior a tecnologia AC, no processamento do petróleo A, nos testes realizados na UP-1, pelo método da variância combinada.

Também foram calculados os intervalos de confiança por outro método, desta vez pela distribuição *t* de Student. Estes resultados são apresentados na Tabela 15 e na Figura 31.

Tabela 15 - Intervalos de confiança obtidos através da distribuição *t* de Student para o melhor resultado de teor de água de cada tecnologia na UP-1

Tecnologia	AC	DP	DF
Z	0,09	0,04	0,08
x + Z	1,33	0,92	0,79
x	1,24	0,88	0,71
x - Z	1,15	0,84	0,63

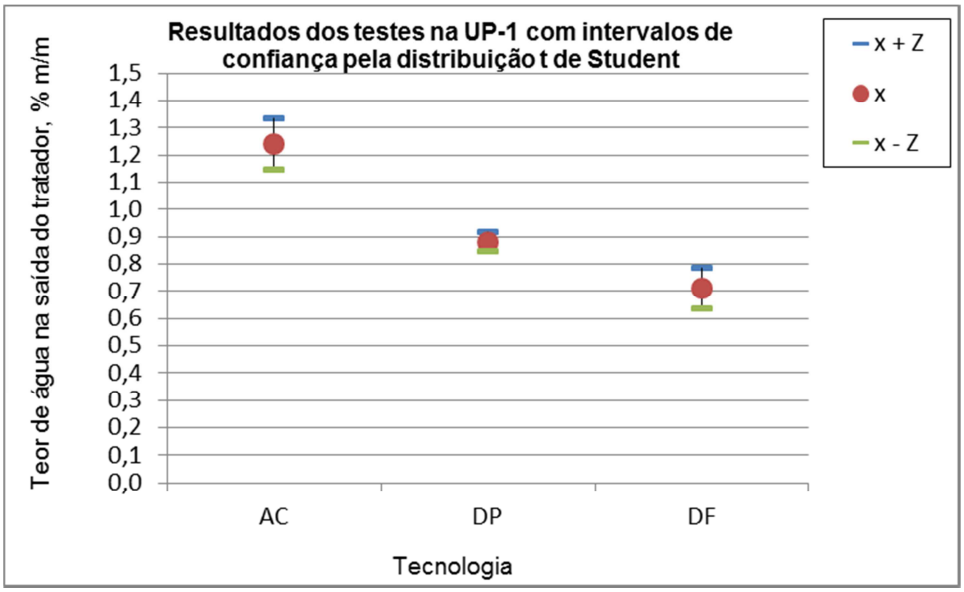


Figura 31 - Intervalos de confiança obtidos através da distribuição *t* de Student para o melhor resultado de teor de água de cada tecnologia na UP-1

Ao contrário do resultado obtido através do cálculo dos intervalos de confiança pelo método de variância combinada, os resultados obtidos pela distribuição *t* de Student mostram diferenciação entre todas as tecnologias, sugerindo que a tecnologia Dual Frequency é superior às demais, e a tecnologia Dual Polarity superior à tecnologia AC.

Os intervalos de confiança obtidos através da distribuição *t* de Student foram os considerados como os mais adequados para a comparação entre os resultados, pois em seus cálculos é considerado o número de amostras, o que agrega valor aos experimentos realizados com maior número de amostras, como mostrado na Equação (3.2).

4.2 Testes na Unidade de Produção 2 (UP-2)

Nos testes na UP-2 houve dificuldade no estabelecimento de maiores níveis de tensão, devido à elevação de corrente elétrica causada por não se conseguir estabelecer uma interface bem resolvida, além da dificuldade de se descartar a água produzida pelas linhas de descarte atualmente instaladas, de apenas 3 in. Para a tecnologia Dual Frequency, a otimização foi realizada conforme descrito no capítulo Materiais e Métodos. Desta forma, foram encontradas duas melhores configurações, já apresentadas na Tabela 6. Estas duas configurações foram testadas na condição inicial dos testes, de 80°C e 100m^3/h de vazão de petróleo. A configuração de maior tensão obteve teor de água de 0,23%, enquanto a de menor tensão obteve 0,50%.

Deste modo, a configuração de maior tensão foi considerada como de melhor efeito para o petróleo B e, portanto, utilizada nos testes subsequentes (Tabela 16).

Tabela 16 - Configuração da tecnologia Dual Frequency utilizada nos testes na UP-2

Forma de onda *(waveform)*	Fator de inclinação da onda *(skew factor)*	Frequência base *(base freq)*	Modulação da frequência *(mod freq)*	Tensão mínima *(min voltage)*	Tensão máxima *(max voltage)*
Circular inversa	0,3	1600Hz	7Hz	7000V	11000V

A 70°C, a viscosidade do petróleo foi de 31,7cP (35,2cSt) e a 80°C a viscosidade do petróleo foi de 22,0cP (24,7cSt).

Os resultados dos testes na UP-2 são apresentados na Tabela 17.

Tabela 17 - Resultados dos testes na UP-2

Teste	Tecnologias	Vazão de petróleo (m3/h)	T (°C)	BS&W entrada (%)	Água saída (%)	DesvPad Água saída (%)	Tempo de resid. ao líquido (min)	N° de amostras
1	AC	100	80	15	**0,20**	0,04	178	12
	DP			15	**0,19**	0,02	178	12
2	AC	100	80	11	**0,23**	0,04	186	13
	DF			11	**0,23**	0,04	186	13
3	AC	125	80	8	**0,22**	0,06	154	9
	DP			8	**0,35**	0,04	154	9
4	AC	125	80	11	**0,21**	0,03	149	10
	DF			9	**0,25**	0,03	149	10
5	AC	100	70	6	**0,17**	0,01	197	7
	DP			6	**0,27**	0,02	197	7
6	AC	100	70	16	**0,35**	0,04	176	9
	DF			16	**0,42**	0,02	176	9

Para melhor visualização dos dados, os teores de água de saída foram plotados nos gráficos da Figura 32 e Figura 33.

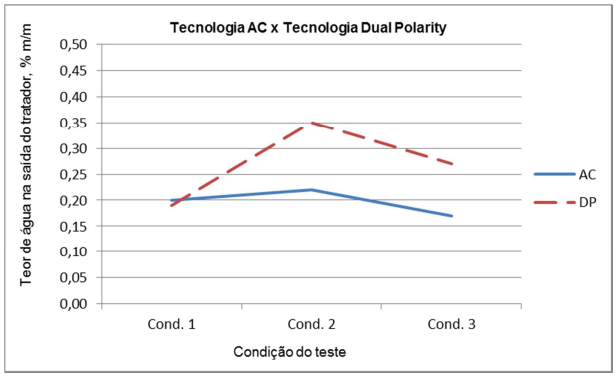


Figura 32 - Resultados dos testes na UP-2 – Tecnologia AC x Dual Polarity

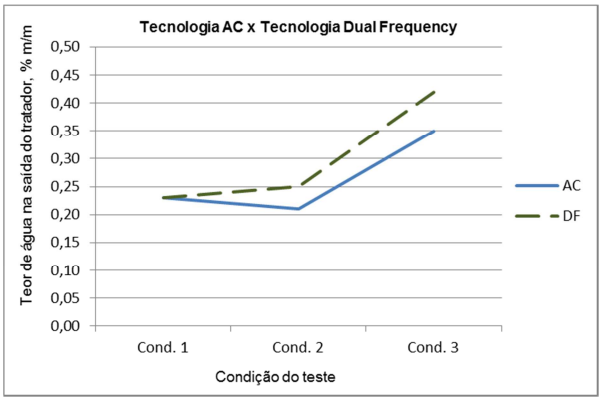


Figura 33 - Resultados dos testes na UP-2 – Tecnologia AC x Dual Frequency

Uma vez que na UP-2 há variação no petróleo recebido para tratamento nos tratadores eletrostáticos, cada teste deve ser comparado entre si. Por exemplo, no Teste 5 a tecnologia AC foi simultaneamente testada contra a Dual Polarity, devendo esta comparação ser feita. A comparação do Teste 5 com o Teste 6, por exemplo, não deve ser feita. Basta observar o desempenho da tecnologia AC que, nas mesmas condições, apresentou resultados diferentes, pois os testes foram realizados em dias diferentes e, como consequência, o petróleo processado foi também de características diferentes.

Observa-se que, em ambos os casos, as tecnologias apresentaram desempenho igual na condição inicial. Já nas demais condições (aumento de vazão e redução de temperatura), a tecnologia AC conseguiu obter menor valor de teor de água de saída e, em primeira análise, melhor desempenho.

Nos testes na UP-2, o tempo de residência ao líquido foi cerca de três vezes maior que na UP-1, além de se ter operado com viscosidades um pouco menores. Tal fato explica a obtenção de teores de água bem inferiores na UP-2, além do fato de a UP-2 ter *gas-lift* como método de elevação, que cisalha menos os fluidos, em relação ao BCS empregado na UP-1. Além disso, o petróleo da UP-1 é mais pesado. Também se observa que o petróleo da UP-2 apresenta menor número de acidez total.

Assim como na UP-1, o teor de sal no petróleo tratado da UP-2 é proporcional ao teor de água. A comparação entre os desempenhos das tecnologias em relação à salinidade final do petróleo é também análoga à feita em relação ao teor de água. Em todos os resultados apresentados na UP-2, a salinidade do petróleo foi enquadrada, sendo de 195 mg NaCl/L o maior valor encontrado.

Assim como nos testes na UP-1, para a UP-2 foi realizada uma análise estatística para verificar se os resultados foram significativamente diferentes. Neste

caso, verificar se estatisticamente a tecnologia AC foi superior às demais. Foi primeiramente utilizado o método da variância combinada. Como as tecnologias Dual Polarity e Dual Frequency estavam instaladas no mesmo vaso, também foi calculada a variância geral deste vaso, englobando os dados dos testes destas duas tecnologias. Os resultados dos dados estatísticos são apresentados na Tabela 18.

Tabela 18 - Variância combinada (s_p^2), desvio padrão global (DV_p) e dobro do desvio padrão global ($2DV_p$) obtidos para os resultados de teor de água nos testes na UP-2

Tecnologia	AC	DP	DF	DP e DF
s_p^2	0,002	0,001	0,001	0,001
DVp	0,040	0,026	0,032	0,030
2DVp	0,079	0,052	0,065	0,059

Utilizando-se os dados de desvio padrão agrupado (DV_p) de cada tecnologia, foram calculados os intervalos de confiança, com base no melhor resultado (de teor de água) de cada tecnologia. Os dados dos testes AC x Dual Polarity são apresentados na Tabela 19 e na Figura 34.

Tabela 19 - Intervalos de confiança obtidos usando o método de variância combinada para o melhor resultado de teor de água de cada tecnologia na UP-2 (variância combinada por tecnologia) – Testes AC x DP

	Tecnologia	AC	DP
	$2DV_p$	0,079	0,052
Condição 1	x + 2DVp	0,28	0,24
	x	0,20	0,19
	x - 2DVp	0,12	0,13
Condição 2	x + 2DVp	0,30	0,40
	x	0,22	0,35
	x - 2DVp	0,15	0,29
Condição 3	x + 2DVp	0,25	0,32
	x	0,17	0,27
	x - 2DVp	0,09	0,22

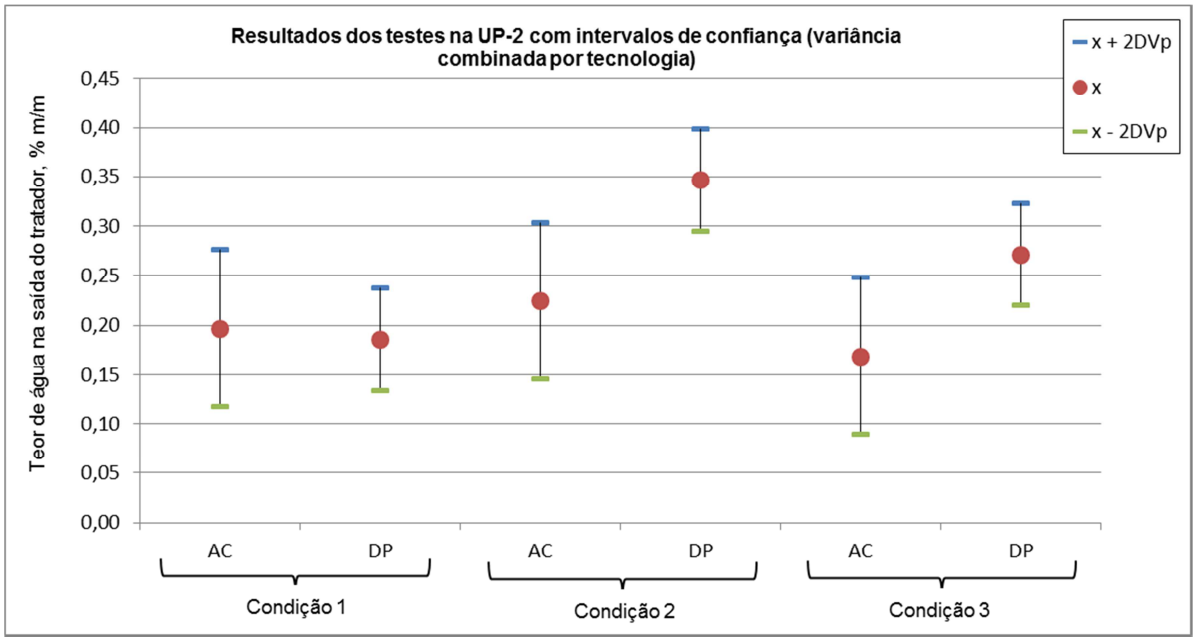


Figura 34 - Intervalos de confiança para o melhor resultado de cada tecnologia na UP-2 (variância combinada por tecnologia) – Testes AC x DP

Por análise da tabela e do gráfico anteriores, observa-se coincidência nos intervalos para todas as condições dos testes AC x Dual Polarity, não se evidenciando superioridade de alguma tecnologia, pelo método da variância combinada.

Os intervalos de confiança calculados a partir dos testes AC x Dual Frequency são apresentados na Tabela 20 e na Figura 35.

Tabela 20 - Intervalos de confiança obtidos através do método de variância combinada para o melhor resultado de teor de água de cada tecnologia na UP-2 (variância combinada por tecnologia) – Testes AC x DF

	Tecnologia	AC	DF
	$2DV_p$	0,079	0,065
Condição 1	x + 2DVp	0,30	0,29
	x	0,23	0,23
	x - 2DVp	0,15	0,16
Condição 2	x + 2DVp	0,29	0,31
	x	0,21	0,25
	x - 2DVp	0,13	0,18
Condição 3	x + 2DVp	0,43	0,48
	x	0,35	0,42
	x - 2DVp	0,28	0,35

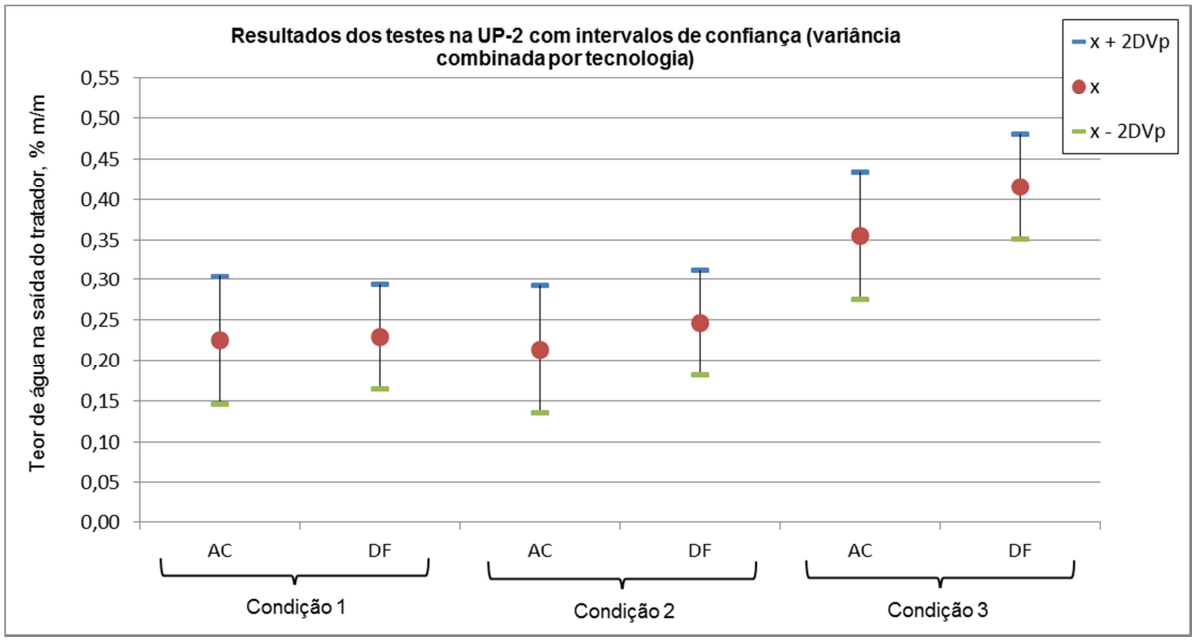


Figura 35 - Intervalos de confiança para o melhor resultado de cada tecnologia na UP-2 (variância combinada por tecnologia) – Testes AC x DF

Por análise da tabela e do gráfico anteriores, observa-se que houve coincidência nos intervalos para todas as condições dos testes AC x Dual Frequency, também não se evidenciando superioridade de alguma tecnologia, pelo método da variância combinada.

O fato de não se ter evidenciado superioridade de alguma tecnologia, pelo método da variância combinada, provavelmente ocorreu devido ao elevado tempo de residência ao líquido no tratador eletrostático, ou seja, o tamanho do vaso era grande para a vazão utilizada. Infelizmente, não foi possível se elevar a vazão, por razões já apresentadas, o que poderia melhorar a diferenciação entre as tecnologias.

O cálculo dos intervalos de confiança através da distribuição *t* de Student também foi empregado. Os resultados relativos aos testes AC x Dual Polarity são apresentados na Tabela 21 e na Figura 36.

Tabela 21 - Intervalos de confiança obtidos pela distribuição *t* de Student para o melhor resultado de teor de água de cada tecnologia na UP-2 – Testes AC x DP

	Condição 1		Condição 2		Condição 3	
Tecnologia	AC	DP	AC	DP	AC	DP
x + Z	0,23	0,20	0,27	0,38	0,18	0,29
x	0,20	0,19	0,22	0,35	0,17	0,27
x - Z	0,17	0,18	0,17	0,32	0,16	0,25

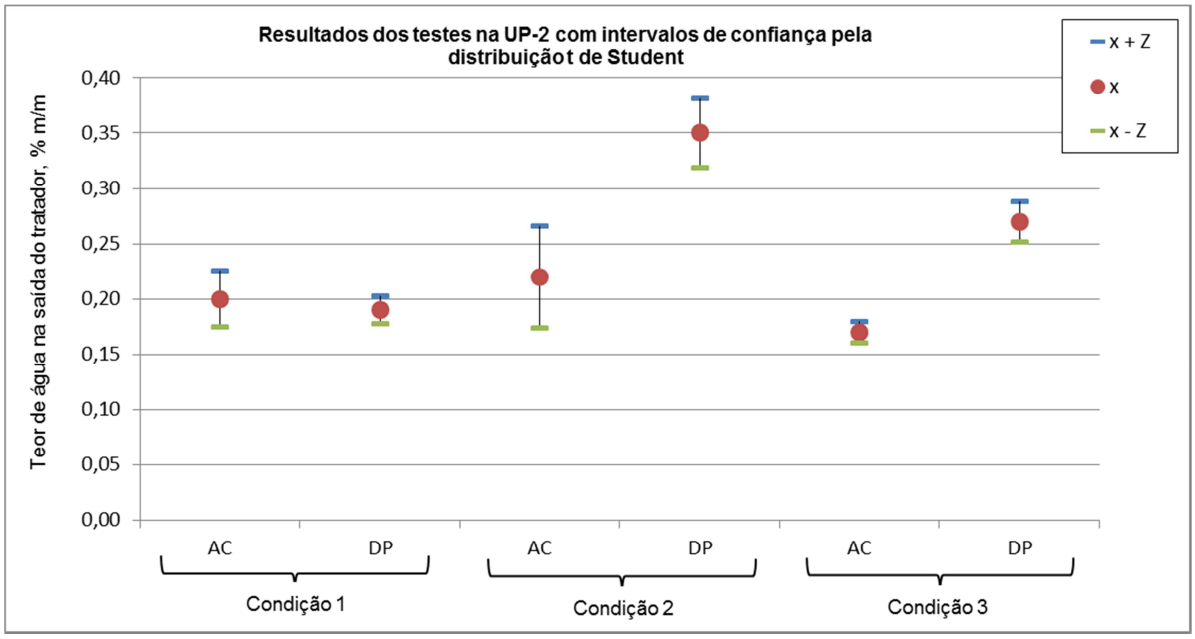


Figura 36 - Intervalos de confiança para o melhor resultado de cada tecnologia na UP-2 (distribuição *t* de Student) – Testes AC x DP

Ao contrário do resultado obtido pelo método de variância combinada, pela distribuição *t* de Student foi evidenciada diferenciação entre as tecnologias, aqui nas condições 2 e 3, o que significa que houve diferenciação nos casos de aumento de vazão e de redução de temperatura. O método sugere que a tecnologia AC apresentou desempenho superior à tecnologia Dual Polarity nessas duas condições.

Os resultados relativos aos testes AC x Dual Frequency são apresentados na Tabela 22 e na Figura 37.

Tabela 22 - Intervalos de confiança obtidos pela distribuição *t* de Student para o melhor resultado de teor de água de cada tecnologia na UP-2 – Testes AC x DF

	Condição 1		Condição 2		Condição 3	
Tecnologia	AC	DF	AC	DF	AC	DF
x + Z	0,25	0,25	0,23	0,27	0,38	0,44
x	0,23	0,23	0,21	0,25	0,35	0,42
x - Z	0,21	0,21	0,19	0,23	0,32	0,40

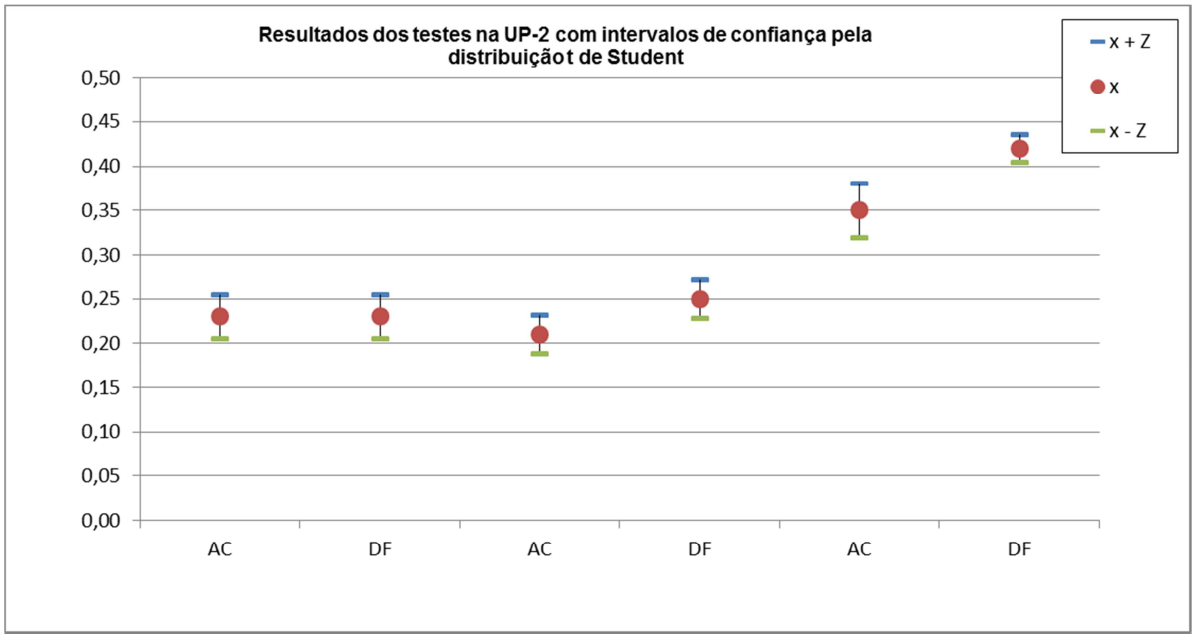


Figura 37 - Intervalos de confiança para o melhor resultado de cada tecnologia na UP-2 (distribuição *t* de Student) – Testes AC x DF

Os resultados obtidos pela distribuição *t* de Student sugerem que houve superioridade da tecnologia AC sobre a Dual Frequency na condição 3, de redução de temperatura. Nas demais condições, não houve evidência de diferenciação entre as tecnologias.

Do mesmo modo que na comparação anterior, os intervalos de confiança obtidos através da distribuição *t* de Student foram os considerados como os mais adequados para a comparação entre os resultados, pelo mesmo motivo citado anteriormente.

4.3 Testes na Unidade de Produção 3 (UP-3)

Os resultados dos testes a 100°C na UP-3 são apresentados na Tabela 23. A 100°C, a viscosidade do petróleo processado nesta unidade foi de 116cP (126cSt).

Tabela 23 - Resultados dos testes na UP-3, a 100°C, com as tecnologias Dual Polarity e Dual Frequency

Teste	**Tecnologia**	Configuração	BS&W entrada (%)	**Água saída (%)**	DesvPad Água saída (%)	T (°C)	Tempo de resid. ao líquido (h)	Vazão de óleo (m3/d)	Número de amostras
1	DF	Slate III	9	**0,61**	0,10	101	5,1	899	26
2	DF	Slate I	19	0,69	0,09	102	4,3	956	5
3	DF	Slate II	9	0,66	0,20	101	4,3	1061	11
4	DP	TAP 2	11	**0,45**	0,16	100	4,3	1038	22
5	DP	TAP 3	12	0,61	0,08	98	4,5	1000	32
6	DP	TAP 5	14	0,49	0,05	100	3,9	1103	10

Mesmo com elevada viscosidade (a maior de todos os testes), foi possível se obter teores de água abaixo de 1,0%. A tecnologia Dual Polarity obteve teor de água abaixo de 0,5%. Tal fato pode ser atribuído ao baixo cisalhamento imposto ao fluido pelo bombeio mecânico com hastes, empregado neste campo terrestre, bem como ao tempo de residência ao líquido muito elevado nos tratadores eletrostáticos, que levou a obtenção de teores de água menores que os observados na UP-1, além de apresentar menor número de acidez total. Por ser um petróleo mais pesado e por realizar o processamento a viscosidades bem maiores, os teores de água obtidos foram maiores que os obtidos na UP-2.

Pode-se observar que o melhor resultado foi obtido pelo uso do Slate III (para tecnologia DF) e TAP 2 (para tecnologia DP). A tecnologia Dual Polarity obteve o menor teor de água e, em primeira análise, melhor desempenho.

Assim como na UP-1 e UP-2, o teor de sal no petróleo tratado da UP-3 é proporcional ao teor de água. A comparação entre os desempenhos das tecnologias em relação à salinidade final do petróleo é também análoga à feita em relação ao teor de água. Em todos os resultados apresentados na UP-3, a salinidade do petróleo foi enquadrada, sendo de 183 mg NaCl/L o maior valor encontrado.

Para verificar se estatisticamente a tecnologia Dual Polarity foi superior a Dual Frequency, também foi utilizado o método da variância combinada. Com os dados de desvio padrão agrupado (DV_p) de cada tecnologia, foram calculados os intervalos de confiança com base no melhor resultado (de teor de água) de cada tecnologia. Os resultados destes cálculos são apresentados na Tabela 24 e na Figura 38.

Tabela 24 - Intervalos de confiança obtidos através do método de variância combinada para o melhor resultado de teor de água de cada tecnologia na UP-3 – Testes DP x DF a 100°C

	Tecnologia	DP	DF
	2DVp	0,19	0,22
Testes a 100°C	x + 2DVp	0,64	0,83
	x	0,45	0,61
	x - 2DVp	0,26	0,39

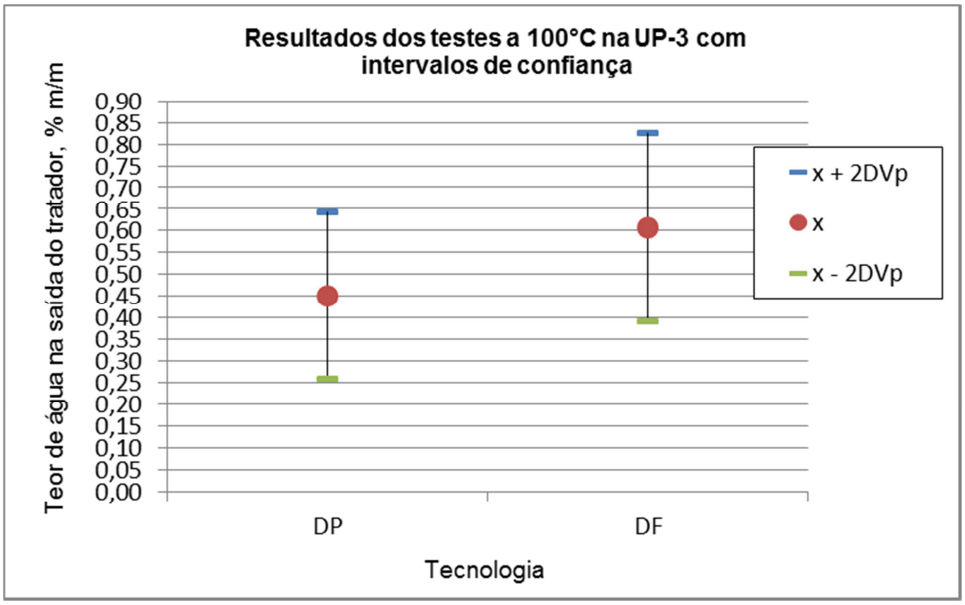


Figura 38 - Intervalos de confiança obtidos através do método de variância combinada para o melhor resultado de teor de água de cada tecnologia na UP-3 – Testes DP x DF a 100°C

Por análise da tabela e do gráfico anteriores, observa-se que houve coincidência nos intervalos, o que sugere que não houve superioridade de alguma das tecnologias, para os testes a 100°C, pelo método da variância combinada.

A etapa seguinte foi realizada do mesmo modo que a anterior, porém a 120°C e apenas com as configurações de campo elétrico que propiciaram melhores resultados na etapa a 100°C (*Slate* III para a tecnologia DF e TAP 2 para a tecnologia DP). A 120°C, a viscosidade do petróleo foi de 50cP (56cSt). Os resultados dos testes a 120°C são apresentados na Tabela 25.

Tabela 25 - Resultados dos testes na UP-3, a 120°C, com as tecnologias Dual Polarity e Dual Frequency

Teste	Tecnologia	Configuração	BS&W entrada (%)	**Água saída (%)**	DesvPad água saída (%)	T (°C)	Tempo de resid. ao líquido (h)	Vazão de óleo (m3/d)	Número de amostras
7	DF	Slate III	9	**0,45**	0,10	121	4,7	966	25
8	DP	TAP 2	5	**0,38**	0,08	120	5,2	917	29

Pelos mesmos motivos citados anteriormente, os teores de água foram menores que os observados na UP-1 e maiores que os observados na UP-2.

Novamente a tecnologia Dual Polarity apresentou menor teor de água. Também foi realizada uma análise estatística para verificar se o resultado obtido pela tecnologia Dual Polarity foi estatisticamente melhor, apresentada na Tabela 26 e na Figura 39. Ressalte-se que os valores de duas vezes o desvio padrão ($2DV_p$) são os mesmos que os utilizados nos cálculos dos intervalos de confiança a 100°C, pois os dados a ambas temperaturas foram considerados nos cálculos de $2DV_p$.

Tabela 26 - Intervalos de confiança obtidos através do método de variância combinada para o melhor resultado de teor de água de cada tecnologia na UP-3 – Testes DP x DF a 120°C

	Tecnologia	DP	DF
	2DVp	0,19	0,22
Testes a 120°C	x + 2DVp	0,57	0,64
	x	0,38	0,42
	x - 2DVp	0,19	0,21

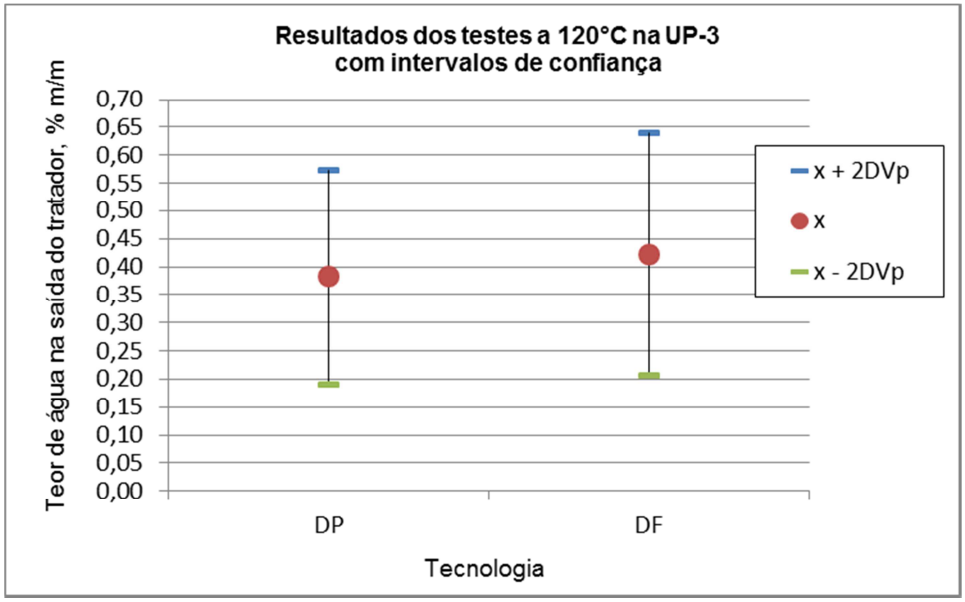


Figura 39 - Intervalos de confiança obtidos através do método de variância combinada para o melhor resultado de teor de água de cada tecnologia na UP-3 – Testes DP x DF a 120°C

Novamente, observa-se que os resultados obtidos pelas tecnologias Dual Polarity e Dual Frequency são equivalentes, pelo método da variância combinada.

Também foram calculados os intervalos de confiança pela distribuição *t* de Student. Os resultados relativos aos testes AC x Dual Polarity são apresentados na Tabela 27 e na Figura 40, para os testes realizados a 100°C.

Tabela 27 - Intervalos de confiança obtidos pela distribuição *t* de Student para o melhor resultado de teor de água de cada tecnologia na UP-3 – Testes DP x DF a 100°C

	Tecnologia	DP	DF
	Z		
Testes a 100°C	x + Z	0,52	0,65
	x	0,45	0,61
	x - Z	0,38	0,57

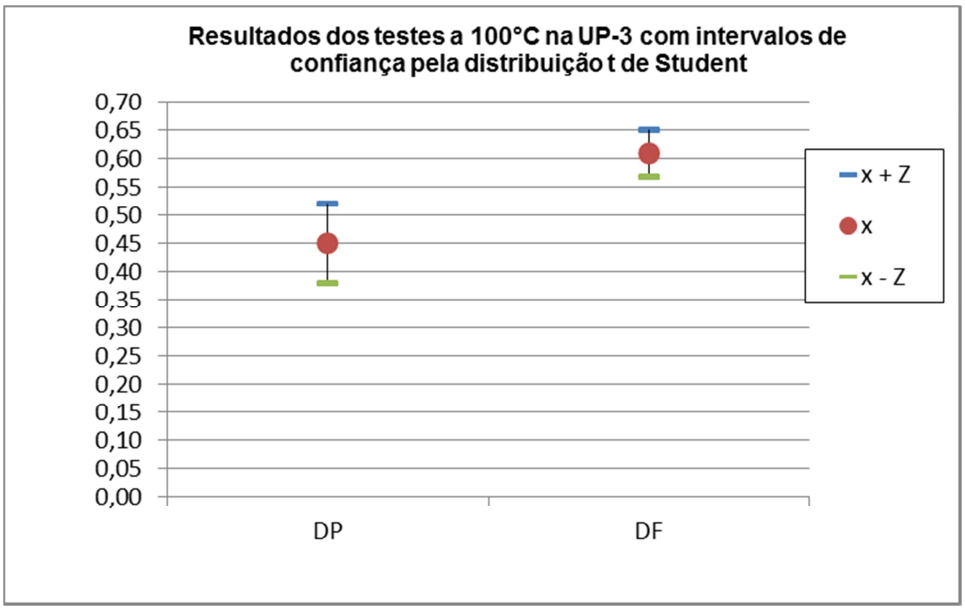


Figura 40 - Intervalos de confiança obtidos pela distribuição *t* de Student para o melhor resultado de teor de água de cada tecnologia na UP-3 – Testes DP x DF a 100°C

Ao contrário do resultado obtido através do cálculo dos intervalos de confiança pelo método de variância combinada, os resultados obtidos pela distribuição *t* de Student mostram diferenciação entre as tecnologias, sendo a tecnologia Dual Polarity superior à tecnologia Dual Frequency, nos testes realizados a 100°C.

Do mesmo modo que na comparação anterior, os intervalos de confiança obtidos através da distribuição *t* de Student foram os considerados como os mais adequados para a comparação entre os resultados, pelo mesmo motivo citado anteriormente.

Seguindo a mesma metodologia, os resultados dos testes a 120°C são apresentados na Tabela 28 e na Figura 41.

Tabela 28 - Intervalos de confiança obtidos através do método da distribuição *t* de Student para o melhor resultado de teor de água de cada tecnologia na UP-3 – Testes DP x DF a 120°C

	Tecnologia	DP	DF
	Z		
Testes a 120°C	x + Z	0,41	0,49
	x	0,38	0,45
	x - Z	0,35	0,41

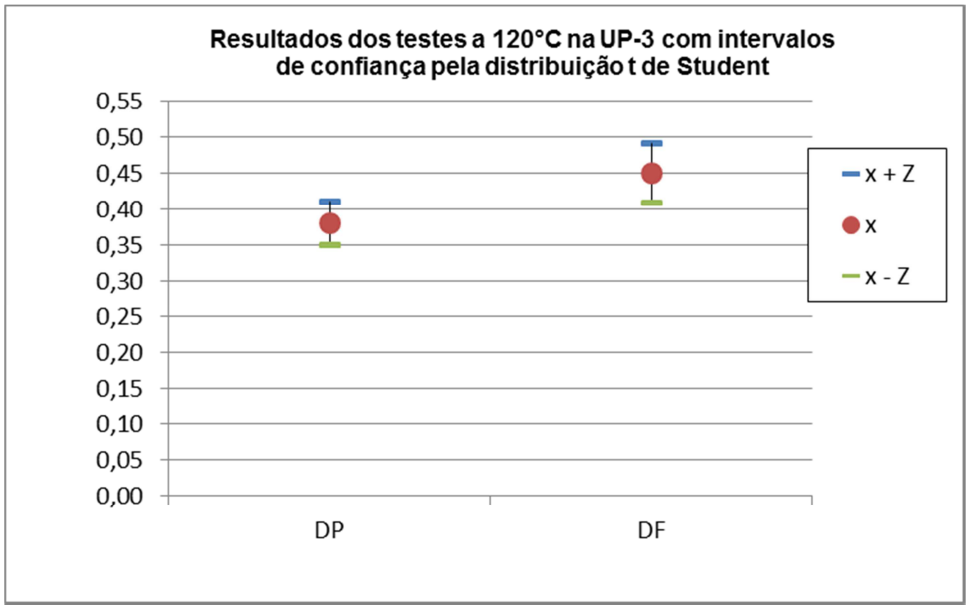


Figura 41 - Intervalos de confiança obtidos através da distribuição *t* de Student para o melhor resultado de teor de água de cada tecnologia na UP-3 – Testes DP x DF a 120°C

Nos testes a 120°C (menor viscosidade), houve coincidência entre os intervalos também pela distribuição *t* de Student, não havendo diferenciação entre as tecnologias, da mesma forma que pelo método de variância combinada.

5 Conclusões e Considerações Finais

Nessa dissertação de mestrado, as tecnologias de Tratamento Eletrostático utilizadas industrialmente (AC, Dual Polarity e Dual Frequency) foram comparadas em termos de desempenho, através de testes de campo. O foco principal foi comparar o teor de água no petróleo tratado que cada tecnologia obteve.

Apesar das dificuldades normalmente encontradas em unidades de produção, foi possível manter as condições de processo estáveis, em regime permanente. Os testes em campo propiciaram o benefício de se avaliar as tecnologias em condições reais de processo, eliminando-se incertezas quanto ao *scale-up* quando são realizados testes em escala piloto ou protótipo.

A conversão de um tratador eletrostático Dual Polarity em Dual Frequency foi considerada como simples, consistindo em alterações externas ao vaso (troca de transformador e instalação de interface). Nas instalações onde há as tecnologias Dual Polarity e Dual Frequency disponíveis no mesmo vaso, há a vantagem de se operar com a tecnologia mais vantajosa para cada situação, além de um dos transformadores ficar como reserva.

O ajuste dos parâmetros da tecnologia Dual Frequency foi realizado sem dificuldades, sendo na prática baseado em tentativa e erro, com auxílio de respostas numéricas rápidas. Foi observado que um ajuste fora do ideal pode tornar seu desempenho significativamente inferior.

Os testes foram realizados em três diferentes unidades de produção da PETROBRAS S.A.: na Unidade de Produção 1 (UP-1), um FPSO em seu período no piloto de produção do petróleo A (12,2°API); na Unidade de Produção 2 (UP-2), FPSO que processa o petróleo B (19,2°API) e na Unidade de Produção 3 (UP-3), unidade terrestre que processa o petróleo C (13,5°API).

No tratamento eletrostático do petróleo A, na UP-1, foi observado que não houve influência do campo elétrico AC, pelo próprio petróleo apresentar elevada condutividade elétrica, o que está de acordo com Sellman *et al.* (2012). Na operação das tecnologias Dual Polarity e Dual Frequency, também foram observados elevados valores de corrente elétrica, no entanto o uso destas tecnologias apresentou efeito satisfatório no tratamento do petróleo A. Na operação da tecnologia Dual Polarity, não se observou diferença de resultado no uso de diferentes níveis de tensão, devido à limitação de campo elétrico imposta pela alta condutividade do petróleo A.

Na operação da tecnologia Dual Frequency, o uso de configurações de maior tensão propiciou melhor resultado, conforme estudos de Figueroa e Wagner (1997) e Lee *et al.* (2001), sendo a forma de onda exponencial a considerada como melhor. Mesmo com elevado teor de água na entrada dos tratadores eletrostáticos, todo o excesso de água foi sempre removido na parte inferior do vaso, chegando então baixo teor de água à região entre os eletrodos, o que está de acordo com o exposto por Lucas (1969) e Oliveira *et al*. (1997). Para esse petróleo, bastante condutivo eletricamente, a tecnologia Dual Frequency foi a que obteve o melhor resultado (menor teor de água no petróleo tratado), o que está de acordo com Sellman *et al*. (2012) e Alves e Oliveira (2006). Através do cálculo dos intervalos de confiança pela distribuição *t* de Student, observou-se que a tecnologia Dual Frequency foi superior às demais, e a tecnologia Dual Polarity superior à tecnologia AC. Deste modo, o uso de maiores frequências, aplicadas pela tecnologia Dual Frequency, propiciou melhor resultado, conforme estudos de Draxler e Marr (1993), Figueroa e Wagner (1997) e Lee *et al.* (2001). Cabe ressaltar que o cálculo pela distribuição *t* de Student foi considerado como mais apropriado que pelo método da variância combinada, pois nos cálculos pela distribuição *t* de Student o número de amostras é considerado, conforme a Equação (3.2), o que valoriza os experimentos realizados com maior número de amostras. Como o teor de sal no petróleo tratado é proporcional ao teor de água, a comparação entre os desempenhos das tecnologias em relação à salinidade final é análoga à feita em relação ao teor de água, não sendo então necessária. O fato de as tecnologias Dual Polarity e Dual Frequency terem enquadrado o petróleo abaixo de 1,0% de BS&W, com viscosidade acima de 40 cSt, é uma constatação importante. Outra constatação importante foi que a injeção de desemulsificante no interior do poço contribuiu para a formação de emulsões de menor estabilidade, também contribuindo para melhor desidratação do petróleo.

No tratamento eletrostático do petróleo B, na UP-2, não foi possível se estabelecer uma interface água-óleo bem resolvida, o que prejudicou a evolução dos testes, impossibilitando o estabelecimento de maiores níveis de tensão, devido à elevação de corrente elétrica. A configuração da tecnologia Dual Frequency que melhor se adequou ao petróleo B foi a de maior tensão, como na UP-1. Em todos os testes, o tempo de residência ao líquido foi cerca de três vezes maior que na UP-1, além de se ter operado com viscosidades um pouco menores. Tal fato explica a obtenção de teores de água bem inferiores na UP-2, além do fato de a UP-2 ter *gas-*

lift como método de elevação, que cisalha menos os fluidos, em relação ao BCS empregado na UP-1 (que gera gotas de água menores e mais estáveis), como afirmam Kokal (2005) e Schramm (2005). Além disso, o petróleo da UP-2 é mais leve. Também se observa que o petróleo da UP-2 apresenta menor número de acidez total. Nessas condições, na UP-2 a tecnologia AC obteve o melhor resultado, nos testes em que se aumentou a vazão ou se reduziu a temperatura. Os intervalos de confiança calculados pela distribuição *t* de Student (método considerado como mais apropriado) indicaram que a tecnologia AC foi superior a Dual Polarity em duas das três condições operacionais (quando houve aumento de vazão ou redução de temperatura), e a tecnologia AC foi superior a Dual Frequency em uma das três condições (condição de menor temperatura).

No tratamento eletrostático do petróleo C, na UP-3, foram testadas apenas as tecnologias Dual Polarity e Dual Frequency. Mesmo com elevada viscosidade (acima de 120 cSt), foi possível se obter teores de água abaixo de 1,0%, com a tecnologia Dual Polarity obtendo teor de água abaixo de 0,5%. Tal fato pode ser atribuído ao baixo cisalhamento imposto ao fluido pelo bombeio mecânico com hastes, empregado neste campo terrestre, bem como ao tempo de residência ao líquido muito elevado nos tratadores eletrostáticos, que levou a obtenção de teores de água menores que os observados na UP-1, além de apresentar menor número de acidez total. Por ser um petróleo mais pesado e por realizar o processamento a viscosidades bem maiores, os teores de água obtidos foram maiores que os obtidos na UP-2. Ao contrário dos testes nas outras unidades, a configuração da tecnologia Dual Frequency de menor tensão foi a melhor para esta tecnologia, provavelmente devido ao baixo cisalhamento imposto ao fluido pelo método de elevação utilizado, que gera gotas de água maiores e, portanto, de menor gradiente de tensão crítico, conforme a Equação (2.6). Do mesmo modo, a configuração da tecnologia Dual Polarity de menor tensão foi a melhor para esta tecnologia. A tecnologia Dual Polarity foi a que obteve o melhor valor médio de teor de água. Pelos cálculos dos intervalos de confiança pela distribuição *t* de Student, na condição de menor temperatura a tecnologia Dual Polarity foi superior a Dual Frequency. Na condição de maior temperatura, as tecnologias foram equivalentes em desempenho.

Diante do exposto, a tecnologia Dual Frequency foi superior em desempenho nos testes na UP-1. A tecnologia AC foi superior na UP-2, embora o não estabelecimento de interface água-óleo tenha limitado a execução plena dos testes.

A tecnologia Dual Polarity foi superior na UP-3, sendo que nesta a tecnologia AC não foi testada.

Como esta dissertação consistiu em testes em unidades já construídas, o tamanho dos vasos foi sempre fixo. Na UP-1, o tempo de residência ao líquido foi adequado, porém não houve condições de se aumentar a vazão, para com isso se reduzir o tempo de residência ao líquido e assim poder se simular menores tamanhos de vaso. Na UP-2 e UP-3 os vasos estavam sobredimensionados para a vazão e também não houve condições de se aumentar a vazão. Deste modo, o foco de avaliação da melhor tecnologia para cada caso foi através do teor de água no petróleo tratado.

6 Recomendações e Sugestões para Trabalhos Futuros

Uma vez que a UP-2 possui as tecnologias AC, Dual Polarity e Dual Frequency e também possibilidade de operar com maiores vazões, sugere-se que, após a conclusão das obras de ampliação das linhas de descarte de água dos tratadores eletrostáticos, sejam realizados novos testes de comparação entre as três tecnologias citadas.

Como a elevada condutividade elétrica apresentada pelo petróleo A foi de certa forma surpreendente, recomenda-se que seja ampliado o estudo sobre condutividade elétrica para os petróleos nacionais, com desenvolvimento de aparato capaz de realizar a medição desta propriedade em função da temperatura. Este é um desenvolvimento que pode ser conduzido em ambiente acadêmico.

São sugeridos alguns trabalhos futuros, a nível laboratorial, que devem propiciar avanços importantes na área de tratamento eletrostático de petróleos:

- estudo da influência da frequência do campo elétrico no tratamento eletrostático de petróleos nacionais;
- estudo da eficiência de tratamento eletrostático de petróleos nacionais de diferentes condutividades elétricas;
- avaliação da correlação das propriedades químicas e físicas de petróleos com a condutividade elétrica;
- pesquisa de produtos químicos que possam alterar a condutividade elétrica de petróleos;
- avaliação da influência de desemulsificantes na condutividade elétrica de petróleos;
- desenvolvimento de metodologia laboratorial para comparação da eficiência de desidratação de petróleos frente a campos elétricos AC, AC/DC e AC/DC com modulação de frequência.

Por fim, também são sugeridos alguns trabalhos futuros, a nível industrial:

- Avaliação do tratamento eletrostático de petróleos da camada pré-sal com diferentes tecnologias em unidades industriais. Este trabalho depende ainda de se observar a produção de água nas unidades de produção da camada pré-sal;
- nova comparação entre as tecnologias AC, Dual Polarity e Dual Frequency na plataforma UP-2, com maiores vazões, após a conclusão das obras de ampliação das linhas de descarte de água desta unidade.

7 Referências

Acevedo, S., *Interfacial rheological studies of extra-heavy crude oils and asphaltenes: role of the dispersion effect of resins in the adsorption of asphaltenes at the interface of water-in-crude oil*. Colloids and Surfaces: a Physicochemical and Engineering Aspects, v. 71, 1993.

Almeida, C.S., Estudo de Estratégias de Controle Para Sistemas Compactos *offshore* de Processamento Primário de Petróleo. Dissertação de Mestrado. TPQB/EQ/UFRJ, Rio de Janeiro, 2014.

Alves, R.P., Oliveira, R.C., *How to Establish a Mathematical Model for the Electrostatic Desalting Process Based on Pilot Plant Studies*. Annual Technical Conference and Exhibition – SPE 102790, Texas, U.S.A., 2006.

Alves, R.P., Oliveira, R.C.G., Ramalho, J.B.V., Tecnologias de Tratamento Eletrostático no Processamento Primário de Petróleo. Petrobras. Apostila do Curso de Formação de Engenheiros de Processamento, 2010.

Anzai, T.K., Modelagem híbrida do processo de eletrocoalescência em emulsões de água em óleo. Dissertação de Mestrado. COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, 2013.

Arnold, K., Stewart, M., *Surface Production Operations: Design of Oil Handling Systems and Facilities*, Third Edition. Elsevier, Amsterdam 351–456, 2008.

Atten, P., *Electrocoalescence of water droplets in an insulating liquid*. J electrostatics, 1993.

Bahadori, A., Montazeri, G.H., Bahadori, S., *Analysis of crude oil electrostatic desalters performance*. 9th Iranian Chemical Engineering Congress, Iran, 2004.

Bailes P.J., Larkai S.K.L., *An experimental investigation into the use of high voltage d.c. fields for liquid phase separation*, Trans. IChemE 59 (4), 1981.

Bailes P.J., Larkai S.K.L., *Liquid phase separation in pulsed d.c. fields*, Trans. IChemE 60 (2), 1982.

Bailes P.J., Larkai S.K.L., *Influence of phase ratio on electrostatic coalescence of water/oil dispersions,* Chem. Eng. Res. Des. 62, 1984.

Brasil, N.I., Tratamento de petróleo desidratação / dessalgação. Comunicação Interna, PETROBRAS S.A., 2000.

Brasil, N.I., Araújo, M.A.S., Sousa, E.C.M., Processamento de petróleo e gás. LTC, Rio de Janeiro, Brasil, 2011.

Cameron. Disponivel em: https://www.c-a-m.com/products-and-services/separation-processing-and-treatment/oil-treatment/natco-dual-frequency. Acesso em: 07/04/2015.

Charin, R.M., Inversão transicional em emulsões e condutividade elétrica de petróleos. Tese de Doutorado. COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil, 2015.

Chiesa, M., Hamid, W., *A holistic solution for compact oil treatment separation systems,* Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference - SPE 136836, Abu Dhabi, UAE, 2010.

Coutinho, R.C.C., Estudo da estabilidade de emulsões de água em petróleo. Dissertação de Mestrado. COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil, 2005.

Cunha, P.S.M.D., Modelagem matemática do processo de desidratação eletrostática de petróleos. Dissertação de M.Sc., EQ/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil, 2008.

Draxler, J., Marr, R.J., *Emulsion liquid membranes, Part I: Phenomenon and industrial application*, Chem. Eng. Process., 20, 1986.

Draxler, J., Marr, R., *Design Criteria for Electrostatic Demulsifiers*, Intl Chem Eng, 33, No. 1, 1993.

Devold, H., *Oil and gas production handbook*. Oslo, ABB Oil and Gas, 2010.

D'Souza, T., Basu, S., *Importance of topsides in design and selection of deepwater floating platforms*. Offshore Technology Conference - OTC 22403. Rio de Janeiro, Brazil, 2011.

Eley, D.D., Hey, M.J., Symonds, J.D., *Emulsions of water in asphaltene containing oils*, Colloids and Surfaces, v. 32, 1988.

Eow J.S., Ghadiri M., Sharif A.O., Williams T.J., *Electrostatic enhancement of coalescence of water droplets in oil: a review of the current understanding*. Chemical Engineering Journal, v. 84, 2001.

Eow, J.S., Ghadiri, M., *Electrostatic enhancement of coalescence of water droplet in oil: a review of the technology*, Chemical Engineering Journal, v. 85, 2002.

Farah, M.A., Petróleo e seus derivados. 1 ed. Rio de Janeiro, LTC, 2012.

Feng, Z.L., Wang, X.D., Zhang, X.J*., A new high voltage electrostatic coalesce EC-1 applied to liquid membrane separation*, Water Treat 3, 1988.

Figueroa, C.E., Wagner, J.P., *A liquid membrane approach for removal of metallic species from resinous extracts under imposed electrical fields*, Bio. Tech. 60, 1997.

Georgie, W., Smith, C., *The challenges in processing heavy oil* – SPE 157894, SPE Heavy oil conference, Alberta, Canada, 2012.

Kim, B.Y., Moon, J.H., Sung, T.H., Yang, S.M., Kim, J.D., *Demulsification of water-in-crude oil emulsions by a continuous electrostatic dehydrator.* Separation Science and Technology, 37(6), 2002.

Kokal, S., *Crude-oil emulsions: a state-of-the-art review*. SPE Production & Facilities, v. 20, n. 1, 2005.

Lee, C.M., Sams, G.W., Wagner, J.P., *Power consumption measurements for ac and pulsed dc for electrostatic coalescence of water-in-oil emulsions*, Jornal of Electrostatics, 53, 2001.

Lucas, R.N., *Performance of heavy oil dehydrators*, *Journal of Petroleum Technology*, v. 21, n. 10, 1969.

Mhatre, S., Vivacqua, V., Ghadiri, M., Abdullah, A.M., Al-Marri, M.J., Hassanpour, A., Hewakandamby, B., Azzopardi, B., Kermani, B., *Electrostatic phase separation: a review.* Chemical Engineering Research and Design, 2015.

NATCO DF-LRC-II© Manual. *Dual Frequency Load Responsive Controller.*

Noïk, C., Chen, J., Dalmazzone, C., *Electrostatic demulsification on crude oil: a state-of-the-art review*. SPE International Oil & Gas Conference and Exhibition in China, 2006.

Nunes, G.C., Alves R.P., Moreira J.L.. Ribeiro J., Leite M.M.. Libera S.D., *Petrobras experience in the standardization of FPSOs* - IBP2375_10, Rio Oil & Gas Expo and Conference, Rio de Janeiro, Brazil, 2010.

Oliveira, R.C.G.; Carvalho, C.H.M.D.; Figueiredo, A.M.P., Variáveis que afetam o processo de tratamento eletrostático de petróleo, Boletim técnico PETROBRAS, v. 40, n. 1, 1997.

Pickering, S.U., *Emulsions*. Journal of Chemical Society, v. 91, 1907.

Radke, M., Willsch, H., Welte, D.H., *Preparative hydrocarbon group type determination by automated medium pressure liquid chromatograpy.* Analytical Chemistry, v.52, 1980.

Raisin, J., *Electrocoalescence in water-in-oil emulsions: towards an efficiency criterion*. Doctorate dissertation, Université de Grenoble, France, 2011.

Ramalho, J.B., Oliveira, R.C.G., Silva, A.L.F., *Emulsões do tipo água-em-óleo no processamento primário de petróleo.* Apostila de treinamento Petrobras, Rio de Janeiro, Brasil, 2006.

Ramalho, J.B., *Efeito de bases desemulsificantes comerciais do tipo copolímero de poli(óxido de etileno-b-óxido de propileno) na desemulsificação de emulsões água-em-óleo de petróleo: elucidação do mecanismo de desemulsificação.* Tese de D.Sc., IMA/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil, 2009.

Sams, G.W., Warren, K.W., *New Methods of Application of Electrostatic Fields*. AIChE Spring National Meeting, Louisiana, USA, 2004.

Sams G.W., *Dual Frequency electrostatic coalescence*, United States Patent 6860979, 2005.

Schramm, L.L., *Emulsions, Foams and Suspensions*. 1 ed. Mörlenbach, Germany, WILEY-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, 2005.

Sellman, E., Sams, G.W., Mandawalkar, S.P.K., *Use of advanced electrostatic fields for improved dehydration and desalting of heavy crude oil and dilbit* – WHOC 12-159, World Heavy Oil Congress, Aberdeen, Scotland, 2012.

Sellman, E., Murtagh, T., Manuel, B., *Effective dehydration of Canadian heavy crude oil and dilbit*, SPE Heavy Oil Conference Canada, Alberta, Canada, 2013.

Shaw, D.J., *Introduction to Colloid & Surface Chemistry*, 4th edition, Great Britain, Butterworth Heinemann, 1992.

Shvetsov, V.N., Yunusov, A.A., Kazan, N., *New methods and treating units for electrical dehydration and desalting of oil*, SPE Russian Oil & Gas Technical Conference and Exhibition, Moscow, Russia, 2010.

Sjöblom, J., *Our current understanding of water-in-crude oil emulsion. Recent characterization techniques and high pressure performance*, Advances in Colloid and Interface Science, v. 100-102, pp. 399-473, 2003.

Speight, J.G., *High Acid Crudes*, *Chapter 1 - Naphthenic Acids in Petroleum*, 2014.

Sullivan, A.P., Kilpatrick, P.K., "*The effects of inorganic solid particles on water and crude oil emulsion stability*", Ind. Eng. Chem. Res., v. 41, 2002.

Vafajoo, L., Ganjian, K., Fattahi, M., *Influence of key parameters on crude oil desalting: An experimental and theoretical study*. Journal of Petroleum Science and Engineering 90-91, 107 – 111, 2012.

Van der Waarden, M., *Stability of emulsions of water in mineral oils containing asphaltenes*. Kolloid Z. Z. Polymer, v. 156, n. 2, 1958.

Warren, K.W., *New tools for heavy oil dehydration.* – SPE 78944. International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium and International Horizontal Well Technology, Alberta, Canada, 2002.