

**Universidade de Brasília - UnB
Faculdade UnB Gama - FGA
Curso de Engenharia de Energia**

**DESENVOLVIMENTO DE UM SEPARADOR
BIFÁSICO COM AQUECIMENTO SOLAR
TÉRMICO PARA DESESTABILIZAÇÃO DE
EMULSÕES PETRÓLEO-ÁGUA**

Autores: Pedro Rezende de Alencar e Michel Ramos Ribeiro

Orientadora: Dr^a Maria Del Pilar Hidalgo Falla

**Brasília, DF
2017**



PEDRO REZENDE DE ALENCAR
MICHEL RAMOS RIBEIRO

**DESENVOLVIMENTO DE UM SEPARADOR BIFÁSICO COM AQUECIMENTO
SOLAR TÉRMICO PARA DESESTABILIZAÇÃO DE EMULSÕES
PETRÓLEO-ÁGUA**

Monografia submetida ao curso de graduação em Engenharia de Energia da Universidade de Brasília, como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia de Energia.

Orientadora: Dra. Maria Del Pilar Hidalgo
Falla

Brasília, DF

2017

CIP – Catalogação Internacional da Publicação

Rezende Alencar, Pedro.

Ramos Ribeiro, Michel.

Desenvolvimento de um separador bifásico com aquecimento solar térmico para desestabilização de emulsões petróleo-água/Pedro Rezende de Alencar, Michel Ramos Ribeiro. Brasília: UnB, 2017. 69 p.; 29,5cm.

Monografia (Graduação) – Universidade de Brasília

Faculdade do Gama, Brasília, 2017. Orientação: Profa. Dra. Maria del Pilar Hidalgo Falla.

1. Processamento Primário do Petróleo. 2. Separador Bifásico. 3. Emulsão. 4. Sistema de Aquecimento. 5. Energia Térmica Solar. 6. Desemulsificante. I. Hidalgo Falla, Maria del Pilar. II. Desenvolvimento de um separador bifásico com aquecimento térmico solar para desestabilização de emulsões petróleo-água.

CDU Classificação



**DESENVOLVIMENTO DE UM SEPARADOR BIFÁSICO COM
AQUECIMENTO SOLAR TÉRMICO PARA DESESTABILIZAÇÃO DE
EMULSÕES PETRÓLEO-ÁGUA.**

Pedro Rezende de Alencar

Michel Ramos Ribeiro

Monografia submetida como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia de Energia da Faculdade UnB Gama - FGA, da Universidade de Brasília, em 29 de novembro de 2017 apresentada e aprovada pela banca examinadora abaixo assinada:

Profa. Dra. Maria del Pilar Hidalgo Falla, UnB/FGA
Orientadora

Prof. Dr. Luciano Emídio Neves da Fonseca, UnB/FGA
Membro Convidado

Dr. Euler Martins Lage /ANP
Membro Convidado

Esse trabalho é dedicado às nossas famílias.

AGRADECIMENTOS

Agradecemos a Deus pela oportunidade.

Agradecemos às nossas famílias, à Mayara e à Giselle que acompanham nossos desafios enfrentados e nos incentivaram durante o curso de engenharia.

Agradecemos bastante e com imensa consideração à professora orientadora Dra. Pilar, pela paciência na orientação e ensinamentos durante a realização deste trabalho.

Agradecemos a Francisco das Chagas Ribeiro pelo fornecimento do sistema de aquecimento solar térmico, ao colega Diego Cardoso pelo auxílio fornecido com as micrografias e ao técnico do laboratório de química orgânica da Universidade de São Paulo (USP), Cezar Guizzo, por ter fornecido o desemulsificante que é estudado neste trabalho.

RESUMO

Ao longo da vida produtiva de um campo de petróleo, geralmente ocorre a produção simultânea de gás, óleo, água e contaminantes. Como o interesse econômico é apenas na produção de hidrocarbonetos, a separação destes fluidos se dá através do processamento primário, muitas vezes no próprio campo produtor. Nesta etapa são utilizados vasos separadores bifásicos ou trifásicos sob condições controladas de pressão e temperatura. Sabe-se que emulsões se formam na interface água/óleo ou óleo/água, que podem permanecer estáveis por longos períodos devido a presença de agentes emulsificantes naturais no petróleo cru, ocasionando problemas operacionais no separador e redução na eficiência do processo. A fim de desestabilizar as emulsões, são utilizados aditivos desemulsificantes, assim como é adicionado calor ao sistema na faixa de 45°C a 60°C, assim minimizando os problemas operacionais. Partindo desta premissa, notamos que seria possível utilizar energia solar térmica para aquecimento do sistema separador e assim propor uma solução que integre uma fonte de energia renovável ao processamento de petróleo, que é não renovável, e com isto diminuir os impactos ambientais gerados, inclusive com uma redução na adição de aditivos e nos custos operacionais.

O presente trabalho aborda a construção de um sistema separador bifásico previamente projetado no software CATIA V5, assim como a implementação de um sistema de captação de energia solar térmica a fim de se aquecer este sistema e otimizar a separação de interface petróleo/água, incluindo estudos das características físico-químicas do petróleo, água e interfaces obtidas nestes estudos. Foi otimizado o estudo da eficiência de separação das emulsões utilizando testes simples de microscopia óptica, estudo da região infravermelho pela medição da área de pico referente à banda da água e medição do ângulo de contato. Além disto, foi avaliado no laboratório a estabilidade das interfaces com diferentes proporções de petróleo/água (70/30, 80/20 e 90/10) a diferentes temperaturas (25°C, 35 °C, 45 e 55 °C), observando-se que efetivamente a melhor eficiência de separação é obtida a 55°C, o que está de acordo com a literatura. Foi estudado a efetividade do aditivo desemulsificante óxido de etileno (comercialmente utilizado), quando comparada com os resultados s obtidos somente com o aquecimento, observando que os resultados com amostras aquecidas a 55°C sem aditivo foram bastantes satisfatórios. Finalmente estes resultados foram verificados no sistema construído. Foi demonstrando que o aquecimento térmico solar a 53°C propiciou o maior volume de água separada do petróleo, devido à desestabilização da emulsão, ou seja, separação da interface água/petróleo no sistema proposto.

Palavras-chave: Processamento Primário do Petróleo. Separador Bifásico. Emulsão. Sistema de Aquecimento. Energia Térmica Solar. Desemulsificante.

ABSTRACT

The simultaneous production of gas, oil, water and contaminants usually occurs throughout the productive life of an oil field. As the economic interest is focused in the production of hydrocarbons, the separation of these fluids normally occurs during the primary processing, mainly in the production field. During this processing stage, two-phase or three-phase separating containers are used for fluid separation, under controlled conditions of pressure and temperature. It is known that emulsions are formed at the water / oil or oil / water interfaces, which can remain stable for long periods of time due to the presence of natural emulsifying agents in the crude oil which causes operational problems in the separator, reducing the efficiency in the separation process. In order to destabilize the emulsions, demulsifying additives are used, as well as the heat is added to the system in the range of 45-60 ° C, thereby minimizing operational problems. Starting from this premise, we noticed that it would be possible to use solar thermal energy to heat the separator system, therefore proposing a solution that integrates renewable energy in the oil processing system, which is non-renewable), diminishing environmental impacts, reducing the use of additives and operating costs.

The present work deals with the construction of a biphasic separator system previously designed in the CATIA software, and also the implementation of a system for capturing solar thermal energy in order to heat the separation system in order to optimize the separation of the oil/water interface, including the studies of the characteristics petroleum, water and interfaces obtained in during the research. We optimized the efficiency of separation of the emulsions using simple tests of optical microscopy, studying of the infrared region by the measurement of the area of peak referring to the band of the water, and measuring of the angle of contact. In addition, the stability of interfaces with different oil/water ratios (70/30, 80/20 and 90/10) at different temperatures (25 ° C, 35 ° C, 45 ° C and 55 ° C) was evaluated in the laboratory. We observed that the best separation efficiency was obtained at 55 C, which is accord with the literature. The effect of the ethylene oxide additive (commercially used) was studied in order to compare these results with those obtained with only heating, concluding that the results with samples heated at 55 ° C, without additive, were quite satisfactory. Finally, these results were verified in the built system, showing that with solar thermal heating at 53 C the largest amount of water separation from the oil occurred due to destabilization of the emulsion or separation of the water / oil interface in the proposed system.

Keywords: Primary Processing. Biphasic Separator. Emulsion. Heating System. Solar Thermal Energy. Demulsifier.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Diagrama de fases do petróleo (Pressão x Temperatura)	16
Figura 2. Fluxograma mostrando as principais etapas do processo de um SAS.....	18
Figura 3. Principais equipamentos utilizados nas etapas do processo.....	18
Figura 4. Principais componentes de um sistema de aquecimento solar.....	20
Figura 5. Ilustração mostrando as medidas para o sistema termossifão.....	21
Figura 6. Sistema acoplado fabricado de polímero. Em (a) o sistema apoiado sobre telhado. Em (b), ilustração mostrando o sentido e a direção do fluxo de água nos coletores.....	22
Figura 7. Principais componentes de um coletor solar plano fechado.....	22
Figura 8. Quatro modelos de placas absorvedoras.....	23
Figura 9. Ilustração esquemática do efeito estufa na parte interna do coletor solar.....	24
Figura 10. Trocador de calor tubular formato serpentina.....	25
Figura 11. Rede de resistência térmica associada à transferência de calor em um trocador de calor tubular.....	25
Figura 12. Separador bifásico vertical.....	27
Figura 13. Separador trifásico horizontal.....	27
Figura 14. Desestabilização de uma emulsão pela ação de um desemulsificante.....	30
Figura 15. Diagrama de proposta de sistema de aquecimento e separação.....	31
Figura 16. Visão isométrica com legenda.....	32
Figura 17 Visão lateral direita.....	33
Figura 18. Visão frontal projeto ilustrativo.....	33
Figura 19. Coletor solar plano fechado.....	34
Figura 20. Reservatório térmico – Boiler.....	34
Figura 21. Desvio na tubulação de fornecimento de água quente da residência.....	34
Figura 22. Serpentina.....	35
Figura 23. Serpentina conectada ao galão.....	35
Figura 24. Separador horizontal.....	36
Figura 25. Sistema de aquecimento.....	36
Figura 26. Abastecimento de reservatório com mistura petróleo/água.....	37
Figura 27. Coleta de amostra após passagem pelo sistema.....	37
Figura 28. Coleta de água aquecida.....	37
Figura 29. Aferição de altura de interface a temperatura ambiente.....	38
Figura 30. Aferição de altura de interface com mistura aquecida.....	39
Figura 31. Amostra de Petróleo.....	39
Figura 32. Amostra de água do mar.....	39

Figura 33. Teste de gravidade específica.....	40
Figura 34. Viscosímetro SVM 3001 – Anton Paar.....	40
Figura 35. Calibração de medidor de pH.....	41
Figura 36. Emulsões com três diferentes proporções Petróleo/Água.....	43
Figura 37. Fluxograma Obtenção das Emulsões.....	43
Figura 38. Misturador.....	43
Figura 39. Processo de aquecimento.....	44
Figura 40. Emulsões em decantação.....	44
Figura 41. Água separada do óleo.....	45
Figura 42. Amostras das interfaces.....	45
Figura 43. Óxido de Etileno 1%.....	46
Figura 44. Estrutura Óxido de Etileno.....	46
Figura 45. Estrutura Álcool Etilico.....	46
Figura 46. Fluxograma representando as 14 amostras.....	47
Figura 47. Equipamento de Espectroscopia no Infravermelho.....	48
Figura 48. Deposição da amostra na superfície de vidro.....	49
Figura 49. Representação geral do ângulo de contato de uma gota em contato com uma superfície.....	49
Figura 50. Microscópio Opton Trinocular.....	50
Figura 51. Lente utilizada nas análises.....	50
Figura 52. Aferição de temperatura de mistura antes da passagem pelo sistema T:30,8°C.....	51
Figura 53. Aferição de temperatura da água do galão T: 65°C.....	52
Figura 54. Aferição de temperatura da mistura após passagem pelo sistema de aquecimento...52	52
Figura 55. Aferição de nível em arômetro.....	53
Figura 56. Aferição do pH da água.....	54
Figura 57. Determinação de TDS (a) água destilada (b) água do mar.....	55
Figura 58. Formação de precipitado com a adição de AgNO ₃ na amostra de água do mar evidenciando a presença de cloreto de sódio de acordo com a reação.....	55
Figura 59. Espectro amostra 70%P/30%A a 25°C.....	56
Figura 60. Região referente à presença do grupo funcional OH.....	56
Figura 61. Aferição da área de pico via software OMIC.....	57
Figura 62. Gráfico comparativo das 14 amostras.....	58
Figura 63. Gráfico comparativo das áreas de pico das amostras a 55°C.....	59
Figura 64. Gráfico comparativo das áreas de pico das amostras a 25°C.....	59
Figura 65. Gráfico comparativo das áreas de pico das amostras a 45°C.....	60
Figura 66. Gráfico comparativo das áreas de pico das amostras a 35°C.....	60

Figura 67. Espectros comparativos das amostras a 25°C sem desemulsificante, em azul e com desemulsificante, em vermelho.....	61
Figura 68. Espectros comparativos das amostras a 55°C sem desemulsificante, em azul e com desemulsificante, em vermelho.....	61
Figura 69. Indicação do ângulo de contato via software Imagem.....	62
Figura 70. Micrografias:(a) Amostra 70%P/30 ^a a 25°C. (b) Amostra 70%P/30 ^a a 25°C com desemulsificante. (c) Amostra 70%P/30 ^a a 35°C. (d) Amostra 70%P/30 ^a a 45°C. (e) Amostra 70%P/30 ^a a 55°C. (f) Amostra 70%P/30 ^a a 55°C com desemulsificante.....	68
Figura 71. Espectro amostra 70%P/30% A a 25°C.....	68
Figura 72. Espectro amostra 80%P/20% A a 25°C.....	68
Figura 73. Espectro amostra 90%P/10% A a 25°C.....	69
Figura 74. Espectro amostra 70%P/30% A a 35°C.....	69
Figura 75. Espectro amostra 80%P/20% A a 35°C.....	69
Figura 76. Espectro amostra 90%P/10% A a 35°C.....	70
Figura 77. Espectro amostra 70%P/30% A a 45°C.....	70
Figura 78. Espectro amostra 80%P/20% A a 45°C.....	70
Figura 79. Espectro amostra 90%P/10% A a 45°C.....	71
Figura 80. Espectro amostra 70%P/30% A a 55°C.....	71
Figura 81. Espectro amostra 80%P/20% A a 55°C.....	71
Figura 82. Espectro amostra 90%P/10% A a 55°C.....	72
Figura 83. Espectro amostra 70%P/30% A a 25°C com desemulsificante.....	72
Figura 84. Espectro amostra 70%P/30% A a 55°C com desemulsificante.....	72
Figura 85. Espectro Óxido de Etileno.....	73

LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Classificação dos sistemas de aquecimento de água.....	18
Tabela 2. Legenda de componentes.....	32
Tabela 3. Resultados temperaturas aferidas e altura de interface petróleo/água.....	53
Tabela 4. Resultados de teste de gravidade específica a 20°C.....	53
Tabela 5. Resultados de viscosidade dinâmica e cinemática a 20°C e a 40°C.....	54
Tabela 6. Resultados das áreas dos picos referentes ao grupo funcional OH.....	57
Tabela 7. Resultados das áreas dos picos referentes ao grupo funcional OH.....	62
Tabela 8. Resultados das áreas dos picos referentes ao grupo funcional OH.....	62
Tabela 9. Resultados das áreas dos picos referentes ao grupo funcional OH e ângulos de contatos.....	64

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ASTM - American Society for Testing and Materials

ABNT – Associação brasileira de normas técnicas

APF – Alto ponto de fluidez

BPF – Baixo ponto de fluidez

PVR – Pressão de vapor Reid

NBR – Norma Brasileira

TCC – Trabalho de Conclusão de Curso

BS&W – Basic Sediments and Water

SAS – Sistema de aquecimento solar de água

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	16
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	17
2.1. SISTEMA DE AQUECIMENTO SOLAR.....	17
2.1.1. Componentes sistema de aquecimento solar.....	19
2.1.2. Termossifão	20
2.1.3. Termossifão Acoplado.....	21
2.1.4. Termossifão Integrado.....	21
2.1.5 Coletor solar plano.....	21
2.2. TROCADORES DE CALOR.....	24
2.2.1. Fundamentação teórica trocador de calor tubular.....	25
2.2.2. Separador.....	27
2.2.3. Lei de Stokes.....	27
2.2.4. Tratamento do Petróleo.....	28
2.2.5. Emulsões.....	29
2.2.6. Adição de desemulsificante.....	29
2.2.7. Aquecimento.....	30
3. METODOLOGIA EXPERIMENTAL.....	31
3.1 PROPOSTA DE PROTÓTIPO.....	31
3.2 CONSTRUÇÃO DO SISTEMA DE AQUECIMENTO.....	34
3.2.1. Sistema de aquecimento solar.....	34
3.2.2. Construção do trocador de calor.....	35
3.2.3. Separador horizontal.....	36
3.2.4. Sistema de aquecimento.....	36
3.3. TESTE DE FUNCIONAMENTO DO SISTEMA DE AQUECIMENTO.....	37
3.4. DECANTAÇÃO EM SEPARADOR	38
3.5. AMOSTRAS.....	39

	15
3.6. DENSIDADE.....	39
3.7. VISCOSIDADE.....	40
3.8. PH.....	41
3.9. SÓLIDOS TOTAIS DISSOLVIDOS (TDS).....	41
3.10. TESTE DE CLORETO.....	42
3.11. PREPARAÇÃO DAS EMULSÕES.....	42
3.12. PREPARAÇÃO DO DESEMULSIFICANTE.....	45
3.13. ÁREA DE PICO VIA ESPECTROSCOPIA NO INFRAVERMELHO (FTIR).....	47
3.14. TESTE ÂNGULO DE CONTATO.....	48
3.15. MICROSCOPIA ÓPTICA.....	49
4. RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	51
4.1. TEMPERATURAS AFERIDAS.....	51
4.1.1. Temperatura da mistura antes da passagem pelo sistema de aquecimento.....	51
4.1.2. Temperatura da água proveniente do sistema de aquecimento solar.....	51
4.1.3. Temperatura da mistura após passagem pelo sistema de aquecimento.....	52
4.2. ALTURA DE INTERFACE PETRÓLEO/ÁGUA.....	52
4.3. DENSIDADE.....	53
4.4. VISCOSIDADE.....	54
4.5. PH.....	54
4.6. SÓLIDOS TOTAIS DISSOLVIDOS (TDS).....	54
4.7. TESTE DE CLORETO.....	55
4.8. ÁREA DE PICO VIA ESPECTROSCOPIA NO INFRAVERMELHO (FTIR).....	56
4.9. TESTE ÂNGULO DE CONTATO.....	61
4.10. MICROSCOPIA ÓPTICA.....	63
5. CONCLUSÃO.....	65
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	66
ANEXOS.....	68

1. INTRODUÇÃO

No reservatório de um campo produtor, o petróleo encontra-se em uma mistura complexa coexistindo fases líquidas e gasosas, conhecida como fase oleosa ou simplesmente óleo. No entanto, ao alcançar a superfície, os hidrocarbonetos mais leves e alguns outros gases, como o gás sulfídrico (H_2S) e o dióxido de carbono (CO_2), se separam da mistura, compondo uma fase vapor, em equilíbrio termodinâmico com a fase líquida (óleo). Isso ocorre devido à queda de pressão durante a elevação do petróleo à superfície e às quedas de pressão localizadas em válvulas de controle nas instalações de produção. (BRASIL *et al*,2014)

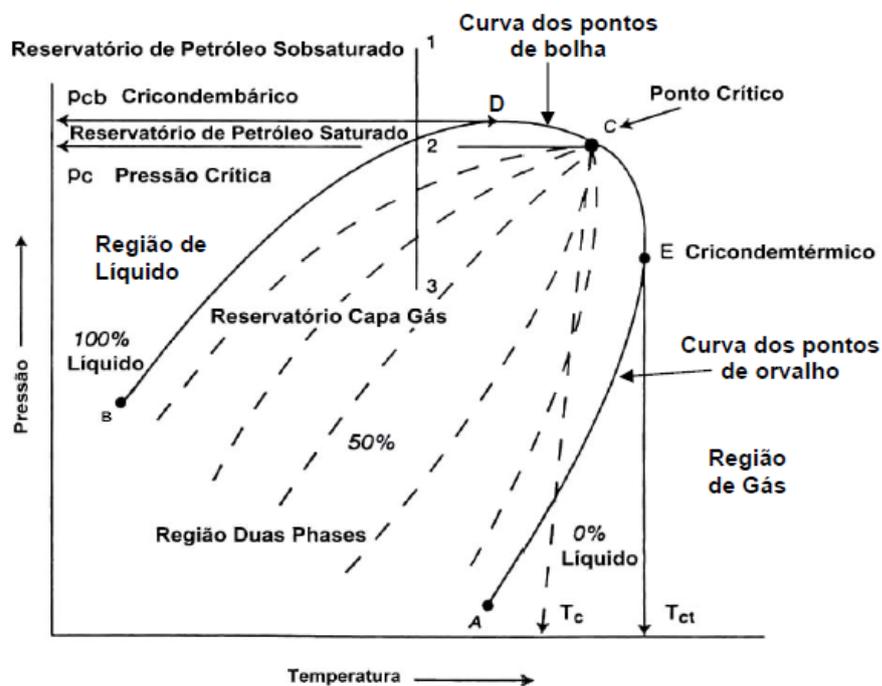


Figura 1. Diagrama de fases do petróleo (Pressão x Temperatura) (THOMAS, 2004)

Vale notar que ao longo da vida produtiva de um campo de petróleo geralmente ocorre a produção simultânea de gás, óleo e água juntamente com impurezas(THOMAS,2004).

Como o interesse econômico é normalmente focado na produção de hidrocarbonetos (óleo e gás), há necessidade de dotar os campos (marítimos ou terrestres) de facilidades de produção, que são instalações destinadas a efetuar, sob condições controladas o processamento primário dos fluidos, ou seja, a separação do óleo, do gás,

da água e de impurezas em suspensão. Nestas facilidades primárias de produção é feito o tratamento do petróleo para que se possa transferir para a refinarias, onde ocorre o processamento e o tratamento da água para a reinjeção ou descarte. Desta forma, principal objetivo do processamento primário de petróleo é a separação do gás, sob condições controladas e a remoção da água e das impurezas, para que o óleo permaneça estável e possa ser transferido para a unidade de refino. (BRASIL *et al*,2014).

Os tipos de fluidos produzidos em um campo de petróleo dependem da sua viabilidade técnico-econômica variando assim o grau de complexidade do seu processamento. As mais simples realizam apenas a separação gás/óleo/água, enquanto que as complexas incluem o condicionamento e compressão do gás, tratamento e estabilização do óleo e o tratamento da água para descarte ou reinjeção (THOMAS, 2004).

O presente trabalho tem como objetivo principal o estudo da mistura petróleo/água bem como seus mecanismos de separação no que tange ao aumento da temperatura da mistura para otimização desse processo de separação e também a análise e a construção de um sistema de aquecimento solar que seja capaz de atingir uma temperatura ideal para a separação petróleo/água. E por último objetiva analisar amostras de interfaces de emulsões água/petróleo a diferentes temperaturas e proporções.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1. SISTEMA DE AQUECIMENTO SOLAR

É possível simplificar o funcionamento de um sistema de aquecimento solar de água (SAS), considerando as etapas de: captação da energia solar; transferência da energia para o fluido; armazenamento da energia térmica e distribuição da água aquecida para o sistema. Em todas as etapas do sistema de aquecimento solar de água todos os componentes do sistema trabalham em conjunto.

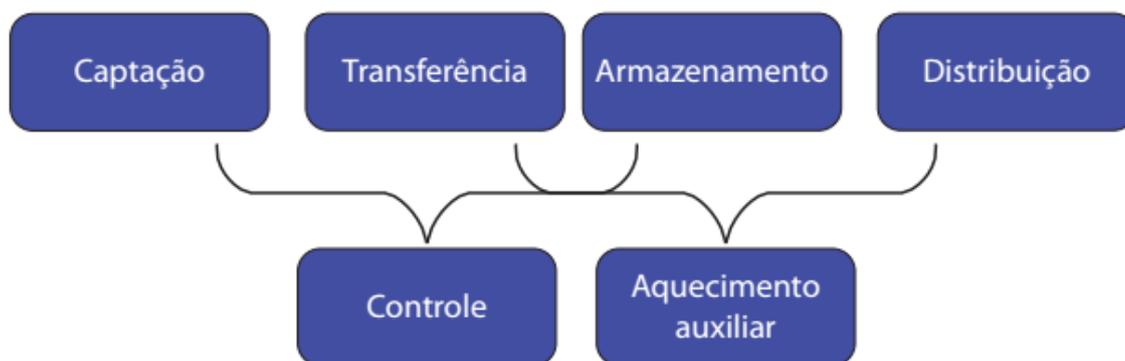


Figura 2. Fluxograma mostrando as principais etapas do processo de um SAS. (RODRIGUES et al,2010)

O funcionamento do aquecedor solar se dá no momento em que a luz solar entra em contato com a superfície preta dos coletores. A placa absorve a energia térmica solar transmitindo o calor para a água no interior dos coletores. A água aquecida diminui sua densidade e começa a se movimentar em direção ao reservatório, dando início a um processo natural de circulação da água, chamado termossifão.

Esse processo mantém o sistema em operação, enquanto houver radiação solar incidente sobre as placas ou até toda a água do circuito atinja equilíbrio térmico.

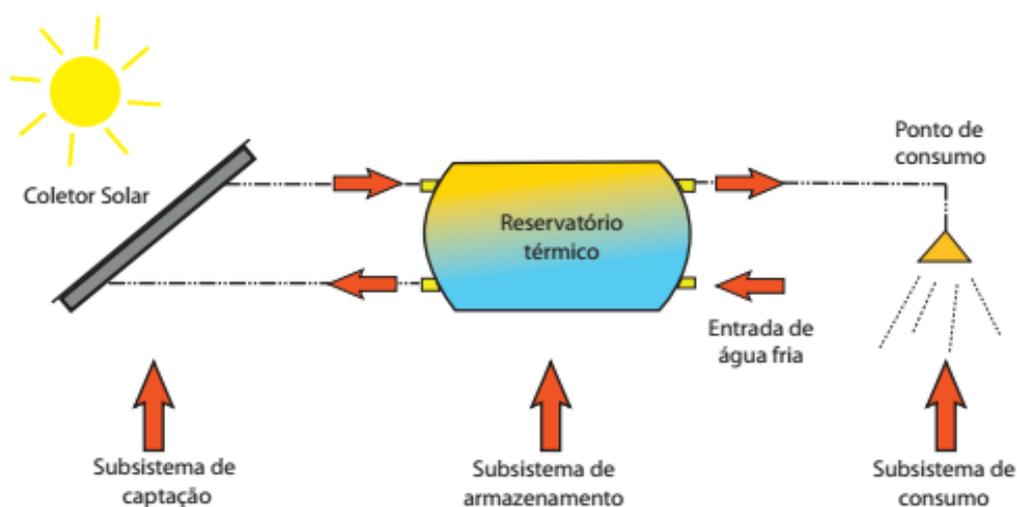


Figura 3. Principais equipamentos utilizados nas etapas do processo (RODRIGUES et al,2010)

De acordo com a NBR 15569 da ABNT podemos classificar os sistemas de aquecimento solar em três categorias como mostra a Tabela 1.

Tabela 1. Classificação dos sistemas de aquecimento de água.

ATRIBUTO	CATEGORIAS		
	I	II	III
Arranjo	Solar mais auxiliar	Somente solar	Pré-aquecimento solar
Circulação	Natural ou termossifão	Forçada	-
Regime	Acumulação	Passagem	-
Armazenamento	Convencional	Acoplado	Integrado
Alimentação	Exclusiva	Não exclusiva	-
Alívio de pressão	Respiro	Conjunto de válvulas	-

Fonte: RODRIGUES et al,2010

O arranjo se refere à necessidade de o sistema utilizar ou não o aquecimento auxiliar para os dias chuvosos ou nublados.

Em relação à circulação da água, esta pode ser feita de duas maneiras: circulação forçada e circulação natural, conhecida por termossifão. A circulação forçada utiliza uma bomba hidráulica e um circuito eletrônico que controla o fluxo de água e é indicada para sistemas de médio e grande porte.

A circulação natural do fluido se dá pelo sistema termossifão que não necessita de bomba pois o fluido circula devido à diferença de temperatura em diferentes pontos do sistema sendo necessário que o fundo do reservatório esteja em nível igual ou superior ao ponto mais elevado do coletor solar.

O regime de utilização da água nos sistemas solares pode ser por acumulação ou passagem. A acumulação armazena água quente para ser utilizada em outros horários do dia, já o regime de passagem é utilizado para aquecer a água e utilizá-la, por exemplo, em processos industriais que necessitem elevar a temperatura em um processo de fluxo contínuo.

Um atributo obrigatório para toda instalação de aquecimento solar é um sistema de alívio de pressão, por meio de respiro ou por um conjunto de válvulas de alívio de pressão. Nenhuma instalação de aquecimento solar funciona de forma 100% segura sem um sistema de alívio. A transferência de calor pode ser feita por meio de circuito direto ou indireto.

2.1.1. Componentes sistema de aquecimento solar

Os componentes de um sistema de aquecimento solar podem ser separados em coletores, reservatório, tubulações e caixa de água fria, conforme apresentado na Figura 4.

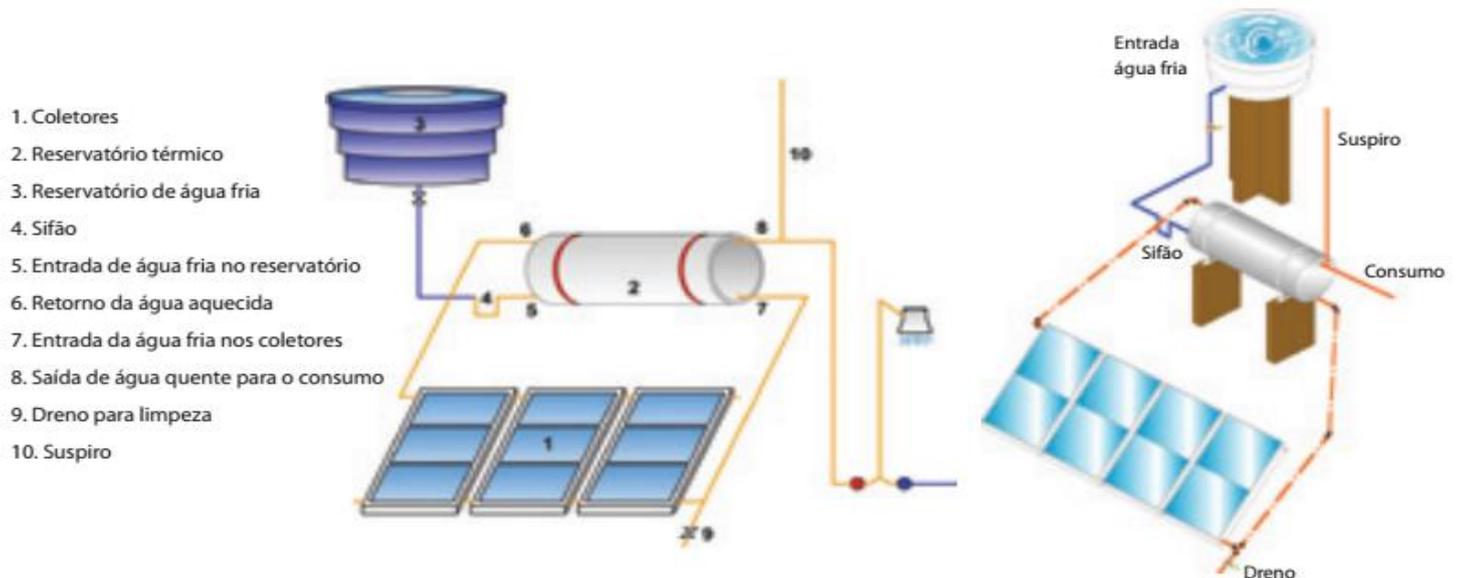


Figura 4. Principais componentes de um sistema de aquecimento solar (RODRIGUES et al,2010)

A caixa de água fria é um componente do sistema de aquecimento solar funcionando como uma redutora de pressão da água proveniente da rua.

2.1.2. Termossifão

O processo de termossifão possibilita a movimentação natural da água em seu sistema de aquecimento de água, para que o sistema funcione de maneira correta é importante respeitar algumas medidas ideais entre a caixa de água fria, o reservatório e os coletores.

A Figura 5 apresenta as medidas mínimas e máximas que garantem o funcionamento satisfatório do termossifão para um sistema convencional de aquecimento de água.

As abreviações que aparecem nas legendas internas significam:

Hs: altura do suspiro em relação à tampa da caixa de água fria.

Hrr: altura entre o fundo da caixa de água fria e o reservatório térmico.

Hcr: altura entre o fundo do reservatório térmico e a parte superior dos coletores.

Dcr: distância entre a parte central do reservatório térmico e a parte superior dos coletores.

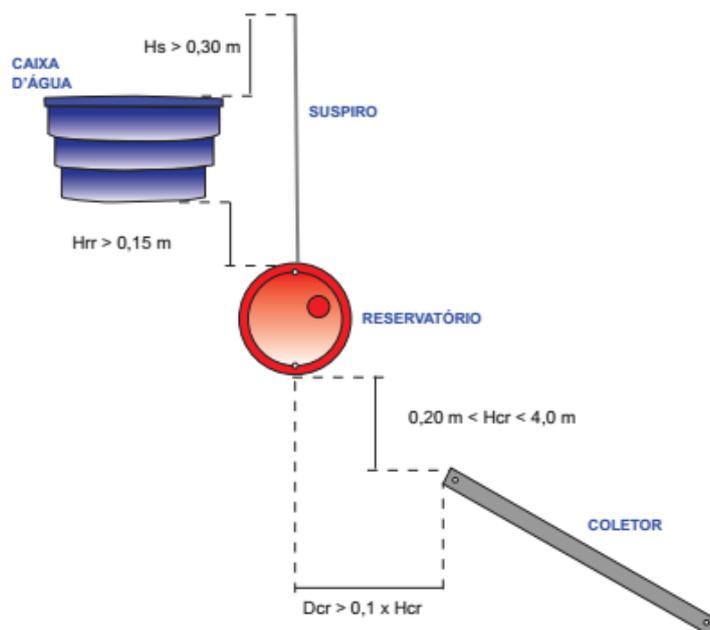


Figura 5. Ilustração mostrando as medidas para o sistema termossifão (RODRIGUES et al,2010)

A pressão não depende da distância (altura), devido a isso o reservatório térmico permanecendo acima de quatro metros dos coletores não melhora o termossifão. Distâncias elevadas, acima dessa medida podem aumentar o custo do sistema, pois demandam maior quantidade de material para isolamento térmico e aumentam as perdas térmicas e as perdas de carga do sistema. O recomendado é seguir as orientações e manter a Hcr (altura entre coletor e reservatório) entre 20 cm e 4 metros, considerando que quanto maior essa distância, maior será a força motriz, pois a diferença de temperatura que se estabelece no sistema é maior. (RODRIGUES et al,2010).

2.1.3. Termossifão acoplado

A NBR 15569 define sistema acoplado como sendo todo dispositivo formado por reservatório e coletor que esteja montado sobre uma estrutura de suporte comum.

O sistema acoplado necessita somente de quatro conexões hidráulicas e pode ser abastecido com água da rua ou por meio da caixa de água fria, havendo a necessidade somente, em alguns casos, de utilizar uma caixa para quebrar a pressão da água da rua.

Sobre o sistema de termossifão acoplado não se tem um mérito de como trabalhar com coletor plástico em uma caixa fechada pois ao encapsular o coletor de polímero, a temperatura pode atingir valores próximos de 100 °C, comprometendo a estrutura.

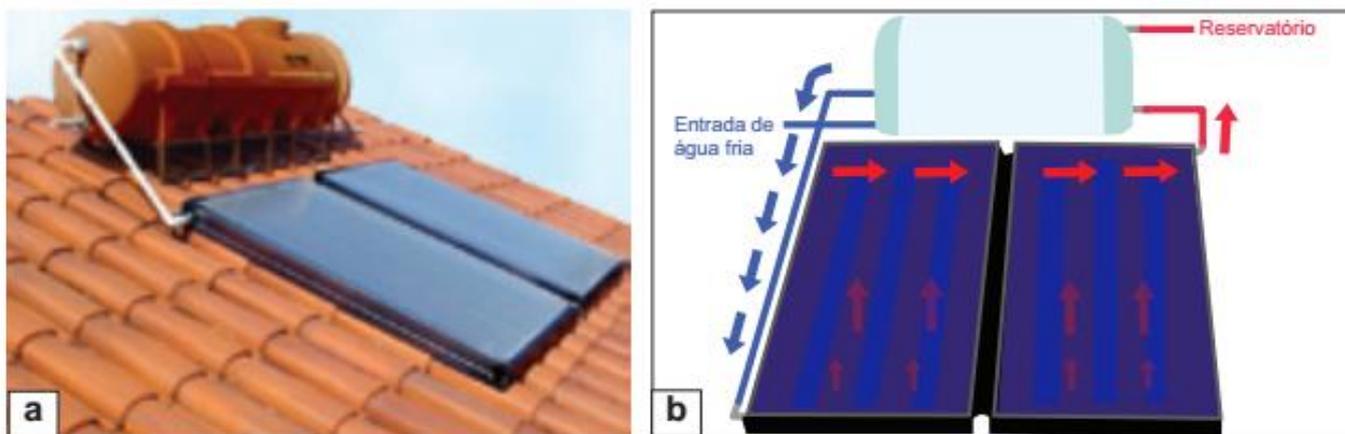


Figura 6. Sistema acoplado fabricado de polímero. Em (a) o sistema apoiado sobre telhado. Em (b), ilustração mostrando o sentido e a direção do fluxo de água nos coletores (RODRIGUES et al,2010)

2.1.4. Termossifão Integrado

De acordo com a NBR 15569 que define o sistema de aquecimento integrado como todo e qualquer equipamento em que tem as funções de coleta, armazenamento de água quente que são realizadas dentro do mesmo componente. Um exemplo óbvio e intuitivo de aquecimento integrado é um saco preto ou um cilindro de água apoiado no chão e exposto à radiação solar. A desvantagem desse sistema é a ausência de isolamento térmico, ou seja, todo calor absorvido durante o período de exposição é dissipado para o ambiente durante o período noturno. (RODRIGUES et al,2010).

2.1.5. Coletor solar plano

Feito de materiais isolantes fabricados com uma serie de componentes metálicos o coletor solar plano tem duas configurações possíveis ser fechado ou aberto por um vidro de acordo com a Figura 7.

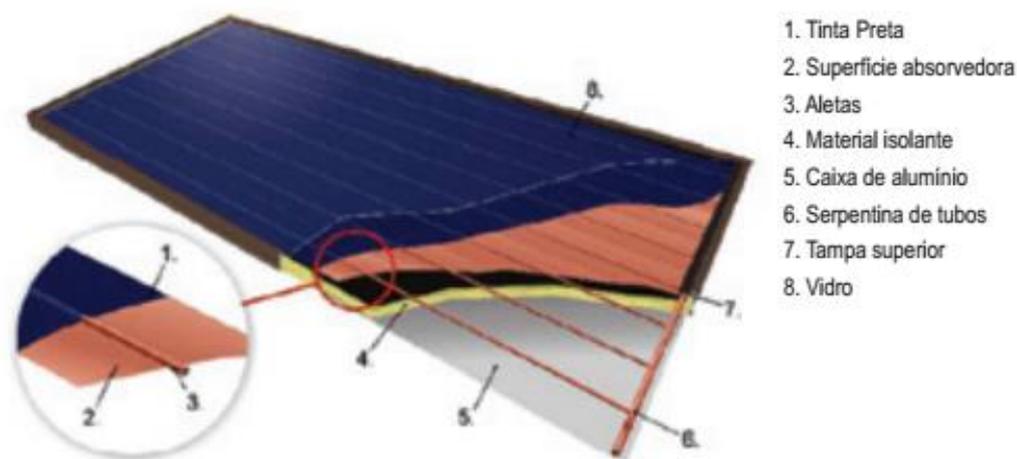


Figura 7. Principais componentes de um coletor solar plano fechado. (RODRIGUES et al,2010)

A depender do tipo de tinta aplicada na superfície absorvedora a eficiência na absorção de raios solares pode chegar a 95%.

A água é aquecida através da circulação nos tubos em que cada coletor tem de 8 a 12 tubos que formam uma chapa de absorção. Existem vários processos industriais que permitem a montagem de diferentes modelos de placas absorvedoras. Porém é necessário selecionar corretamente os materiais utilizados na montagem de placas e aletas, pois nem sempre é possível conseguir bons resultados de condutibilidade térmica, quando se mistura dois ou mais metais diferentes. A eficiência no processo da transferência de calor depende dos materiais utilizados e de detalhes técnicos da junção das aletas à chapa absorvedora. Veja na Figura 8 alguns modelos de placas absorvedoras e aletas. (RODRIGUES et al,2010)

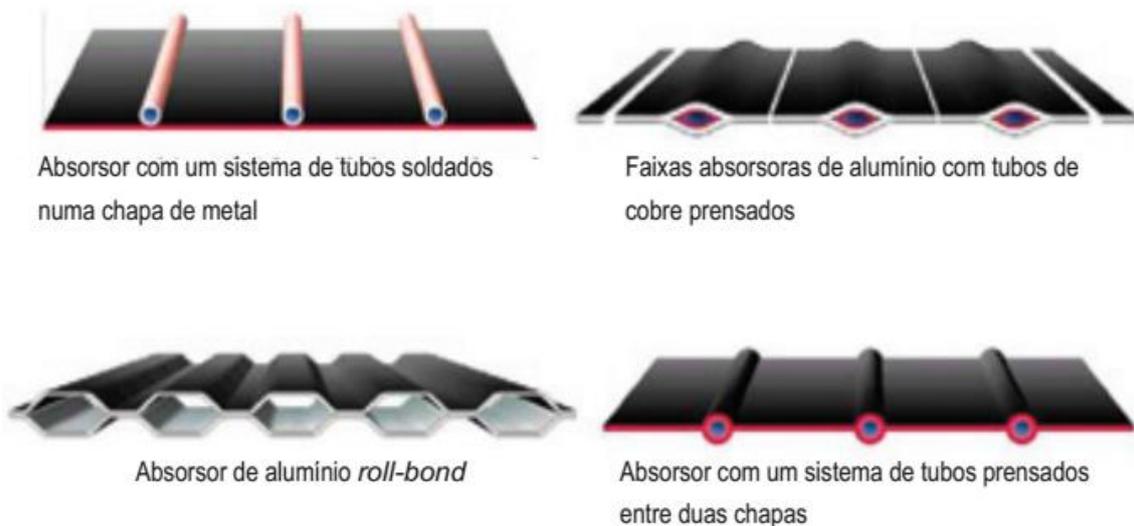


Figura 8. Quatro modelos de placas absorvedora (RODRIGUES et al,2010)

O vidro é utilizado como cobertura da maioria dos coletores solares planos, sendo também possível a utilização de material plástico que resista a varrições constantes de temperaturas. A qualidade mais importante que os vidros devem ter é a transmissividade, quanto mais transmissivo for o vidro, mais radiação solar entra no coletor e atinge a placa absorvedora. O vidro é transparente para a radiação incidente do Sol com comprimento de onda de 0,5 micrometros. Ao atingir a superfície da placa parte dessa radiação é absorvida e o restante é refletida, retornando em direção ao vidro. Essa radiação é refletida com um comprimento de onda de aproximadamente 6,5 micrometros e, para esse comprimento de onda, o vidro é praticamente opaco. É justamente essa radiação refletida que provoca o efeito estufa entre a cobertura de vidro e dificulta a perda de calor por convecção. No Brasil e em outros países onde o clima é mais quente, pode-se utilizar vidro liso comum, martelado ou canelado, porém em países com variações bruscas de temperatura e valores abaixo de zero o vidro deve ser temperado. Independentemente do tipo de vidro utilizado espera-se que apresente resistência à pressão do vento, suporte o peso da neve e resista a choques térmicos. Em ensaios feitos pelo (Inmetro) o que mais reprovava os coletores, é teste de choque térmico. Atualmente o principal fabricante de vidros é uma empresa nacional, que fabrica vidros especiais para aquecedores solares e vidros lisos comuns. Por apresentarem baixo teor de ferro em sua composição, os chamados vidros especiais, demoram mais tempo para envelhecer, mantendo sua transmissividade por 20 a 25 anos. De um modo geral é importante manter uma rotina de

manutenção preventiva a cada 1 ano, observando as borrachas e o silicone para ver se há infiltração de água de chuva e avaliar a sujeira nos vidros.

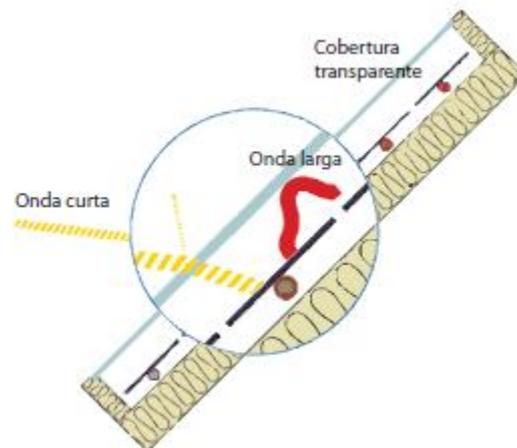


Figura 9. Ilustração esquemática do efeito estufa na parte interna do coletor solar. (RODRIGUES et al,2010)

É recomendado a limpeza dos vidros a cada 3 meses pois a limpeza do vidro influencia positivamente na eficiência dos coletores.

2.2. TROCADORES DE CALOR

Um trocador de calor é um dispositivo usado para transferência de energia interna entre dois ou mais fluidos em diferentes temperaturas. Na maioria dos trocadores, os fluidos são separados por uma área de troca de calor, e idealmente eles não se misturam. Trocadores de calor são usados em processos, potência, petróleo, transportes, condicionamento de ar, refrigeração, criogenia, recuperação térmica, combustíveis alternativos e outras indústrias. Exemplos de trocadores de calor são condensadores e radiadores e evaporadores, pré-aquecedores de ar e óleo.

Os trocadores de calor devem ser constituídos de materiais de elevada condutibilidade térmica e que sejam capazes de isolar o interior do equipamento do exterior onde ocorre as trocas térmicas, geralmente possuem canais ou placas de metais como o titânio, construídos de variadas formas visando aumentar a área de contato dos fluidos com o material para aumentar a eficiência da troca e diminuir o tempo que os fluidos permanecem em seu interior.



Figura 10. Trocador de calor tubular formato serpentina

2.2.1. Fundamentação teórica trocador de calor tubular

Dois escoamentos de fluidos são envolvidos em um trocador de calor em que são separados por uma parede sólida onde o calor é transferido primeiramente para parede e posteriormente para o fluido por convecção através da parede por condução e, a partir da parede, para o fluido frio novamente por convecção. Qualquer efeito da radiação normalmente é incluído no coeficiente de transferência de calor por convecção. (ÇENGEL,2012)

O processo de transferência de calor se dá através da rede de resistência térmica no qual se evidencia uma resistência de condução e duas de convecção de acordo com a figura 11 onde. Para um trocador de calor de tubo a resistência térmica da parede do tubo é dada pela equação; (ÇENGEL,2012)

$$R_{parede} = \frac{\ln(D_a/D_i)}{2\pi kL} \quad [\text{W}/(\text{m}\cdot\text{K})] \quad (1)$$

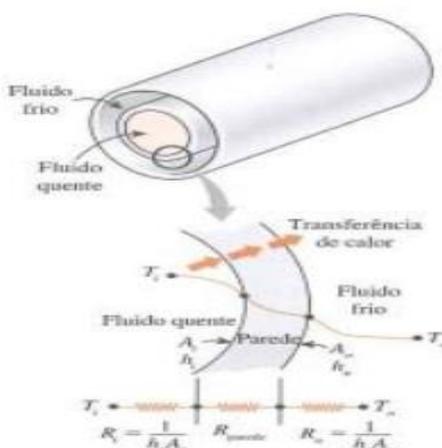


Figura 11. Rede de resistência térmica associada à transferência de calor em um trocador de calor tubular

onde k é a condutividade térmica do material da parede e L é o comprimento do tubo, então a resistência térmica total torna-se;

$$R = R_{total} = R_i + R_{parede} + R_o = \frac{1}{hi} + \frac{\ln(D_o/D_i)}{2\pi kL} + \frac{1}{hoAo} \quad [\text{W}/(\text{m}\cdot\text{K})] \quad (2)$$

A_i é área da superfície interna da parede que separa os dois fluidos, e A_o é área da superfície externa. Em outras palavras, A_i e A_o são áreas das superfícies das paredes de separação molhadas pelos fluidos interno e externo. Respectivamente. Quando um fluido escoar dentro do tubo circular e o outro fora dele, temos $A_i = \pi D_i L$ [m²] e $A_o = \pi D_o L$ [m²]

Na análise de trocadores de calor, é conveniente combinar a resistência térmica no caminho do fluxo de calor a partir do fluido quente para o frio em uma única resistência R e expressar a taxa de transferência de calor entre os dois fluidos como (ÇENGEL,2012)

$$\dot{Q} = \frac{\Delta T}{R} = UA_i \Delta T = U_o A_o \Delta T \quad [\text{J/s}] \quad (3)$$

Onde A_i é a área da superfície e U é o coeficiente global de transferência de calor cuja a unidade é $\text{W}/\text{m}^2\cdot\text{K}$, que é idêntica a unidade do coeficiente de convecção comum h . cancelando ΔT da equação 3 se reduz a

$$\frac{1}{U_o A_o} = \frac{1}{U_i A_i} = \frac{1}{U_o A_o} = R = \frac{1}{h_i A_i} + R_{parede} + \frac{1}{h_o A_o} \quad [\text{W}/(\text{m}\cdot\text{K})] \quad (4)$$

Note que $U_i A_i = U_o A_o$ mas $U_i \neq U_o$ salvo se $A_i = A_o$ por isso, o coeficiente global de transferência de calor U de um trocador de calor não tem sentido, a menos que a área em que se baseia seja específica. Este é o caso especialmente quando um lado da parede do tubo é aletado e o outro não é uma vez que a superfície do lado aletado é várias vezes a superfície do lado não aletado. (ÇENGEL,2012)

Quando a espessura da parede do tubo é pequena e a condutividade térmica do seu material é elevada como normalmente é o caso a resistência térmica do tubo é desprezível e a superfície interna e externa do tubo são quase idênticas. Então a equação 4 para o coeficiente global de transferência de calor é simplificada para (ÇENGEL,2012)

$$\frac{1}{U} \approx \frac{1}{h_i} + \frac{1}{h_o} \quad [1/\text{J}] \quad (5)$$

Onde $U \approx U_i \approx U_o$ Os coeficientes individuais de transferência de calor por convecção dentro e fora do tubo h_i e h_o são determinados com uso das relações de convecções que ratam sobre convecção de fluxo forçado interno e externo, respectivamente. (ÇENGEL,2012)

2.2. Separador

Um separador bi ou trifásico explora a diferença de densidade entre os fluidos que se deseja separar proporcionando assim a separação dos fluidos por decantação.

Na produção primária de fluidos, geralmente utilizam-se, no início do processo, vasos separadores bifásicos e/ou trifásicos podendo ser horizontais ou verticais (NUNES, 1994).

Inicialmente os fluidos que são produzidos passam por separadores que atuam na separação de água/óleo/gás.

Os separadores trifásicos são utilizados para separar e remover qualquer água livre (camada de água limpa que aparece no fundo, após a decantação de uma emulsão óleo/água) que possa estar presente no processo. O projeto destes separadores é idêntico aos separadores bifásicos, sendo que mais espaço deve ser deixado para a decantação do líquido e algum dispositivo deve ser adicionado para a remoção da água livre. (THOMAS, 2004)



Figura 12. Separador bifásico vertical (THOMAS, 2004)

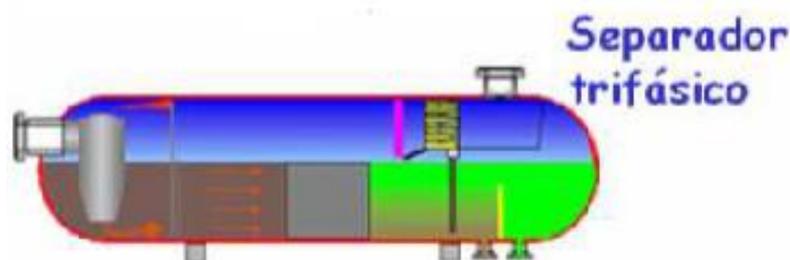


Figura 13. Separador trifásico horizontal (THOMAS,2004)

2.4. Tratamento do Petróleo

No processo na produção de petróleo um dos contaminantes indesejados é a água. Sua quantidade produzida associada aos hidrocarbonetos varia em função de vários fatores como; Características do reservatório onde os fluidos são produzidos; Idade dos poços produtores.

As formações de hidrocarbonetos apresentam microrganismos, sais e gases, as águas produzidas contêm sólidos provenientes das rochas (silte, argilas e areia), de processos oxidação (sulfetos e óxidos de ferro) e de incrustações (carbonatos de cálcio, e sulfatos de bário, cálcio e estrôncio) (BRASIL *et al.*, 2011).

O principal objetivo do tratamento do óleo consiste na redução do teor de água emulsionada presente, visando adequá-lo às condições de recebimento das refinarias. A redução do teor de água elimina, praticamente, todos os sais e sedimentos nela contidos (BRASIL *et al.*, 2011).

Durante o percurso do reservatório até a superfície, o óleo e a água formam emulsões que apresentam maior ou menor estabilidade em função do regime de fluxo e da presença de agentes emulsificantes (asfaltenos, resinas, argilas, sílica, sais metálicos, e etc.) que impedem a coalescência das gotículas de água. A maior parte da água que vem associada ao petróleo é separada com facilidade pelo processo de decantação nos separadores. Para remover o restante da água, que permanece emulsionada, é necessário utilizar um processo físico-químico para aumentar a velocidade de coalescência (THOMAS, 2004).

A emulsão pode ser desestabilizada pela ação do calor, eletricidade ou adição de desemulsificantes que são em sua grande maioria polímeros de óxido de etileno e óxido de propileno, através do enfraquecimento e/ou rompimento da película que circunda as gotículas de água, proporcionando o aumento da velocidade de coalescência, para posterior sedimentação gravitacional (THOMAS, 2004).

A quebra da emulsão se dá por meio de aquecimento que processo este que ocorre na faixa 45°C a 60°C em equipamentos conhecidos como tanques de lavagem e tratadores, que são bastante usados em campos de petróleo terrestre. Enquanto que a aplicação de um campo elétrico ocorre em alta voltagem (15.000V a 50.000V), para que as gotículas de água dispersas no óleo adquiram uma forma elíptica e sejam alinhadas na direção do campo com polos induzidos de sinais contrários, criando assim uma força de atração que provoca a coalescência (THOMAS, 2004).

2.4.1. Emulsões

A formação de emulsões na interface óleo/água acarretam problemas operacionais no separador com algumas consequências diminuição do tempo de retenção efetivo, tendo como resultado uma baixa na eficiência do processo. A adição de calor ou de produtos químicos minimiza a formação de emulsão, porém esses procedimentos são preferencialmente aplicados na fase de tratamento do óleo (BRASIL *et al.*, 2011)

2.4.2. Adição de desemulsificante

A utilização de desemulsificante é um procedimento bastante eficaz na quebra da emulsão devido a vários fatores como econômicos, tipo de óleo e quantidade de água livre, temperatura de tratamento, salinidade e destino a ser dado à água produzida instalações necessárias (THOMAS, 2004).

Sendo o desemulsificante é um produto químico que desloca os emulsificantes naturais da superfície das gotas, permitindo a coalescência das gotas. Inicialmente, o desemulsificante chega à interface e desloca os emulsificantes naturais, desestabilizando a emulsão. Em seguida, ocorre a coalescência das gotas em gotas de maior tamanho e peso. Finalmente, ocorre a sedimentação das gotas de água, separando as fases água e petróleo, por segregação gravitacional.

Cada petróleo requer o uso de uma formulação específica de desemulsificante que é selecionada pelo fabricante junto à Unidade de Produção, sendo o mecanismo de atuação do desemulsificante ainda pouco elucidado. Atualmente os desemulsificantes utilizados são tipicamente constituídos de misturas de copolímeros em bloco de óxido de etileno (EO) e de propileno (PO), com diferentes relações molares EO/PO. A cadeia etilênica é a porção hidrofílica enquanto a cadeia propilênica é a lipofílica. Normalmente, as bases de desemulsificantes são obtidas mediante a propoxilação seguida da etoxilação de um aduto (AO), comumente o glicerol, a resina fenólica e a resina epóxi. Os desemulsificantes são obtidos com a mistura dessas bases, permitindo assim que a formulação dos desemulsificantes tenham com diversos balanços hidro-lipofílicos de acordo com as características do petróleo a ser tratado (THOMAS, 2004).

O ponto de injeção do desemulsificante também é um fator importante para seu desempenho. Usualmente é injetado em linha, a montante do sistema de tratamento, numa região de fluxo turbulento, para sua perfeita mistura na emulsão. O ponto de injeção deve ser localizado o mais afastado possível da planta de processamento primário, para que a ação do produto seja mais efetiva.

2.4.3. Aquecimento

A velocidade de sedimentação das gotas está diretamente relacionada com a viscosidade do meio pois quanto menos viscoso é o meio mais rápido será sua velocidade de sedimentação, portanto o aquecimento da emulsão é fundamental para a diminuição da viscosidade e conseqüentemente o aumento da velocidade de sedimentação. Além da influência sobre a viscosidade, o aquecimento também: Aumenta a difusibilidade do desemulsificante no meio, facilitando a chegada do desemulsificante na superfície das gotas; o Aumenta a taxa de colisão entres as gotas, pelo aumento do movimento browniano; facilita a drenagem do filme intersticial; diminui a rigidez do filme interfacial, facilitando a ruptura do filme e a coalescência das gotas;



Figura 14. Desestabilização de uma emulsão pela ação de um desemulsificante. (BRASIL, 2011)

Durante o refino nas torres de destilação ocorre corrosões que podem provocar furos nas linhas de vapor dos trocadores de calor, essa corrosão ocorre em virtude da presença de cloretos de cálcio e magnésio dissolvidos na água que geram ácido clorídrico sob a ação do calor. Enquanto que os sais de sódio diminuem a vida útil e rendimento dos catalisadores conduzindo a produtos finais de qualidade inferior. A eliminação do teor de água assegura (THOMAS, 2004):

Um tempo de operação mais longo das diversas unidades de equipamentos; Redução do tempo/custo de manutenção e o consumo de produtos químicos (exemplo: amônia, para neutralizar o ácido clorídrico gerado nas torres, inibidores de corrosão e incrustação); Operações de produção, transporte e refino dentro dos padrões de segurança e qualidade, com os menores custos. Nem sempre é possível separar a totalmente a água emulsionada. O petróleo enviado às refinarias deve conter no máximo (THOMAS, 2004)

Todo esse processamento na instalação de produção visa a atender aos requisitos de exportação do gás e do óleo, bem como aos requisitos de descarte da água produzida, de forma que o petróleo não pode conter mais do que 1% (em volume) de água emulsionada e de sedimento (BS&W**) e a concentração de sais dissolvidos na água deve ser de, no máximo, 285 mg/L de óleo. (BRASI *et al* L,2011)

3. METODOLOGIA EXPERIMENTAL

3.1. PROPOSTA DE PROTÓTIPO

Com o objetivo de fazer um protótipo de um sistema de separação bifásico (água-petróleo) com aquecimento proveniente de energia solar ao decorrer do TCC-2, foi desenvolvido um projeto de computação gráfica 3D no software Dassaut Systemes® - CATIA™ versão V5R19 afim de se ter uma ilustração como um todo e avaliar as questões de projetos que serão abordadas ao longo do desenvolvimento do TCC 2 baseado no diagrama da figura 16.

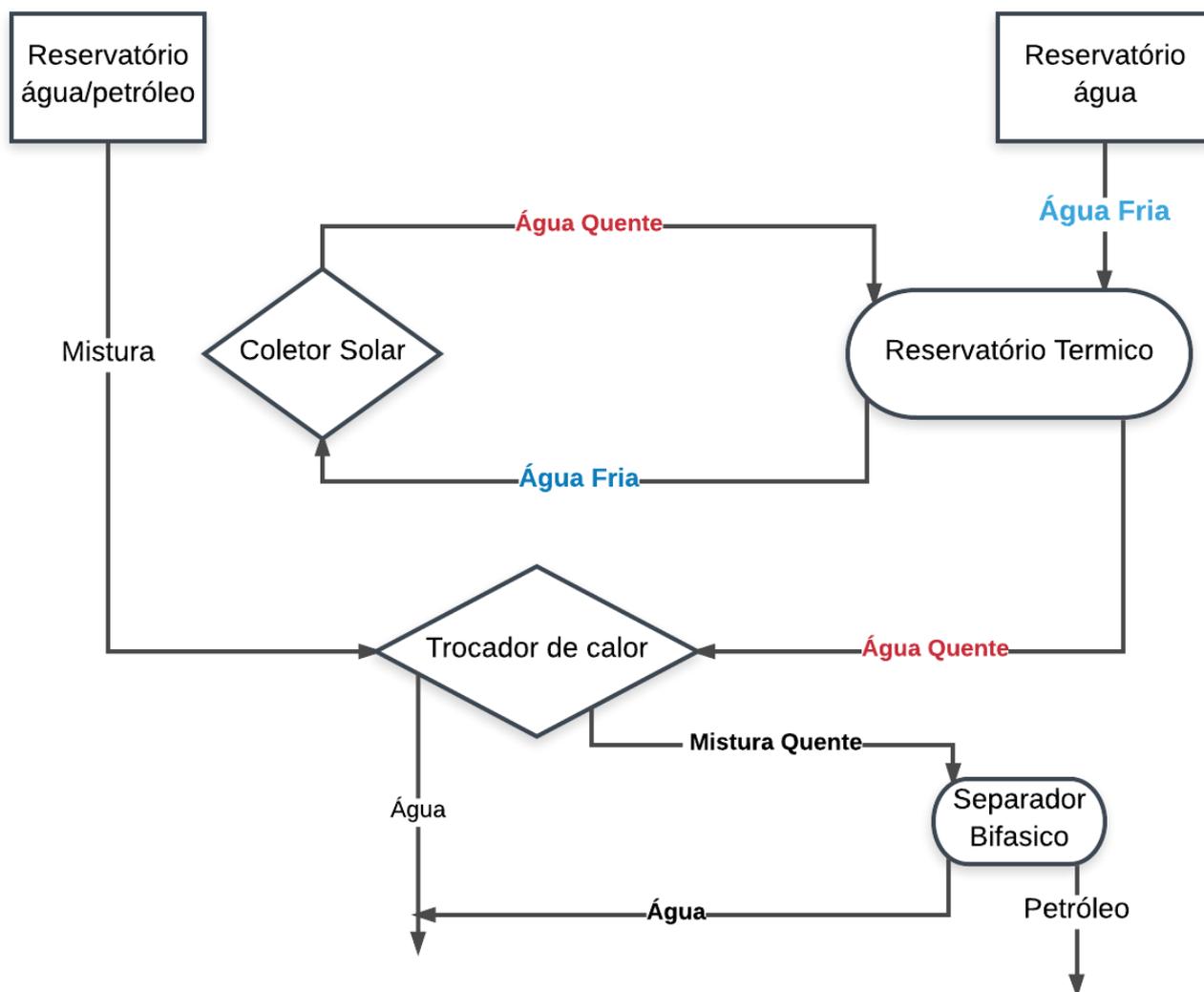


Figura 15. Diagrama de proposta de sistema de aquecimento e separação

Com base no esquema proposto na figura 15, é apresentado em continuação os resultados obtidos utilizando o software CATIA™.

Uma visão geral isométrica com os componentes do sistema a ser proposto, é apresentado na Figura 16 e Tabela 2.

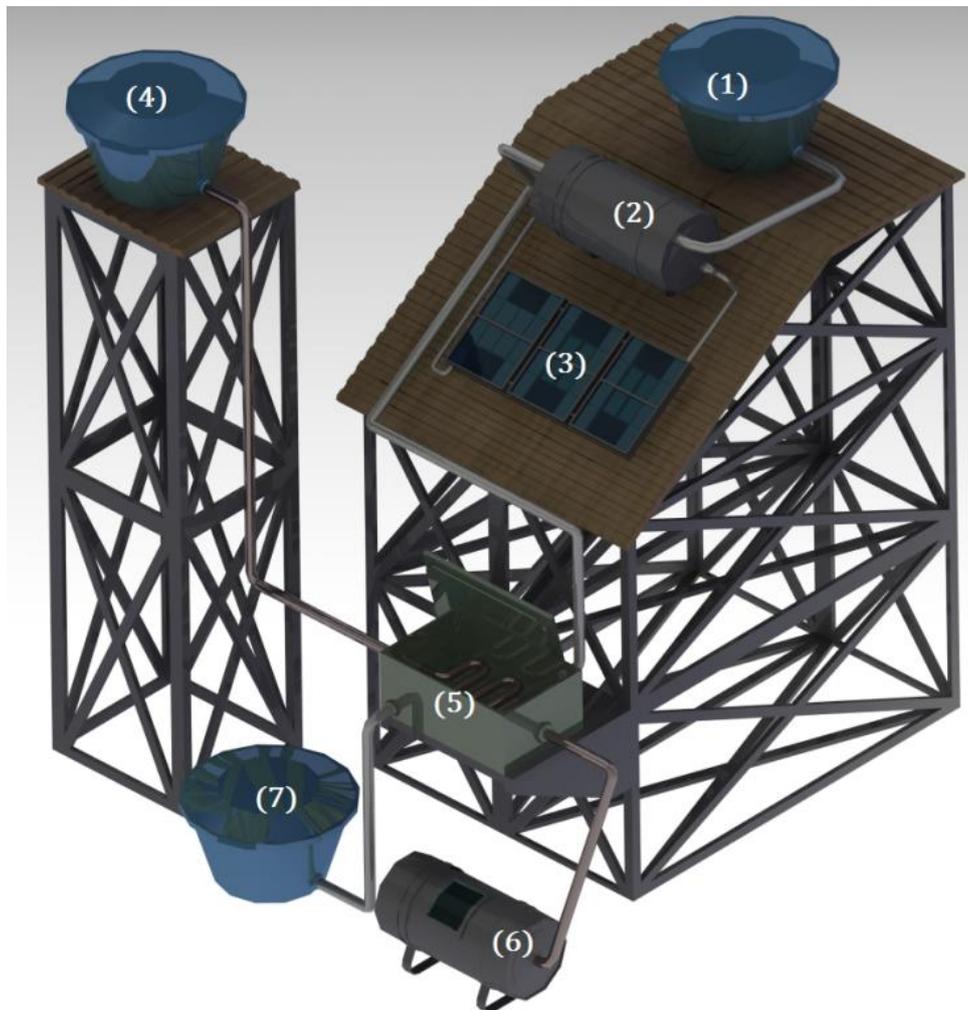


Figura 16. Visão isométrica com legenda

Tabela 2. Legenda de componentes

Legenda	Componente	Capacidade e Medidas
1	Reservatório de água superior	1000 L
2	Reservatório térmico	1000 L
3	Coletores solar	1,00 x 1,60 m
4	Reservatório de mistura água/petróleo	20 L
5	Trocador de calor	200 L
6	Separador bifásico	22 L
7	Reservatório de água inferior	20 L

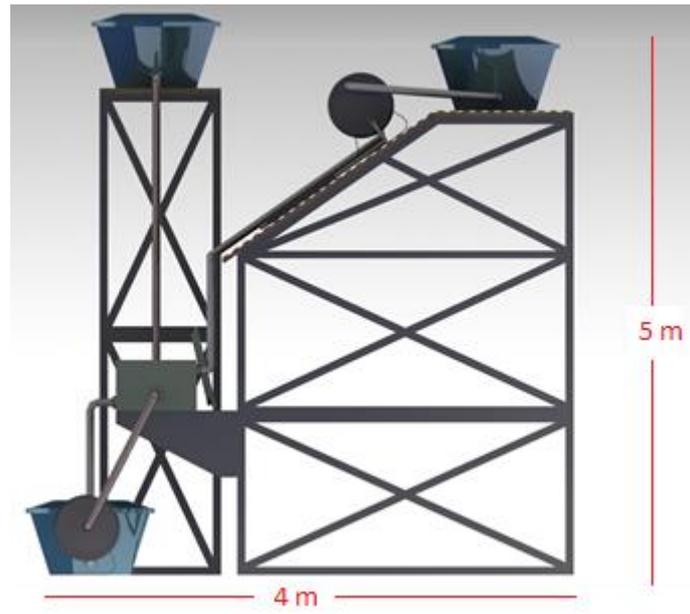


Figura 17. Visão lateral direita



Figura 18. Visão frontal projeto ilustrativo

3.2. CONSTRUÇÃO DO SISTEMA DE AQUECIMENTO

3.2.1. Sistema de aquecimento solar

Afim de se testar o sistema de aquecimento proposto com o intuito de que a mistura petróleo/água seja aquecida até a temperatura ideal de separação e quebra da emulsão na faixa de 45°C a 60°C foi utilizado o sistema de aquecimento solar de uma residência de médio porte que continha três coletores solar do tipo plano fechado com cobertura de vidro e um boiler com a circulação por termossifão como mostram as figuras 19 e 20



Figura 19. Coletor solar plano fechado



Figura 20. Reservatório térmico – Boiler

A obtenção de água quente do sistema foi feita através de um desvio na tubulação de fornecimento de água quente da residência onde foi colocado um registro para o controle do fluxo de água quente para o trocador de calor como mostra a figura 21 de onde a encanação segue até se conectar ao trocador de calor.



Figura 21. Desvio na tubulação de fornecimento de água quente da residência

3.2.2. Construção do trocador de calor

O trocador de calor foi construído a partir de um galão de duzentos litros e um tubo feito em alumínio de quinze metros de comprimento como e diâmetro de 1,4 milímetros com 0,2 milímetros de espessura na forma de serpentina com suas extremidades conectas na tampa e a no fundo do galão afim de se isolar o líquido interno ao tubo e o externo contido no galão no caso petróleo a temperatura ambiente e água quente respectivamente permitindo assim a troca de calor entre os fluidos.



Figura 22. Serpentina



Figura 23. Serpentina conectada ao galão

3.2.3. Separador horizontal

O separador horizontal foi construído a partir de uma chapa de ferro afim de se formar um cilindro com 20 cm de diâmetro e 70 cm de comprimento o que proporcionou um volume total de aproximadamente 22 L.



Figura 24. Separador horizontal

Nas laterais do separador foi colado com silicone dois vidros no formato circular para possibilitar a visão da interface petróleo/água e também foi adaptada uma torneira para a coleta da amostra de petróleo e emulsão para posterior análises.

3.2.4. Sistema de aquecimento

Com a conexão do sistema de aquecimento solar da residência ao galão do trocador de calor e a conexão da serpentina do trocador de calor ao separador e ao recipiente de coleta de petróleo e com uso de andaimes o sistema foi construído como mostra a figura 25.



Figura 25. Sistema de aquecimento

3.3. TESTE DE FUNCIONAMENTO DO SISTEMA DE AQUECIMENTO

O teste consistiu em preencher o galão com água aquecida proveniente do sistema de aquecimento solar da residência e colocar a mistura petróleo/água na proporção de 70% petróleo para 30% de água após agitação no recipiente de coleta que está conectado a serpentina por onde escorreu lentamente até completar o percurso ao final da serpentina e caindo diretamente no separador onde permaneceu por 24 horas para que ocorresse a formação da interface petróleo/água e posterior coleta para análise laboratorial.



Figura 26. Abastecimento de reservatório com mistura petróleo/água

A aferição da temperatura da mistura petróleo/água se deu através da coleta de amostras antes e depois da passagem desta pelo trocador de calor e a aferição da temperatura da água proveniente do sistema de aquecimento se deu quando esta se encontrava em repouso no galão.



Figura 27. Coleta de amostra após passagem pelo sistema aquecida



Figura 28. Coleta de água

3.4. DECANTAÇÃO EM SEPARADOR

Foram feitas duas decantações da mistura petróleo/água afim de se determinar se houve alguma mudança macroscópica visível da qual a temperatura da mistura poderia causar.

Primeiramente foi colocado no separador a mistura na proporção de 70% de petróleo e 30% água após a agitação permaneceu em repouso por 24 horas.



Figura 29. Aferição de altura de interface a temperatura ambiente

Através da visão lateral do separador foi possível aferir a altura que se encontrava a interface petróleo/água.

Posteriormente foi agitada nova mistura na mesma proporção de 70% de petróleo e 30% água que após agitação passou pelo sistema de aquecimento e conseqüentemente foi aquecida e armazenada no separador onde também permaneceu por 24 horas em repouso.



Figura 30. Aferição de altura de interface com mistura aquecida

3.5. AMOSTRAS

Foram analisadas amostras de petróleo, oriundo da Bacia de Sergipe-Alagoas ou da Bacia do Espírito Santo, pertencente ao laboratório de Nanotecnologia UnB - FGA , e amostras de água do mar de origem no município de Cabo Frio-RJ.



Figura 31. Amostra de Petróleo



Figura 32. Amostra de água do mar.

3.6. DENSIDADE

Na indústria petrolífera a escala de gravidade API (*American Petroleum Institute*) tem um maior uso. É uma escala arbitrária, calibrada em graus, e relacionada a gravidade específica pela seguinte fórmula:

$$API = \frac{141,5}{\rho} - 131,5 \quad (7)$$

Sendo,

ρ = gravidade específica

°API = gravidade API (graus)

A partir do resultado da relação determinada, quanto mais alto o valor da gravidade específica do produto, menor será o grau API. Quanto mais leve for o petróleo maior é o seu valor no mercado. A gravidade API é determinada pela flutuação de um aerômetro no produto líquido, anotando-se o valor da escala correspondente com a interseção do líquido.

Deve ser determinada no intervalo de temperatura entre 0°F e 195°F (-17,7°C a 90,5°C). Em qualquer caso, se a temperatura da amostra difere de 60°F, a gravidade observada é corrigida com a temperatura da amostra a 60°F de acordo com ASTM-IP – *Petroleum Measurements Tables*.

O procedimento experimental de acordo o método ASTM D 287 e ASTM D 613 foi realizado segundo os seguintes passos:

1. Foi adicionado 250 ml de petróleo uma proveta de 250ml.
2. Posiciona-se cuidadosamente o aerômetro na proveta, duas divisões de escala abaixo da qual ele irá flutuar. O aerômetro é então liberado e deixado que volte ao estado de equilíbrio sem encostar nas paredes da proveta.
3. Verifica-se o °API no ponto em que a superfície da amostra intercede a escala do aerômetro. A temperatura é determinada submergindo-se um termômetro na amostra. Os resultados são obtidos em °API ou gravidade específica, após a correção para o valor determinado a 60°F.



Figura 33. Teste de gravidade específica

3.7. VISCOSIDADE

Para a determinação da viscosidade é também utilizado o equipamento SVM 3001 da Anton Paar que consiste em um viscosímetro que mede a viscosidade cinemática em qualquer temperatura entre -60 °C e +135 °C. Ele fornece automaticamente o índice de viscosidade apenas necessitando de uma pequena quantia de amostra.



Figura 34. Viscosímetro SVM 3001 – Anton Paar

3.8. PH

O potencial hidrogeniônico (pH) é uma grandeza físico-química que indica o teor de íons hidrônio ($\text{H}_3\text{O}^+(\text{aq})$) livres por unidade presentes em um certo volume de solução aquosa. Sabe-se que quanto mais hidrônios houver no meio, mais ácida será a solução. Sabe-se também que quanto mais íons $\text{OH}^-(\text{aq})$ houver no meio, mais básica ou alcalina será a solução. Deste modo o teste do pH indica a acidez, neutralidade ou alcalinidade de uma solução aquosa.

O princípio de funcionamento por trás dos peagômetros digitais atuais é a determinação da força eletromotriz (f.e.m.) de uma célula eletroquímica constituída por uma solução cujo pH se deseja medir e dois eletrodos.

O primeiro eletrodo é o de referência e sabe-se que potencial independe do pH da solução. O segundo é o eletrodo indicador, que adquire um potencial dependente do pH da solução sob exame. O eletrodo de vidro é o modelo mais usado para as medidas de pH. A medição da f.e.m. de uma célula pode ser obtida pela diferença entre o potencial do vidro e o potencial de referência (GAMA et al,2007).

O pH da amostra de água salgada foi aferido através de um medidor de pH digital que foi calibrado seguindo orientação do fabricante através da diluição de solução padrão de pH 6.86 à 25°C em 250 ml de água destilada.



Figura 35. Calibração de medidor de pH

3.9. SÓLIDOS TOTAIS DISSOLVIDOS (TDS)

Os medidores de TDS aferem a quantidade total de sólidos dissolvidos (minerais, sais ou metais) numa solução, que podem ser expressos em miligramas por litro (mg/L) ou partes por milhão (ppm).

De forma geral os medidores TDS são medidores de condutividade. Seu funcionamento se baseia na aplicação de energia (tensão) entre dois ou mais eletrodos. Os íons carregados positivamente se moverão em direção ao eletrodo de carga negativa, e íons negativamente carregados se moverão em direção ao eletrodo de carga positiva.

Pelo fato desses íons estarem carregados e em movimento, eles são constituídos de corrente elétrica. O medidor monitora a quantidade de corrente que passa entre os eletrodos medindo quantos íons há na solução. (REEFKEEPING 2004).

O teste de TDS nas águas (destilada e mar) foi aferido utilizando o equipamento portátil TDS-3, este aparelho mede a quantidade de sólidos totais dissolvidos na água, em ppm.

3.10. TESTE DE CLORETO

Com o objetivo de se analisar a presença de cloretos na amostra de água do ponto de vista qualitativo, utilizou-se o reagente nitrato de prata AgNO_3 , cuja reação característica é:



Procedimento

1. Colocou-se 5 mL de água destilada e água de mar em tubos de ensaio
2. Em seguida se adiciona 0,5 mL de $\text{Ag}^+ \text{NO}_3^-$
3. Agitou-se as misturas e se observou a formação de precipitado na base dos tubos.

3.11. PREPARAÇÃO DAS EMULSÕES

A partir desse petróleo e dessa água realizou-se quatro emulsões de 200 ml em três proporções distintas: 70%Petróleo/30%Água, 80%Petróleo/20%Água e 90%Petróleo/10%Água totalizando um total de 12 emulsões.



Figura 36. Emulsões com três diferentes proporções Petróleo/Água.

Em seguida, elas foram agitadas a 14000 rpm por 5 minutos no misturador Hamilton Beach. O fluxograma da figura 37 representa os processos para a obtenção das emulsões:

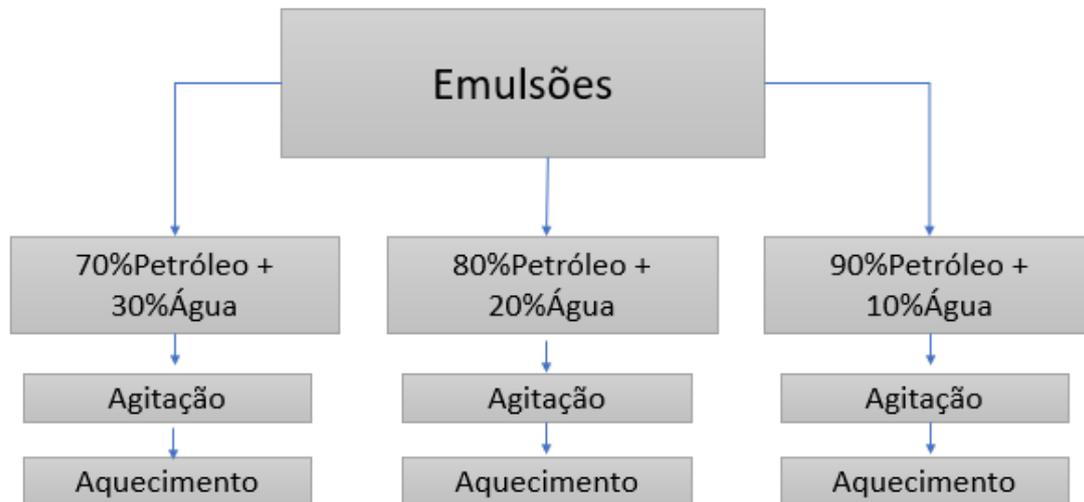


Figura 37. Fluxograma Obtenção das Emulsões



Figura 38. Misturador

Posteriormente, três emulsões com as diferentes proporções foram mantidas a temperatura de 25°C e as outras emulsões aquecidas até as temperaturas de 35°C, 45°C e 55°C. Os tempos de agitação e as temperaturas utilizadas foram escolhidos de modo que representassem uma emulsão real no campo de produção de petróleo (SILVA, 2004).



Figura 39. Processo de Aquecimento

Após o aquecimento as 12 emulsões foram depositadas em funis de decantação para e deixadas em repouso por 24 horas para que houvesse a separação da água do petróleo.



Figura 40. Emulsões em decantação



Figura 41. Água separada do óleo.

Por último, após a separação, coletou-se a interface de cada uma das 12 emulsões.



Figura 42. Amostras das Interfaces

3.12. PREPARAÇÃO DO DESEMULSIFICANTE

O desemulsificante utilizado foi o Óxido de Etileno (C_2H_4O) 1%. Para se obter essa concentração de 1% realizou-se a diluição de 0,5 ml de Óxido de Etileno em 50 ml de Álcool Etílico.

Sabendo-se que a massa específica do Óxido de Etileno é 0,882 g/ml, para se determinar a massa de óxido de etileno que seria usada na diluição, multiplicou-se esse valor por 0,5 ml e foi obtido o valor de 0,441 g. Esse valor foi adicionado a 50 ml de Álcool Etílico e em seguida agitou-se as duas substâncias e obteve-se a concentração de 1%.



Figura 43. Óxido de Etileno 1%

Ao se dissolver o Óxido de Etileno no Álcool Etílico, obtém-se uma molécula com estrutura parte polar e com parte apolar. A região polar vai ter interação pelas pontes de hidrogênio e a parte não polar vai ter mais afinidade com o petróleo (hidrocarbonetos). Dessa forma a água é separada do petróleo.

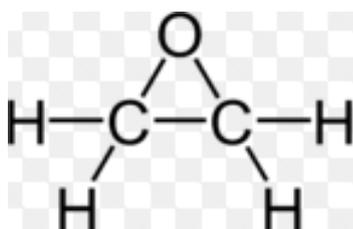


Figura 44. Estrutura Óxido de Etileno

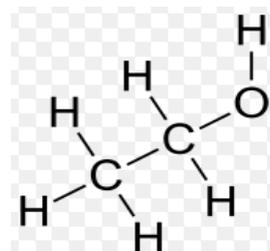


Figura 45. Estrutura Álcool Etílico

Foram realizadas mais duas emulsões 70%Petróleo/30%Água de 200 ml, uma a 55° C e outra a 25°C. Adicionou-se 1 ml do desemulsificante para cada 100 ml de petróleo. Assim o total de emulsões a serem analisadas tornou-se 14.

Para elucidar o processo foi criado o seguinte fluxograma:

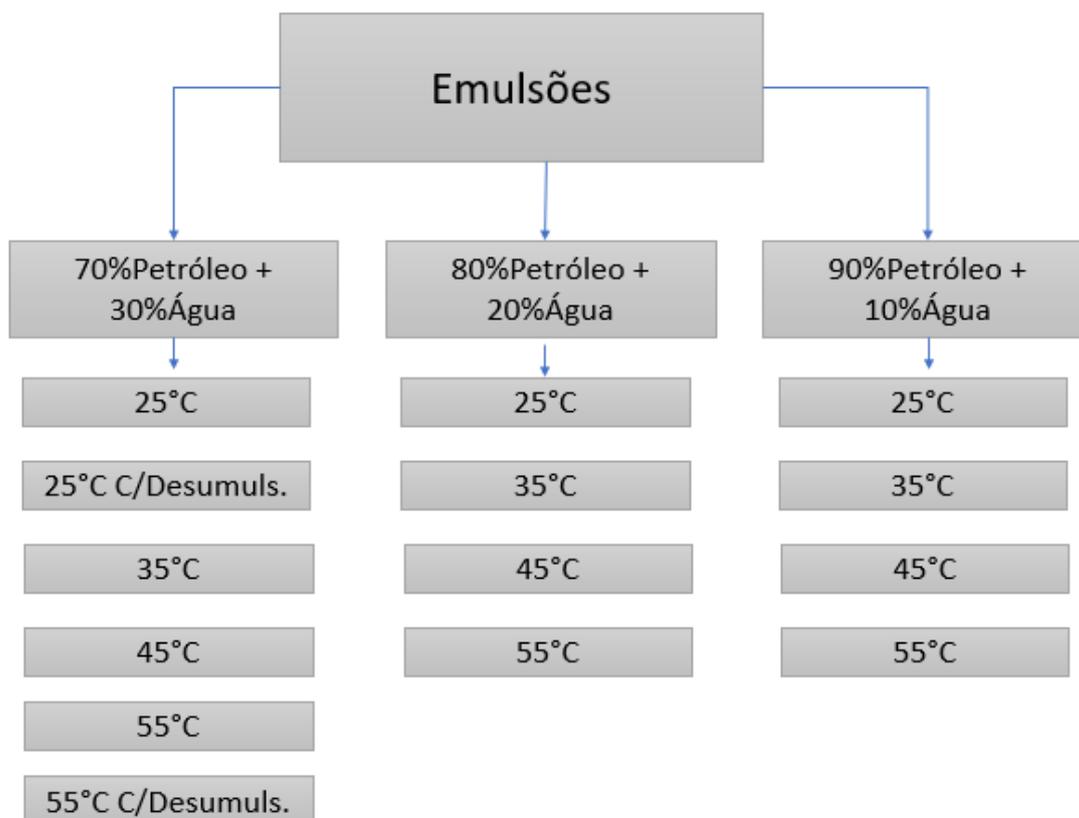


Figura 46. Fluxograma representando as 14 amostras

3.13. ÁREA DE PICO VIA ESPECTROSCOPIA NO INFRAVERMELHO (FTIR)

A espectroscopia no infravermelho via transformada de Fourier é um método de caracterização físico para análise qualitativas e determinações quantitativas de traços de elementos. Isto é possível porque os átomos que formam as moléculas possuem frequências específicas de vibração, que variam de acordo com a estrutura, composição e o modo de vibração da amostra. Para varrer essa gama de frequência utiliza-se o infravermelho (CHIA, 1984).

Os instrumentos usados são chamados espectrômetros de infravermelho, e a propriedade física medida é a capacidade da substância para absorver, transmitir, ou refletir radiação infravermelho. As análises de espectroscopia no FTIR foram realizadas utilizando o equipamento Nicolet TM ISTM 10 FT-IR Spectrometer - Thermo Scientific, figura 45, do laboratório de nanopartículas da FGA.



Figura 47. Equipamento de Espectroscopia no Infravermelho

Utilizou-se o acessório de amostras líquidas do equipamento e coletou-se uma pequena quantidade de cada amostra, uma por vez, utilizando o gotero e colocou-a no leitor do aparelho de infravermelho. Foi gerado um espectro referente a cada mostra utilizando o programa OMNIC.

A partir dos espectros obtidos das 14 amostras, foram feitas análises para identificação das zonas referentes à água (Grupo funcional O-H, de 3900 a 3045 cm^{-1}) presente nas interfaces das emulsões.

Utilizando-se a ferramenta Medidor de Área de Pico, do software OMNIC foram encontrados valores para as áreas referentes as zonas de água. Em seguida estes foram comparados para ver se houve ou não separação de água do petróleo. Os espectros resultantes da análise infravermelho e os valores das áreas de pico estão presentes no capítulo de resultados e discussões.

3.14. TESTE ÂNGULO DE CONTATO

A técnica de determinação do ângulo de contato ou ângulo de molhabilidade representa o valor em graus que uma determinada substância líquida forma com a superfície. O termo molhabilidade é definido como a manifestação macroscópica da interação molecular entre sólidos e líquidos em contato direto na interface entre eles (GUIMARÃES et al, 2011).

Baseando-se na metodologia escrita por SILVA et al, (2007), para a realização dos testes usou-se uma superfície de vidro, para que a gota fosse depositada por meio de um gotero. O procedimento é representado na figura 48. Fotografou-se o momento em que gota caiu na superfície e por meio do software ImageJ foi possível determinar o ângulo que cada uma das 14 amostras de interfaces formou com a superfície.



Figura 48. Deposição da amostra na superfície de vidro.

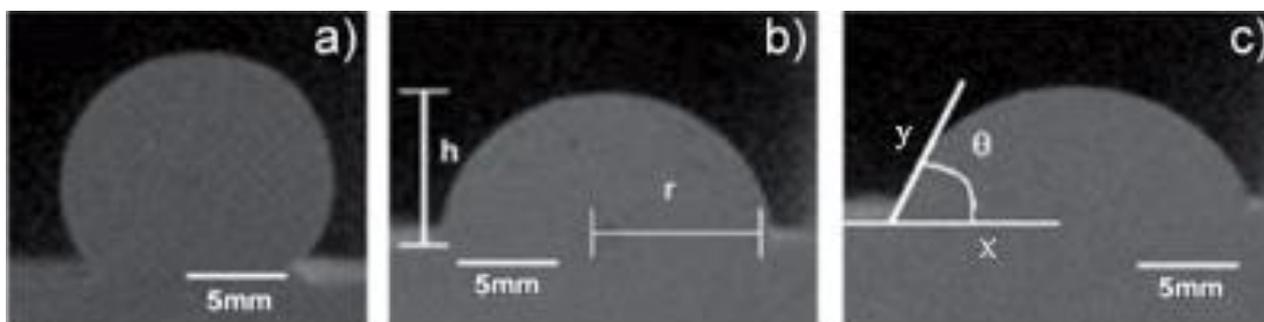


Figura 49. Representação geral do ângulo de contato de uma gota em contato com uma superfície

Para poder interpretar os resultados desse teste, partiu-se do princípio que água possui caráter polar e quando ela apresenta com outra superfície um ângulo de contato menor que 100° , a amostra é hidrofílica. Se este ângulo de contato for entre 100° e 150° , a amostra é considerada hidrofóbica. E se ângulo de contato entre 150° e 180° a amostra é considerada superhidrofóbica.

3.15. MICROSCOPIA ÓPTICA

Por meio dessa técnica, espera-se comprovar se houve ou não diminuição da quantidade de água nas interfaces das emulsões, levando em conta o efeito da temperatura e também o efeito do desmulsificante. Foi utilizado o microscópio biológico Trinocular, marca Opton, de aumento de 40x a 1600x para observar as gotas das 14 amostras de interface coletadas.



Figura 50. Microscópio Opton Trinocular.

Cada gota foi analisada individualmente, e submetidas a uma ampliação de 100X com a lente mostrada na figura 51. Para melhor visualização das gotas, foi acoplada uma câmera digital no visor superior do microscópio e essa câmera foi ligada num projetor. Deste modo é possível fotografar as amostras e discutir as diferenças entre elas. Para esse teste serão testadas 6 amostras: 70P/30A a 55°C, 70P/30A a 45°C, 70P/30A a 35°C, 70P/30A a 25°C, 70P/30A a 55°C C/ Desemulsificante e 70P/30A a 25°C C/ Desemulsificante.



Figura 51. Lente utilizada nas análises.

4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

4.1. TEMPERATURAS AFERIDAS

4.1.1. Temperatura da mistura antes da passagem pelo sistema de aquecimento

De maneira geral um termômetro digital tem seu princípio de funcionamento baseado em sensores elétricos, como termopares, termômetros de resistência e termístores. A resposta desses sensores à temperatura é uma função não linear. Para converter a resposta do sensor em um sinal elétrico linearmente relacionado à temperatura é necessária alguma forma de linearização. (MICHALSKI et al, 2001).

Através de um termômetro digital tipo espeto (marca Simpla, modelo TE07, resolução de 0,1 °C e exatidão de $\pm 1,0$ °C), a temperatura da mistura petróleo/água foi aferida antes da passagem pelo sistema de aquecimento onde se registrou a temperatura de 30,8°C.



Figura 52. Aferição de temperatura de mistura antes da passagem pelo sistema T:30,8°C

4.1.2. Temperatura da água proveniente do sistema de aquecimento solar

Após o completo preenchimento do galão com água aquecida foi colhida uma amostra e posteriormente aferida sua temperatura de 65°C.



Figura 53. Aferição de temperatura da água do galão T: 65°C

4.1.3. Temperatura da mistura após passagem pelo sistema de aquecimento

Após a passagem da mistura pela serpentina foi recolhida uma amostra do qual foi aferida a temperatura de 53,9°C, evidenciando a efetiva troca de calor entre a água aquecida no sistema solar e a mistura petróleo/água.

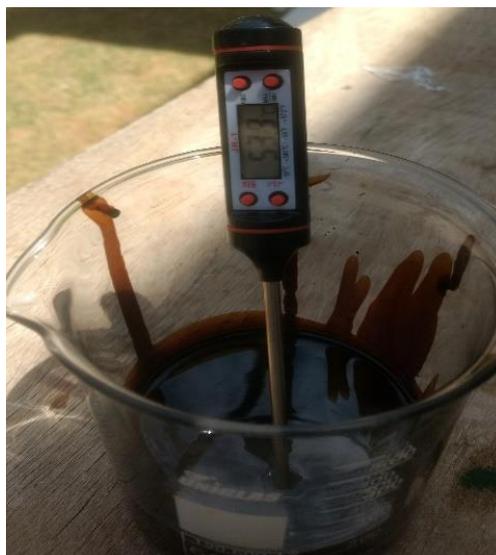


Figura 54. Aferição de temperatura da mistura após passagem pelo sistema de aquecimento

4.2. ALTURA DE INTERFACE PETRÓLEO/ÁGUA

Como evidenciado na figura 27 a interface petróleo/água ficou a aproximadamente três centímetros do fundo do separador.

Ficando também evidente na figura 28 que a interface petróleo/água ficou aproximadamente a cinco centímetros.

Sendo possível perceber e atribuir uma maior separação do petróleo da água quando a mistura foi aquecida no sistema construído.

Tabela 3. Resultados temperaturas aferidas e altura de interface petróleo/água.

Fluido	Temperatura
Água aquecida no sistema de aquecimento solar	65°C
Mistura petróleo/água antes da passagem ao sistema de aquecimento	30,8°C
Mistura petróleo/água após passagem pelo sistema de aquecimento	53,3°C

Temperatura	Altura de interface
30°C	3 cm
53°C	5 cm

4.3. DENSIDADE

A partir da metodologia adotada na determinação do grau API do petróleo em questão foi aferido três valores de gravidade específica discriminados na tabela 6 como mostra a figura 55.

**Figura.55.** Aferição de nível em arômetro**Tabela 4.** Resultados de teste de gravidade específica a 20°C

Aferição	Gravidade específica ρ	Grau API
1°	0,906 g/cm ³	24,68
2°	0,906 g/cm ³	24,68
3°	0,908 g/cm ³	24,33

Usando o valor médio de $0,906 \text{ g/cm}^3$ para a gravidade específica podemos constatar que o valor do grau API da amostra consiste em 24,56 o que classifica o petróleo como sendo um petróleo médio de acordo com a tabela 4.

4.4. VISCOSIDADE

As viscosidades dinâmica e cinemática a 20°C e a 40°C foi aferida pelo equipamento Anton Paar SVM – 3001 seguindo orientações do fabricante e seguem na tabela 5.

Tabela 5. Resultados de viscosidade dinâmica e cinemática a 20°C e a 40°C

Temperatura	20°C	40°C
Viscosidade dinâmica (centiPoise)	210,330 cP	65,987 cP
Viscosidade cinemática(Stokes)	2,260 S	0,720 S

4.5. PH

Com o uso do pHmetro digital e após o procedimento de calibragem do equipamento foi aferido o pH da amostra com o valor de 7,3 como mostra a figura 56.



Figura 56. Aferição do pH da água

4.6. SÓLIDOS TOTAIS DISSOLVIDOS (TDS)

A Figura 57 mostra os resultados obtidos na amostra de (a) água destilada e na de (b) água do mar. Observou-se que esta última apresenta uma grande quantidade de sólidos

dissolvidos na ordem de quatrocentos unidades em ppm. É de se esperar que estes sólidos contidos na água de mar podem influenciar na eficiência do separador bifásico.

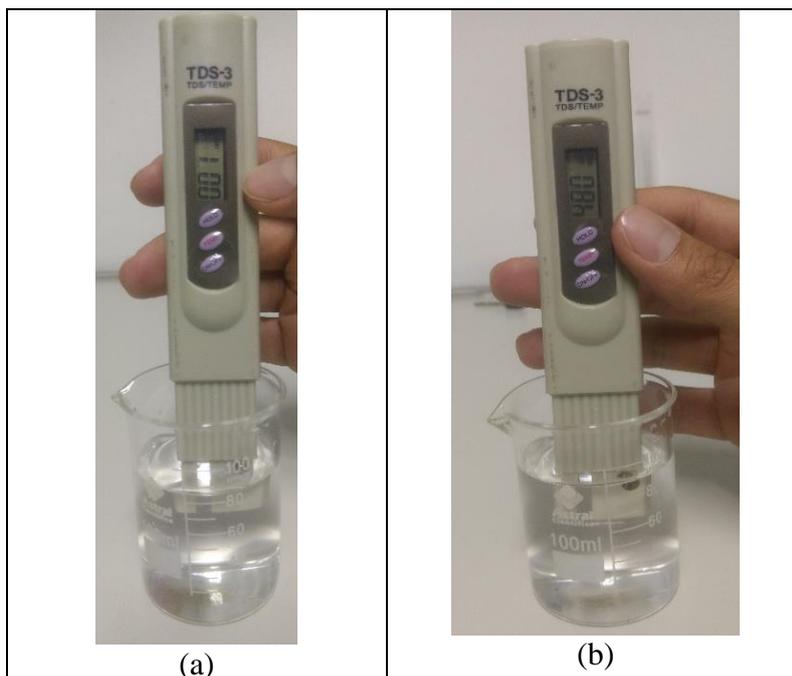


Figura 57. Determinação de TDS (a) água destilada (b) água do mar

4.7. TESTE DE CLORETO

A partir da observação dos tubos de ensaios ficou constatado a formação de precipitado branco na amostra de água do mar como mostra a figura 58.

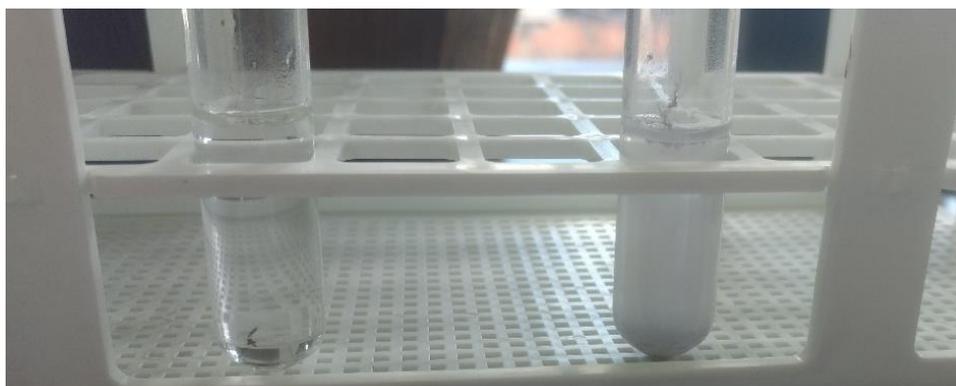


Figura 58. Formação de precipitado com a adição de AgNO_3 na amostra de água do mar evidenciando a presença de cloreto de sódio de acordo com a reação;



4.8. ÁREA DE PICO VIA ESPECTROSCOPIA NO INFRAVERMELHO (FTIR)

Os espectros infravermelhos de cada uma das 14 amostras de interfaces foram obtidos e encontram-se presentes nos anexos deste trabalho. A seguir é apresentado o espectro referente à interface da emulsão constituída por 70%Petróleo/30%Água na temperatura de 25°C.

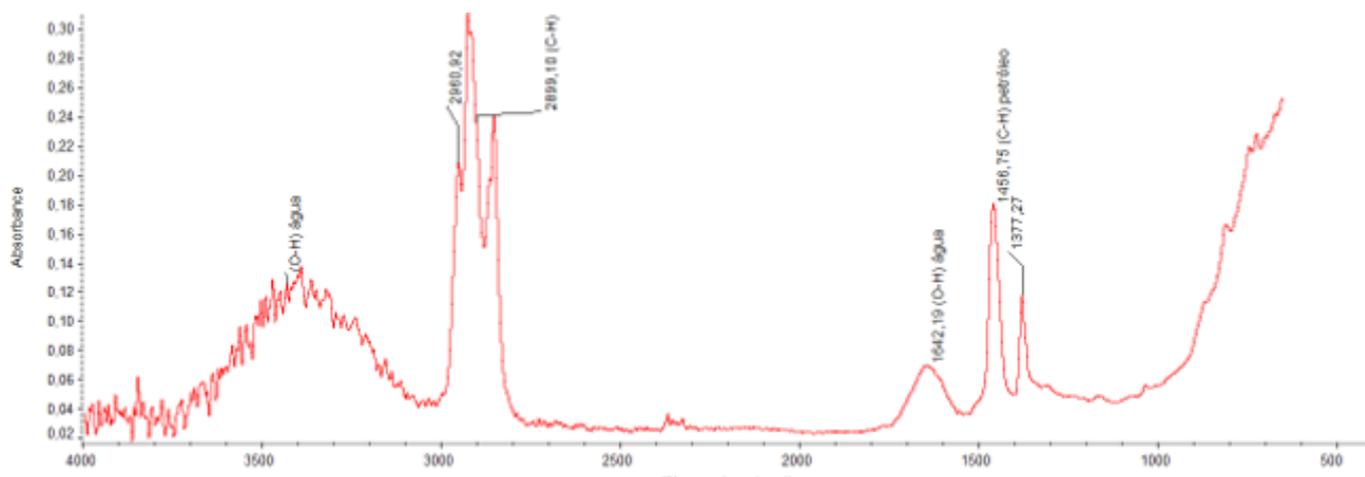


Figura 59. Espectro amostra 70%P/30%A a 25°C.

A região do espectro observada para o estudo da área de pico, referente ao grupo funcional OH ($3900 - 3045 \text{ cm}^{-1}$) é apresentada a seguir. O eixo vertical indica a absorvância e o eixo horizontal indica o comprimento de onda (em cm^{-1}).

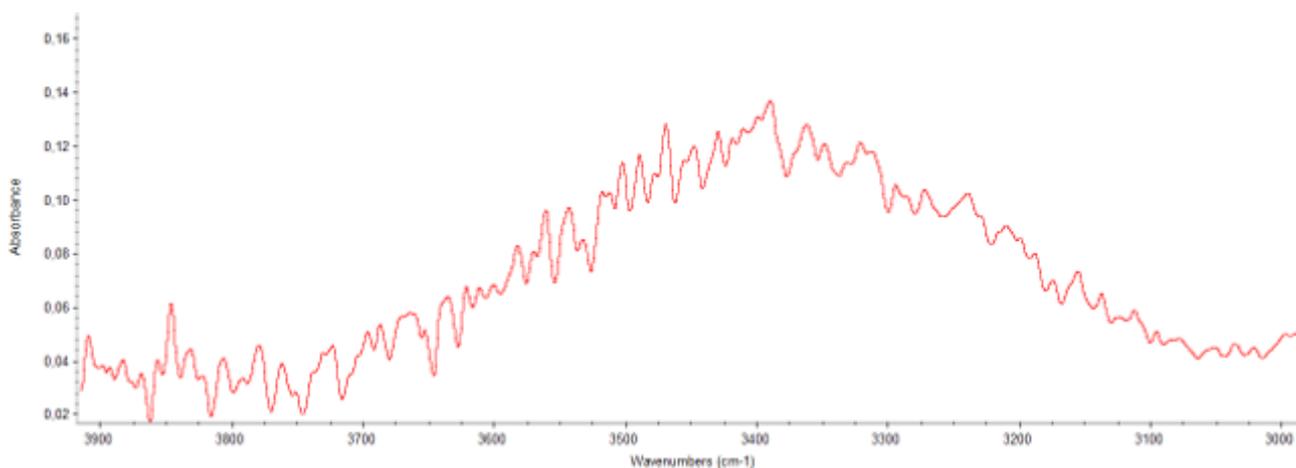


Figura 60. Região referente à presença do grupo funcional OH.

Ao medir as áreas de pico da região referente à água (figura 61) nos espectros de cada uma das 14 amostras, construiu-se a tabela 6 e a partir dessa tabela, gráficos para melhor comparar as amostras.

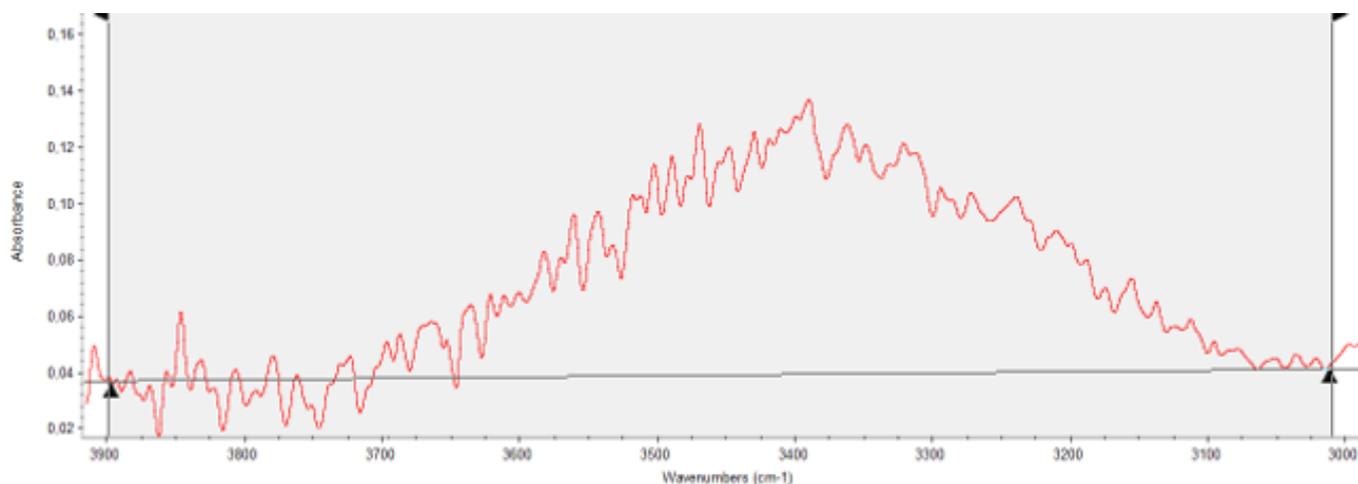


Figura 61. Aferição da área de pico via software OMIC.

Tabela 6. Resultados das áreas dos picos referentes ao grupo funcional OH.

Amostra	Área do pico referente à região da água
70P/30A a 55°C	31,31
80P/20A a 55°C	16,11
90P/10A a 55°C	7,8
70P/30A a 45°C	41,84
80P/20A a 45°C	30,23
90P/10A a 45°C	15,42
70P/30A a 35°C	18,09
80P/20A a 35°C	17,12
90P/10A a 35°C	14,43
70P/30A a 25°C	28,82
80P/20A a 25°C	17,02
90P/10A a 25°C	15,5
70P/30A a 55°C C/ Desemulsificante	5,44
70P/30A a 25°C C/ Desemulsificante	13,24

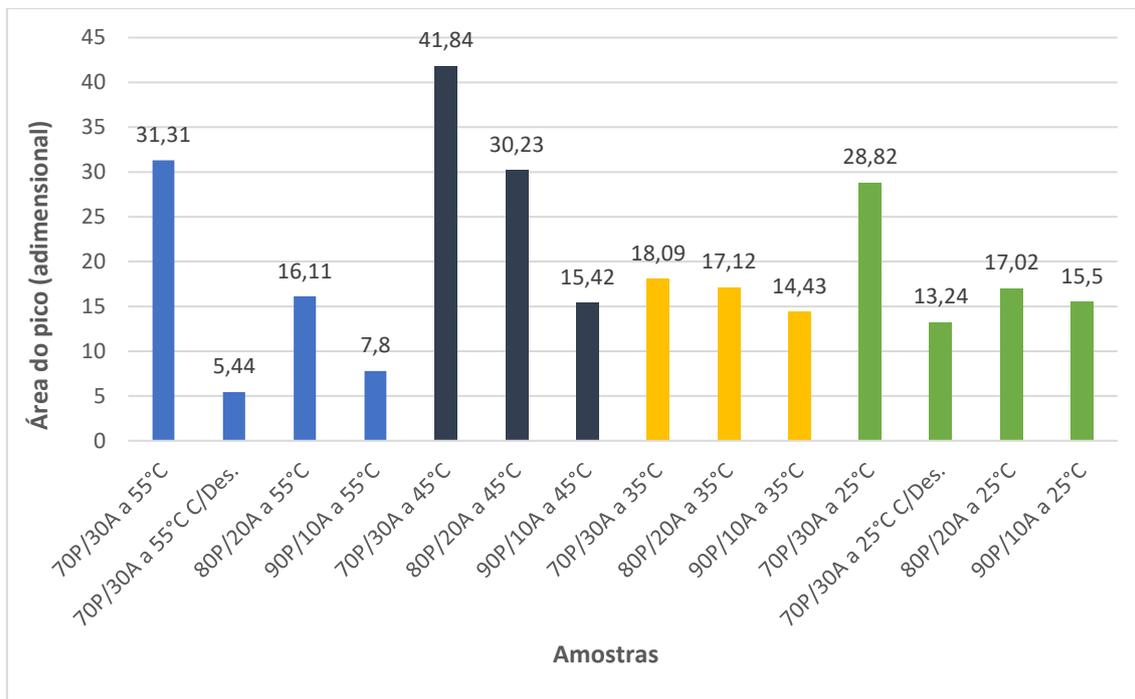


Figura 62. Gráfico comparativo das 14 amostras.

De forma geral, nota-se que as amostras com maiores proporções de água apresentam as maiores áreas. As amostras na temperatura de 55°C foram as que mais apresentaram variação de área de pico. Em segundo lugar foram as amostras na temperatura de 45°C. As amostras a 35°C não apresentaram variação relevante. Já as amostras a 25°C também apresentaram variação significativa de área de pico.

Ao analisar separadamente as quatro amostras na temperatura de 55°C (figura 63) percebe-se que a amostra 70%P/30%A com desemulsificante foi a que apresentou menor valor, 5,44. Resultado abaixo das amostras com maiores proporções de água. Isso mostra que o óxido de etileno, usado como agente desemulsificante foi eficiente.

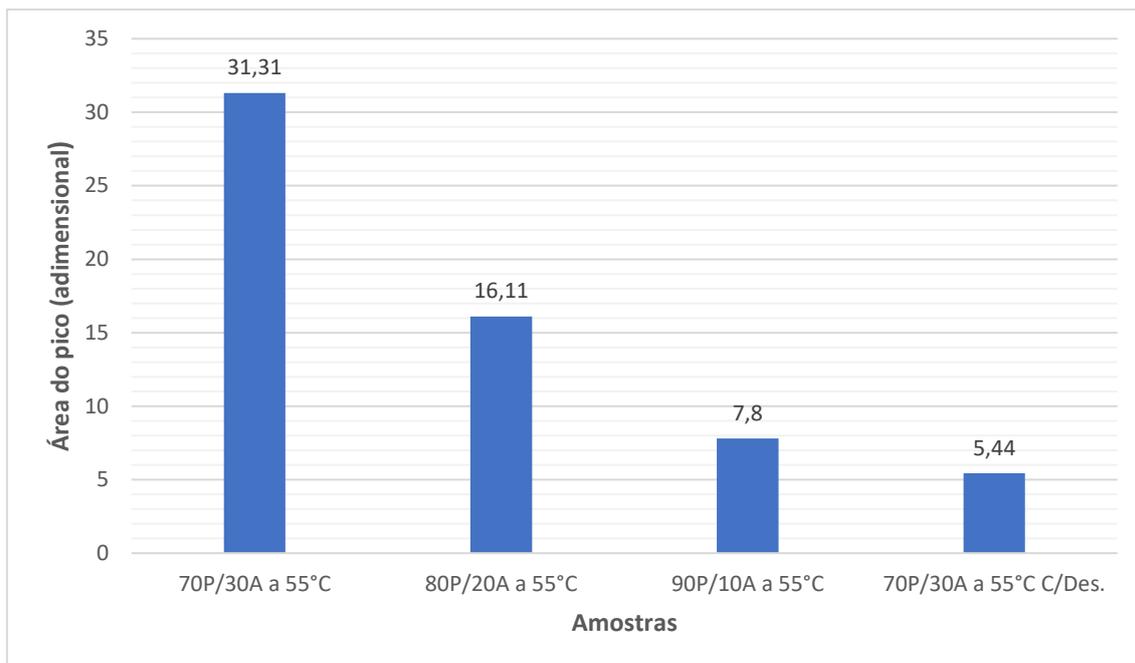


Figura 63. Gráfico comparativo das áreas de pico das amostras a 55°C

Ao analisar separadamente as quatro amostras na temperatura de 25°C (figura 64) percebe-se que a amostra 70%P/30%A com desemulsificante foi a que apresentou menor valor, 13,24. Resultado abaixo das amostras com maiores proporções de água. Isso comprova que o óxido de etileno foi eficiente.

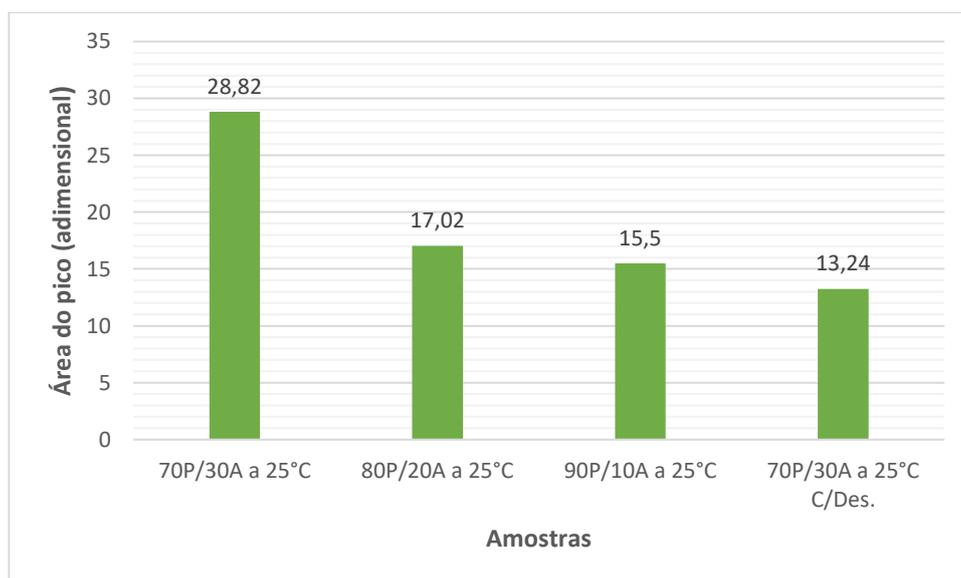


Figura 64. Gráfico comparativo das áreas de pico das amostras a 25°C

Deste modo foi possível observar o efeito que a temperatura exerce na separação da água presente no petróleo. A temperatura de 55°C foi a que melhor apresentou separação. Observou-se também o elevado efeito desemulsificante do óxido de etileno, mesmo em temperatura próxima da temperatura ambiente.

Observando os gráficos das amostras a 45°C e 35°C separadamente também percebemos o efeito do aumento de temperatura na desestabilização das emulsões nas suas diferentes proporções. Nota-se que a amostra 70%P/30%A a 45°C apresenta maior

valor de área de pico. Isto é justificado por causa que não tínhamos um sistema de agitação constante para colocar as amostras, pois quando submetidas a essa agitação poderíamos ter coletado as interfaces de maneira mais homogênea.

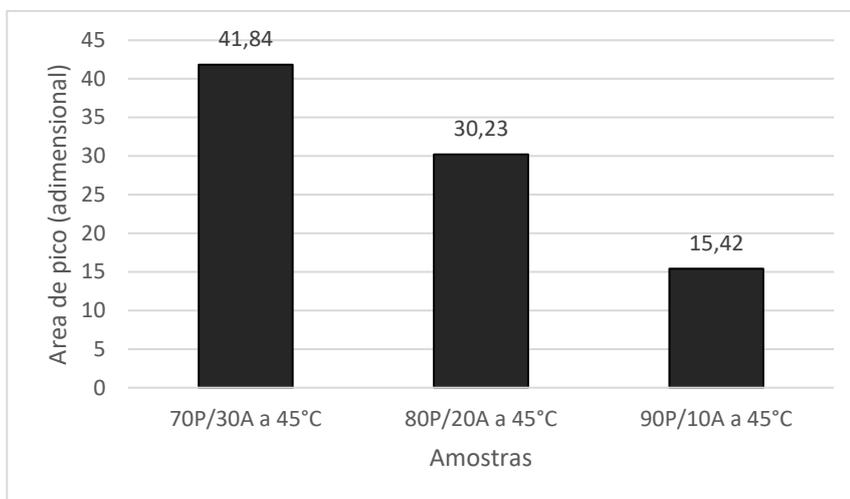


Figura 65. Gráfico comparativo das áreas de pico das amostras a 45°C

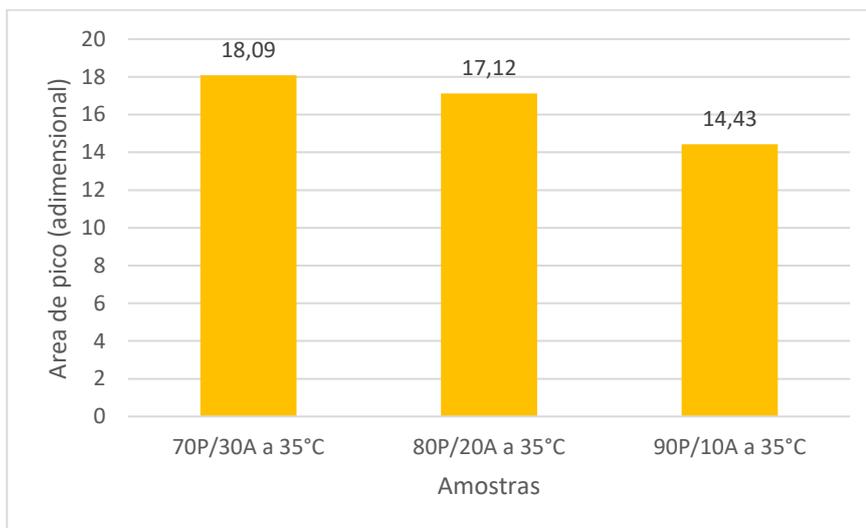


Figura 66. Gráfico comparativo das áreas de pico das amostras a 35°C

Para melhor elucidar os resultados obtidos, encontram-se a seguir os espectros comparativos de amostras com mesma proporção, 70%Petróleo/30%Água, nas temperaturas de 25°C e a 55°C com presença e sem presença de desemulsificante. É bastante notável a diminuição do pico referente à água quando se usa o desemulsificante.

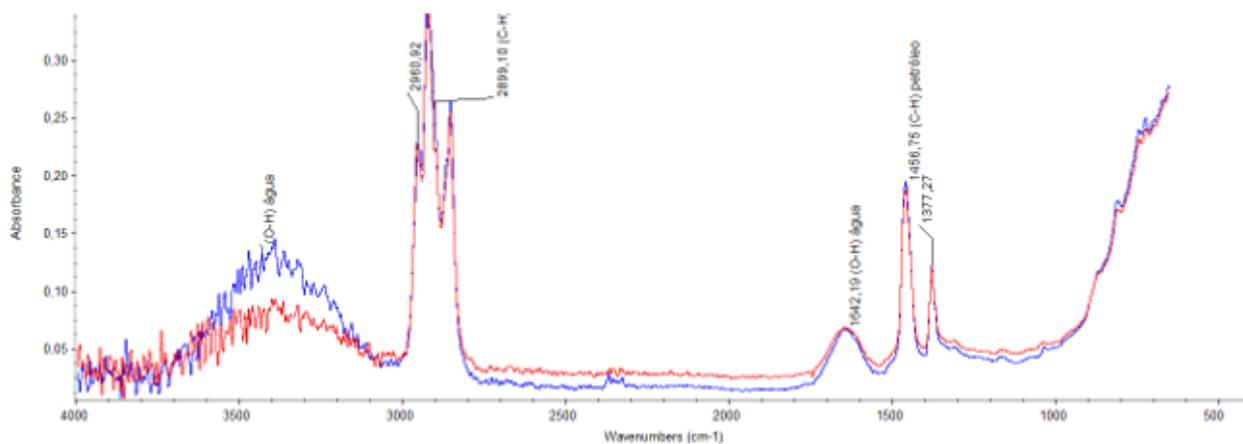


Figura 67. Espectros comparativos das amostras a 25°C sem desemulsificante, em azul e com desemulsificante, em vermelho.

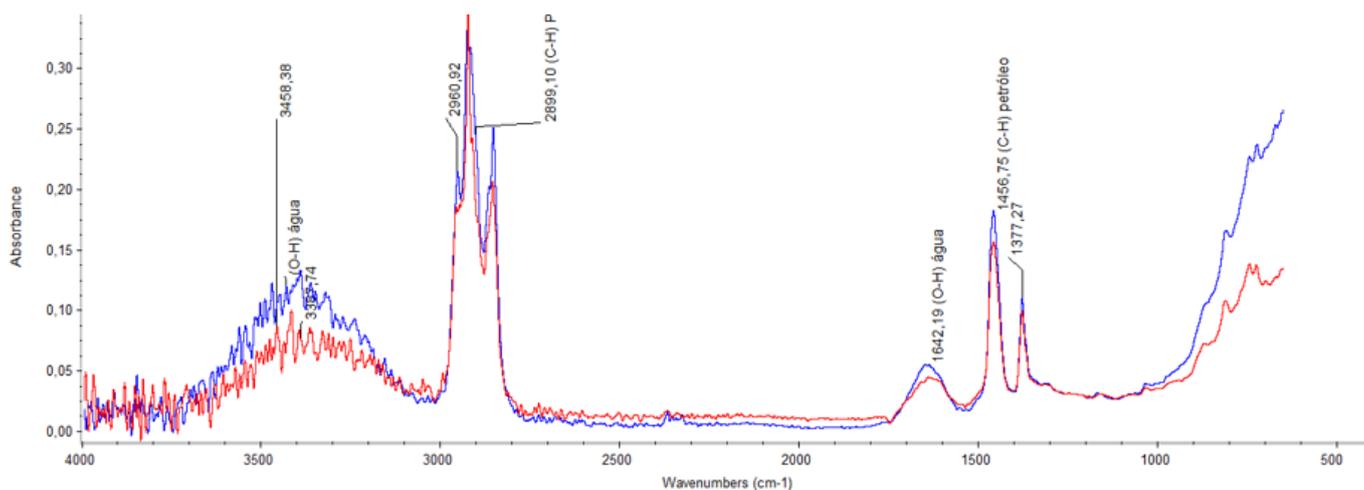


Figura 68. Espectros comparativos das amostras a 55°C sem desemulsificante, em azul e com desemulsificante, em vermelho.

4.9. TESTE ÂNGULO DE CONTATO

Através do software Imagem, encontrou-se o ângulo de contato das amostras ensaiadas.

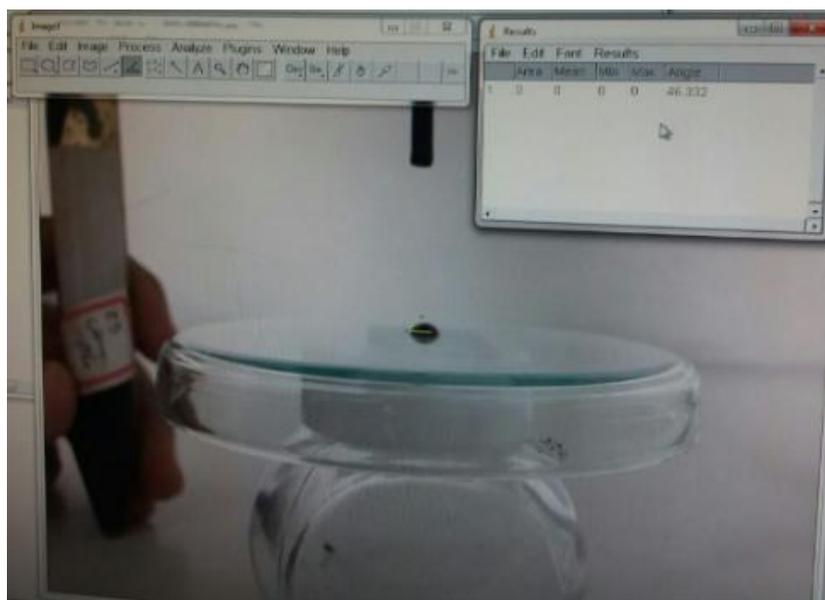


Figura 69. Indicação do ângulo de contato via software Imagem.

A partir dos resultados encontrados no software, construiu-se as tabelas em sequência:

Tabela 7. Resultados das áreas dos picos referentes ao grupo funcional OH.

Amostra	Ângulo de contato (°)	Classificação
70P/30A a 55°C	56,31	Hidrofílica
70P/30A a 55°C C/ Desemulsificante	37,65	Hidrofílica
70P/30A a 25°C	46,32	Hidrofílica
70P/30A a 25°C C/ Desemulsificante	22,16	Hidrofílica

Todas as quatro amostras presentes na tabela acima são hidrofílicas. Houve aumento do ângulo de contato a medida que se aqueceu as amostras sem desemulsificante. Ocorreu a diminuição do ângulo de contato ao adicionar o desemulsificante nas amostras de mesma temperatura. Assim, observa-se que as amostras com maiores ângulos de contato são menos hidrofílicas, ou seja, tem maior presença de óleo, mostrando assim que houve maior separação da água.

Tabela 8. Resultados das áreas dos picos referentes ao grupo funcional OH.

Amostra	Ângulo de contato (°)	Classificação
90P/10A a 55°C	27,90	Hidrofílica
90P/10A a 45°C	30,61	Hidrofílica
90P/10A a 35°C	33,25	Hidrofílica
90P/10A a 25°C	36,29	Hidrofílica

As quatro amostras presentes na tabela acima também são hidrofílicas, porém houve diminuição do ângulo de contato, conforme aumentou a temperatura. Assim, observa-se que as amostras com menores ângulos são as que possuem menor quantidade de água.

4.10. MICROSCOPIA ÓPTICA

As imagens obtidas via microscopia de seis amostras de interfaces são apresentadas na figura a seguir:

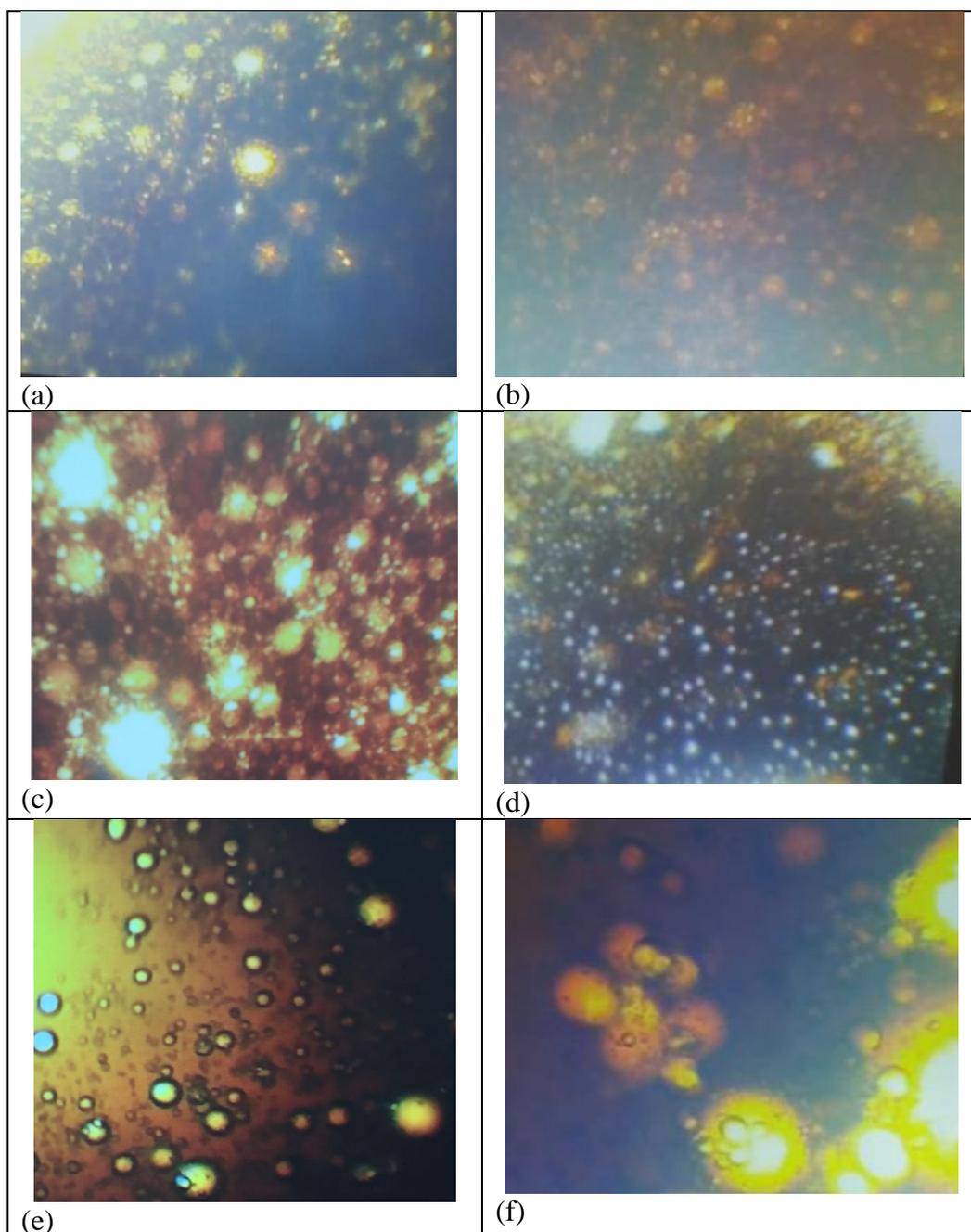


Figura 70. Micrografias:(a) Amostra 70%P/30^a a 25°C. (b) Amostra 70%P/30^a a 25°C com desemulsificante. (c) Amostra 70%P/30^a a 35°C. (d) Amostra 70%P/30^a a 45°C. (e) Amostra 70%P/30^a a 55°C. (f) Amostra 70%P/30^a a 55°C com desemulsificante.

As regiões claras são referentes à água e as regiões escuras referentes ao petróleo. Observando as amostras a 25°C, a primeira sem desemulsificante e a segunda com, nota-se que a segunda apresenta menos regiões claras, ou seja, houve mais separação de água do petróleo.

Analisando as amostras a 55°C, a primeira sem desemulsificante e a segunda com, nota-se que a segunda também apresenta menos regiões claras. Assim o efeito do desemulsificante é mais uma vez significativo.

Comparando as quatro amostras sem a presença do desemulsificante, observou-se que quanto menor a temperatura maior a quantidade de água presente na interface das emulsões.

Para complementar tudo o que foi discutido até aqui, montou-se a seguinte tabela que apresenta os resultados das áreas de picos referentes a água juntamente com os resultados dos ângulos de contato medidos. Houve diminuição do ângulo de contato, conforme aumentou a temperatura. Assim, desconsiderando as amostras com o desemulsificante, observa-se que as amostras com menores ângulos são as que possuem menor quantidade de água.

Tabela 9. Resultados das áreas dos picos referentes ao grupo funcional OH e ângulos de contatos.

Amostra	Área do pico referente à região da água	Ângulo de contato (°)
70P/30A a 55°C	31,31	56,31
80P/20A a 55°C	16,11	--/--
90P/10A a 55°C	7,8	27,90
70P/30A a 45°C	41,84	--/--
80P/20A a 45°C	30,23	--/--
90P/10A a 45°C	15,42	30,61
70P/30A a 35°C	18,09	--/--
80P/20A a 35°C	17,12	--/--
90P/10A a 35°C	14,43	33,25
70P/30A a 25°C	28,82	46,32
80P/20A a 25°C	17,02	--/--
90P/10A a 25°C	15,5	36,29
70P/30A a 55°C C/ Desemulsificante	5,44	37,65
70P/30A a 25°C C/ Desemulsificante	13,24	22,16

5. CONCLUSÃO

Os testes de caracterização físico-químicas do petróleo e a água do mar realizados nos Laboratórios do Galpão – FGA, mostram-se relevantes nos estudos iniciais do projeto, sendo estes: grau API, pH, densidade, viscosidade, teor de sólidos totais dissolvidos e cloretos.

Para a construção do sistema separador bifásico aquecido com energia solar térmica foi importante previamente projetá-lo no software CATIA.

Testes simples foram implementados no Laboratório, tais como: microscopia óptica, medição da área de pico na região da água (3900-3045 cm^{-1}) no espectro infravermelho e medição do ângulo de contato. Estes se mostraram bastante úteis no estudo da eficiência de separação das emulsões.

O estudo da estabilidade das interfaces com diferentes proporções de petróleo/água (70/30, 80/20 e 90/10) a diferentes temperaturas (25°C, 35°C, 45°C e 55°C), foram importantes na avaliação destas misturas e na eficiência da separação, sendo que em todas estas misturas a maior eficiência foi obtida a 55°C, o que concorda com a literatura.

Avaliou-se o efeito do aditivo desemulsificante óxido de etileno (comercialmente utilizado), sendo efetivamente observado como adição de baixos teores de aditivo (100 ppm), a emulsão é desestabilizada provocando a máxima separação da água do óleo.

Verificou-se no sistema construído com aquecimento solar térmico ocorreu a maior quantidade de água separada do petróleo devido à desestabilização da emulsão, ou seja, separação da interface água/petróleo no sistema proposto, isto ocorreu na temperatura de 53°C.

Acredita-se na viabilidade do sistema proposto, na inovação e na implementação na indústria petrolífera por utilizar uma fonte de energia renovável acarretando um ganho ambiental, acredita-se também na diminuição do custo do transporte (pois menos água será transportada) e não precisar da adição de aditivos desemulsificante, diminuindo os custos operacionais.

O sistema separador bifásico com aquecimento solar térmico tem potencial para aplicação futura, por exemplo, mitigar acidentes de contaminação de petróleo em água do mar.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGRIZZI, A.D. Análise dos Impactos Ambientais Decorrentes da Exploração e Produção de Petróleo no Brasil. **Universo do Petróleo e Gás**, v.02, n.4, p.5-20, 2011.

BARUZZI, J.O.A.; FAGUNDES, J.R.N. e CAETANO, E.F. “**Previsão das Condições Operacionais do SBMS-500 no Poço 7-MRL-72D-RJS**” (relatório técnico parcial). Petrobras/Cenpes, 2001.

BRASIL, N.I do, ARAÚJO, M.A.S., DE SOUSA, E.C.M. **Processamento Primário de Petróleo e Gás**. Rio de Janeiro: LTC, 2011.

CAMUSO D, **Desenho e manufatura auxiliado por computador**. São Paulo: SENAI, 2007.

CHIA, S. Ricketts. **Basic Techniques and Experiments in Infrared and FTIR Spectroscopy**. 1984.

FARIAS, R. F. de. **Introdução à química do petróleo**. Rio de Janeiro: Ciência Moderna, 2008.

GAMA, M.S, Afonso, J.C. **De Svant Arrhenius ao peagâmetro digital: 100 anos de medida de acidez**. Originalmente publicado em Química Nova, vol. 30, n. 1, 2007.

GOLDEMBERG J **Energia, meio ambiente & desenvolvimento**. São Paulo: EDUSP, 1998.

GUIMARÃES, M.F, MENDES R.F.L.; PILER, C.W.C. **Efeito do Ângulo de Contato e a Atividade de Água em Filmes de Amido com Polpa de Fruta**. III Simpósio Brasileiro de Pós Colheira.SPC 2011.

KREITH F, BOHN MS; **Princípios de transferências de calor**. São Paulo: Pioneira Thomson Learning, 2003

MICHALSKI, L.; ECKERSDORF, K.: MCGEE, J.; **Temperature Measurement**, 2nd ed., John Wiley & Sons: Nova Iorque, 2001.

RODRIGUES D, MATAJS R. ; **Um banho de sol para o Brasil**. São Pulo: Vitae Civillis, 2005

RODRIGUES D, **Introdução ao sistema de aquecimento solar**. Brasília: Ministério do Meio Ambiente, 2010

ROSA, A. J. CARVALHO, R. S., XAVIER, J. A. D. **Engenharia de reservatórios de petróleo**. Rio de Janeiro: Interciência, 2006.

SILVA, R.P. **Geração e Caracterização Reológica de Emulsões de Água em Óleo Pesado para Aplicações em Projeto de Separadores Gravitacionais**. Universidade Estadual de Campinas. São Paulo 2004.

SILVA, W.A.; PEREIRA, J.; CARVALHO, C.W.P.; FERRUA, F.Q. **Determinação da Cor, Imagem Superficial Topográfica e Ângulo de Contato de Filmes de Diferentes Fontes de Amido**. Ciência Agrotécnica, v. 31, n. 1, p. 154-163, 2007.

TAKAYAMA R. T. **Modelagem e simulação de processos em plataformas offshore** São Paulo: Universidade de são puto escola politécnica 2008.

THOMAS, J. E. **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**. 2. ed. Rio de Janeiro: Interciência: Petrobras, 2004.

VAN WYLEN, G. J. ; SONNTAG, R. E. ; BORGNAKKE C. **Fundamentos da termodinâmica**. São Paulo: Edgard Blütcher , 2003.

WALISIEWICZ, M. **Energia alternativa**. Mais ciência, São Paulo: Publifolha, 2008.

ANEXOS

A seguir encontram-se todos os espectros no infravermelho obtidos durante a realização deste trabalho, que foram utilizados para o cálculo da área de pico da região referente a água (grupo funcional O-H).

Os espectros são das amostras analisadas nas diferentes proporções 70%Petróleo/30%Água, 80%Petróleo/20%Água e 90%Petróleo/10%Água nas 4 diferentes faixas de temperaturas 25°C, 35°C, 45°C e a 55°C.

Encontra-se presente o espectro do Óxido de Etileno, que foi utilizado como agente desemulsificador. E também estão disponíveis os espectros das amostras de 70%Petróleo/30% a 25°C e a 55°C com a presença do desemulsificante.

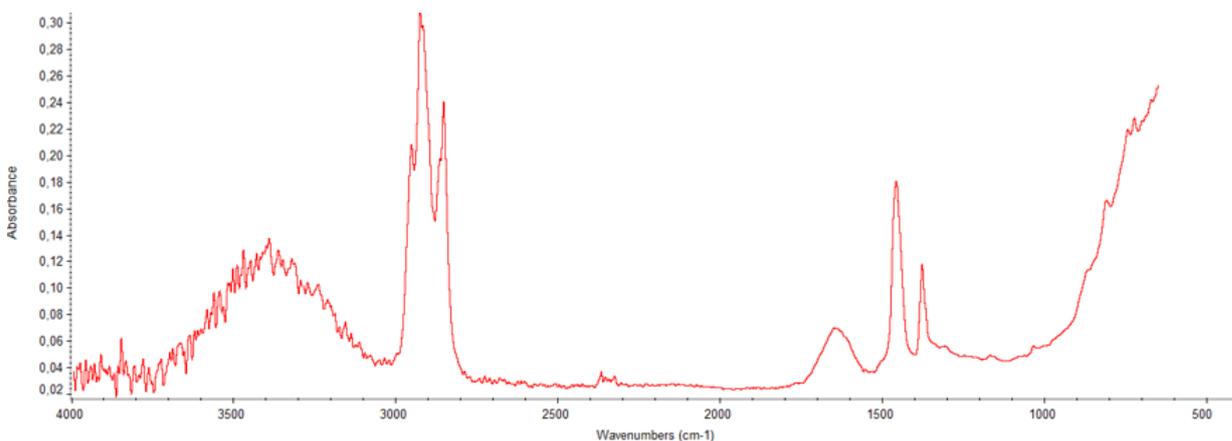


Figura 71. Espectro amostra 70%P/30%A a 25°C.

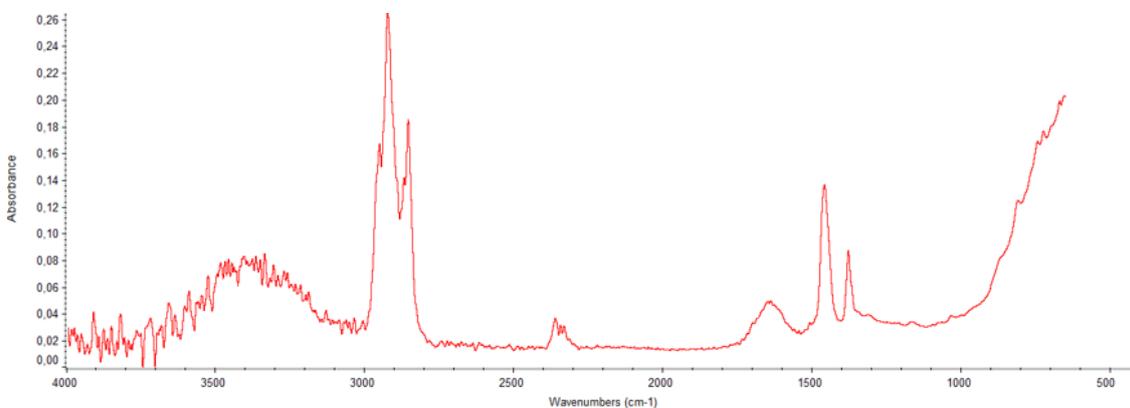


Figura 72. Espectro amostra 80%P/20%A a 25°C.

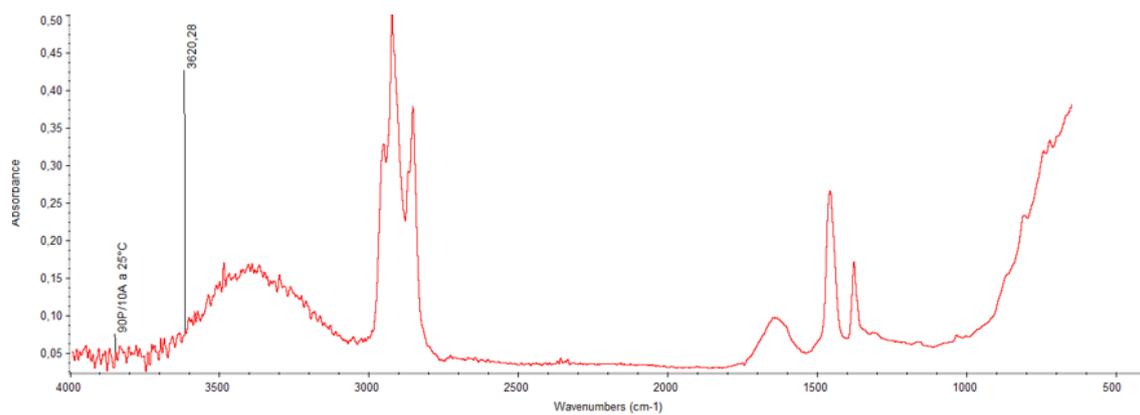


Figura 73. Espectro amostra 90P/10A a 25°C.

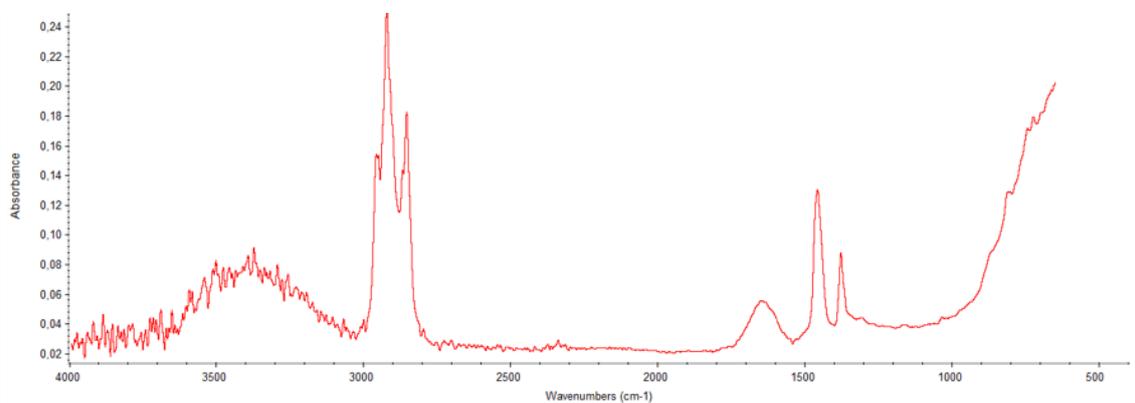


Figura 74. Espectro amostra 70P/30A a 35°C.

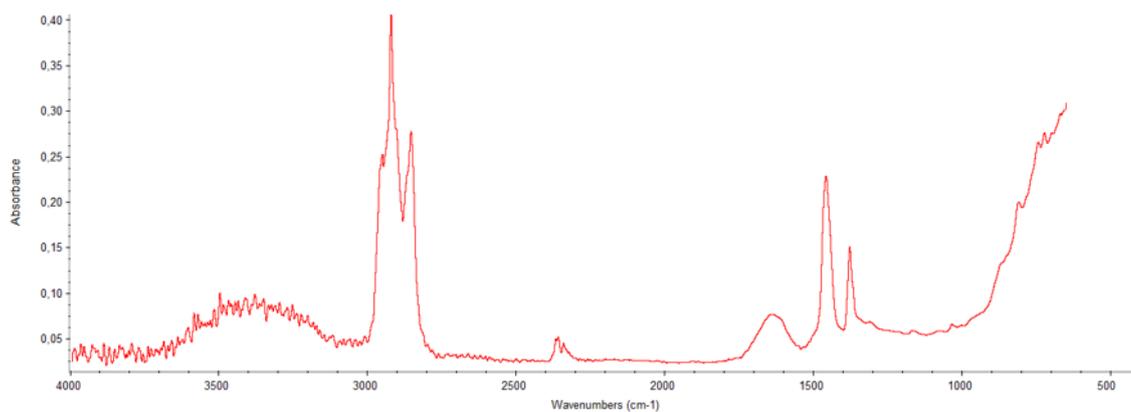


Figura 75. Espectro amostra 80P/20A a 35°C.

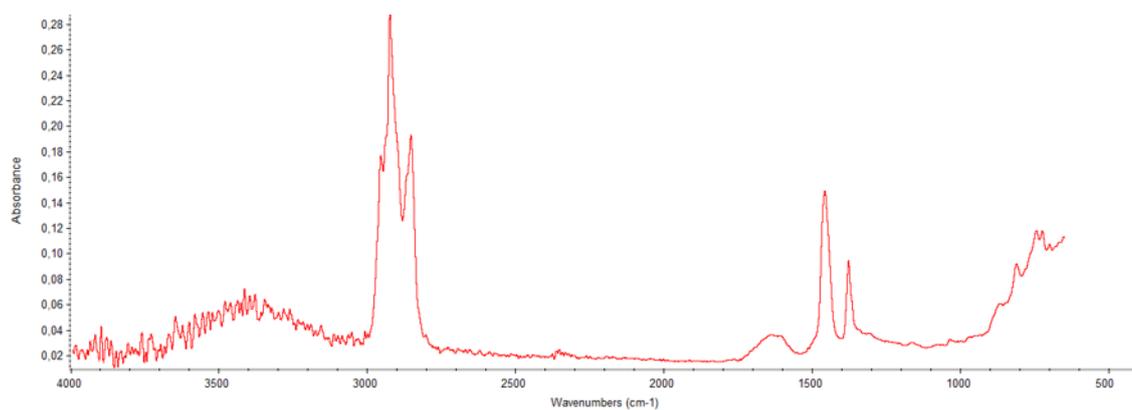


Figura 76. Espectro amostra 90%P/10%A a 35°C.

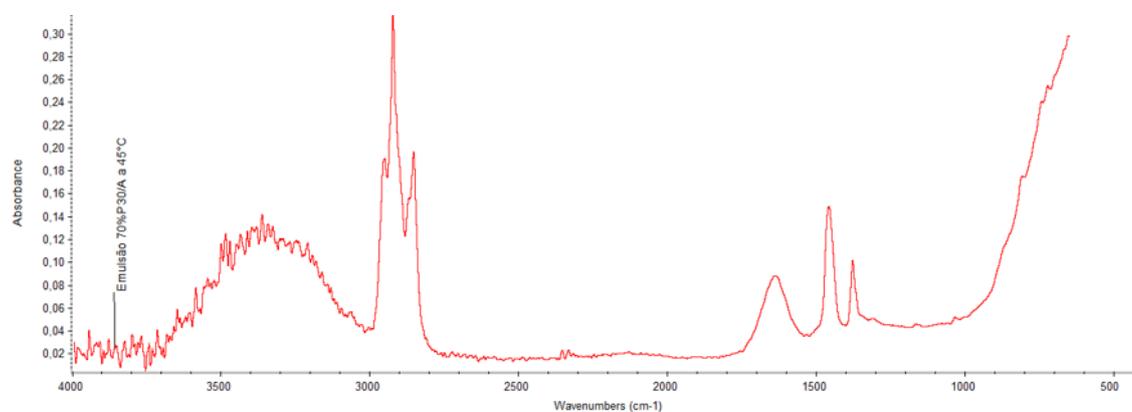


Figura 77. Espectro amostra 70%P/30%A a 45°C

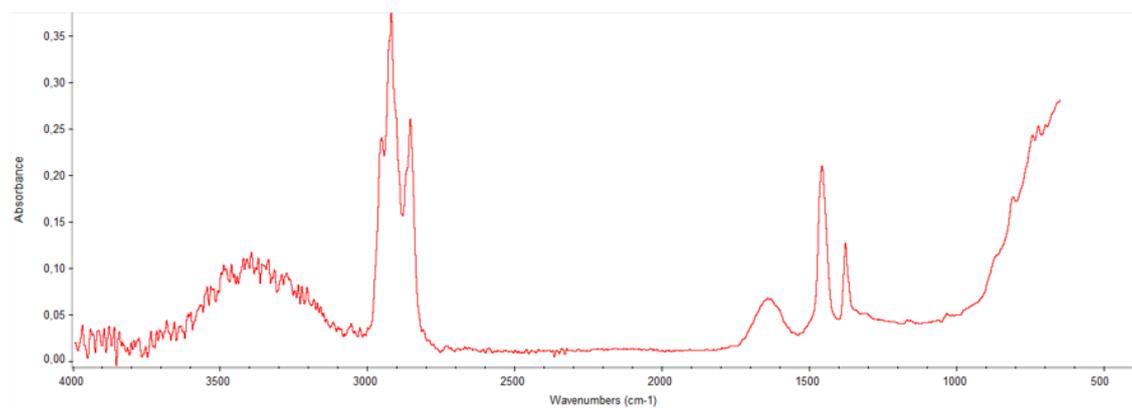


Figura 78. Espectro amostra 80%P/20%A a 45°C.

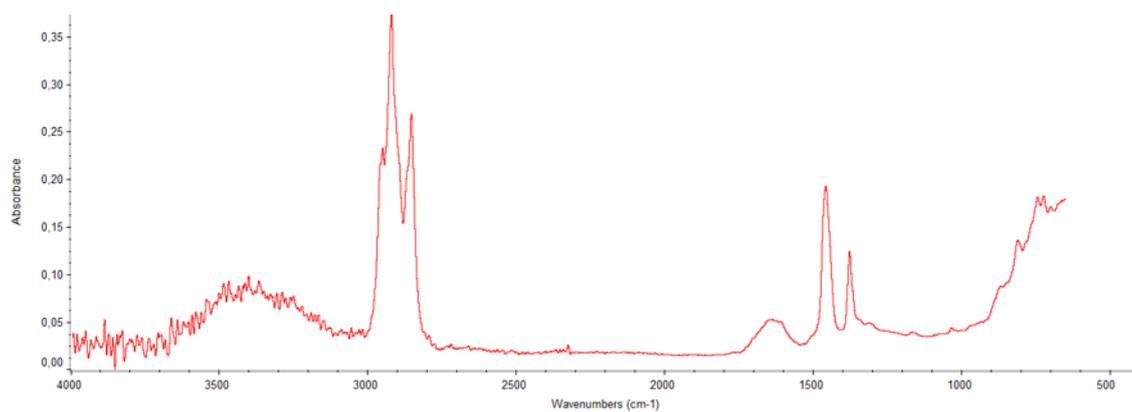


Figura 79. Espectro amostra 90%P/10%A a 45°C.

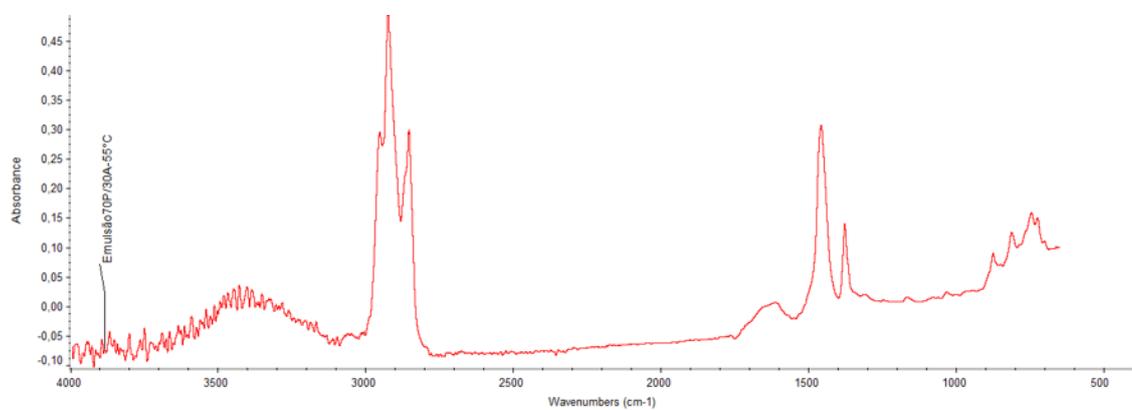


Figura 80. Espectro amostra 70%P/30%A a 55°C

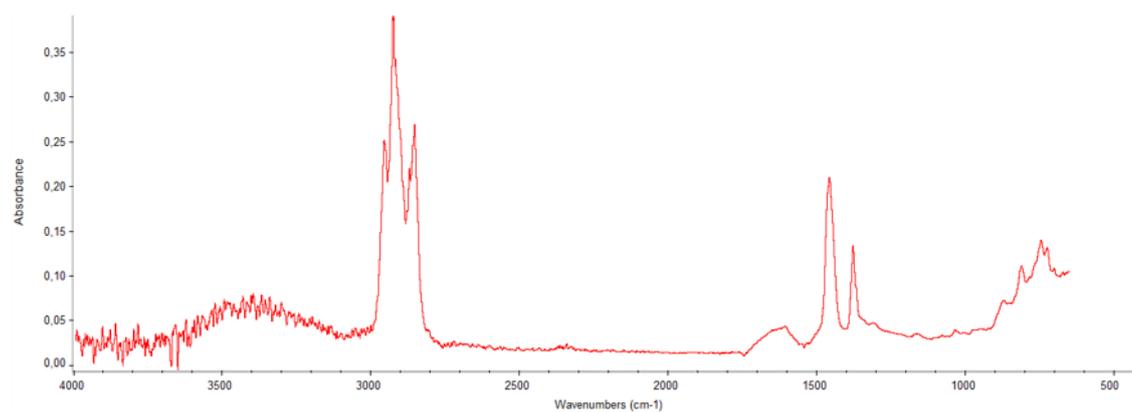


Figura 81. Espectro amostra 80%P/20%A a 55°C

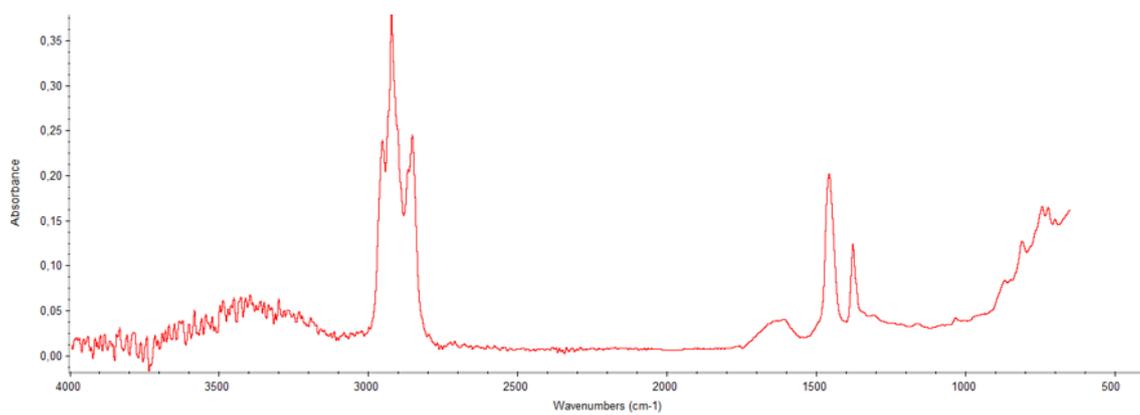


Figura 82. Espectro amostra 90%P/10%A a 55°C.

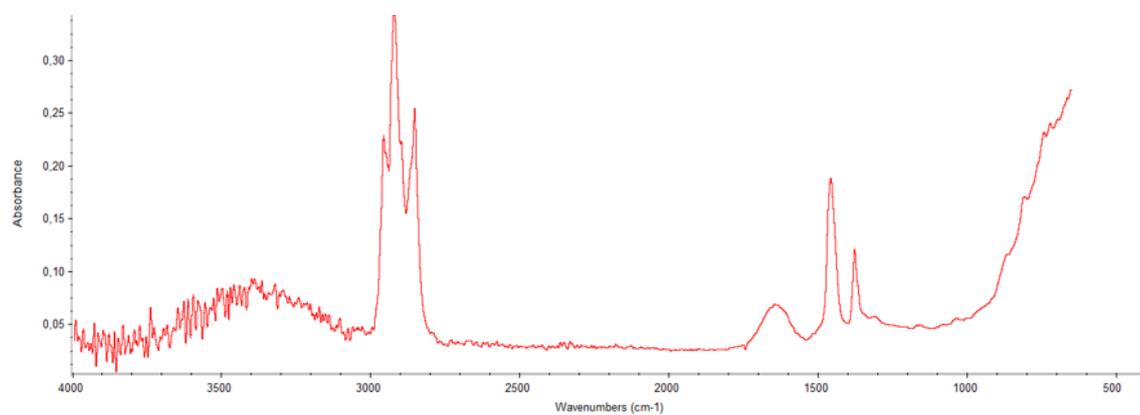


Figura 83. Espectro amostra 70%P/30%A a 25°C com desmulsificante.

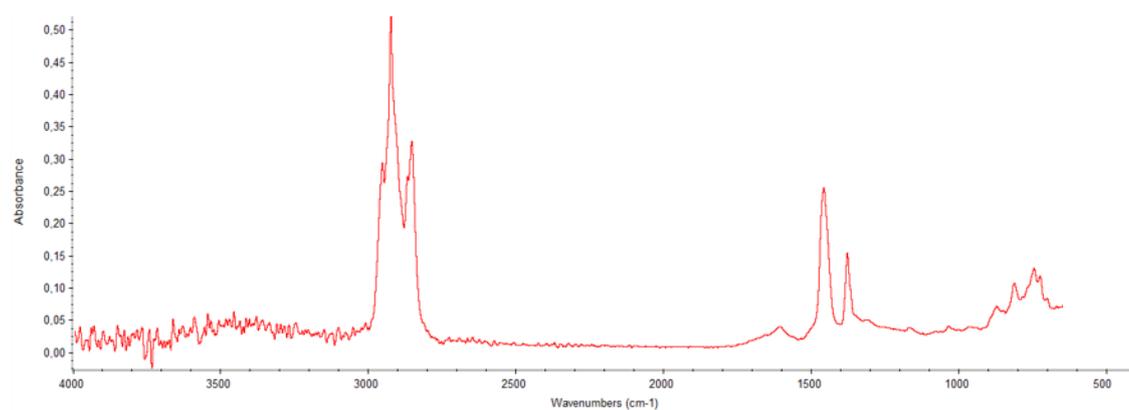


Figura 84. Espectro amostra 70%P/30%A a 55°C com desmulsificante.

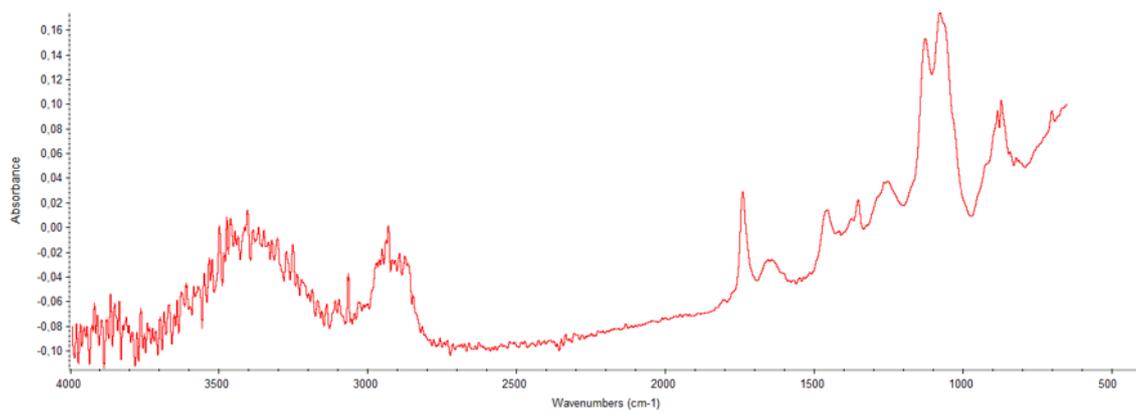


Figura 85. Espectro Óxido de Etileno.