

Monografia de Graduação

OBTENÇÃO E ESTUDO DAS PROPRIEDADES DE NOVAS FORMULAÇÕES DE FLUIDOS DE CORTE MICROEMULSIONADOS

Ana Paula Justino Soares

Natal, fevereiro de 2010

Ana Paula Justino Soares

***OBTENÇÃO E ESTUDO DAS PROPRIEDADES DE NOVAS
FORMULAÇÕES DE FLUIDOS DE CORTE
MICROEMULSIONADOS.***

Monografia apresentada ao Programa de Recursos Humanos
PRH 14 – ANP, Departamento de Engenharia Química da
Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Área de
Concentração em Química.

Orientadora: Prof^a. Dra. Tereza Neuma de Castro Dantas

Co-orientador: Prof. Dr. Afonso Avelino Dantas Neto

Colaboradora: Cláudia Alves de Souza Muniz

Natal – RN

2010

“Não basta ensinar ao homem uma especialidade. Porque se tornará assim uma máquina utilizável, mas não uma personalidade. É necessário que adquira um sentimento, um senso prático daquilo que vale a pena ser empreendido, daquilo que é belo e do que é moralmente correto”.

Albert Einstein.

DEDICATÓRIA

Esta monografia é dedicada:

*A **Deus** por ter me ajudado em todos os momentos, me dando proteção, força e sabedoria para superar todas as dificuldades, que se apresentaram durante esta caminhada.*

*Aos meus pais **Elizabeth Cristina J. Soares** e **Francisco Costa Soares**, que estão sempre do meu lado em todos os momentos da minha vida, pelo amor, educação, apoio e confiança que em mim depositaram.*

*A minhas irmãs **Elaine** e **Márcia**, meu irmão **Dagoberto** e sua esposa **Kênia**, pelo carinho e apoio em todos os momentos dessa caminhada. E aos meus sobrinhos **Ianne**, **Daniel**, **Késia**, **Cauã** e **Lucas**, pela alegria que proporcionam a minha vida.*

*A meu amado namorado **David**, que com muito carinho, compreensão e paciência, ajudou-me e incentivou-me a concluir esse trabalho.*

*As minhas amigas, **Cláudia**, **Ítalla**, **Jéssica**, **Erileide**, **Ellen**, **Cássia** e **Gil**, pela amizade e companheirismo.*

*As minhas amigas **Joianne**, **Kailla** e **Jailma**, pela amizade. Vocês foram minha segunda família.*

AGRADECIMENTOS

A Deus, por ter me proporcionado a oportunidade de realizar esta monografia e concluí-la.

Ao Professor Doutor Afonso Avelino Dantas Neto, o meu agradecimento pela amizade e orientação no desenvolvimento desse trabalho.

A Professora Doutora Tereza Neuma de Castro Dantas, pela orientação e dedicação no desenvolvimento desse trabalho, e pelas diversas oportunidades que me proporcionou de crescimento individual e profissional.

A Doutora Cláudia Alves de Sousa Muniz, pelo apoio no desenvolvimento deste trabalho, assim como na minha formação acadêmica, pela sua amizade e conhecimentos compartilhados durante os quatro anos de nobre convivência.

Aos alunos de iniciação científica Hudson e Renata pela ajuda na parte experimental.

Aos colegas e amigos do Laboratório de Tecnologia de Tensioativos pelo apoio e troca de conhecimentos.

Aos meus amigos de graduação: Aécio, Ferré, Gilmar, Ítalla, Jairton, Rafael e Thomás por me ajudarem a atravessar as dificuldades encontradas durante o curso.

A Agência Nacional de Petróleo – ANP, em especial ao PRH-14, pelo apoio financeiro e por incentivar os estudos na área de petróleo e gás.

A MIRACEMA – Nuodex Indústria Química Ltda pelo fornecimento dos aditivos para a realização deste trabalho.

A LUBNOR – Lubrificantes e Derivados de Petróleo do Nordeste, Brazil pelo fornecimento do óleo.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	2
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	5
2.1. Fluidos de Corte.....	5
2.1.1. Definição	5
2.1.2. Classificação dos fluidos de corte	5
2.1.3. Base dos fluidos de corte	6
2.1.4. Funções dos fluidos de corte	7
2.1.5. Propriedades dos fluidos de corte.....	7
2.1.6. Aditivos utilizados em fluidos de corte	9
2.2. Tensoativos	10
2.2.1. Definição	10
2.2.2. Classificação dos tensoativos	11
2.2.3. Propriedades dos tensoativos.....	12
2.2.3.1. Formação de micelas.....	12
2.2.3.2. Concentração Micelar Crítica.....	12
2.3. Microemulsão	13
2.3.1. Definição	13
2.3.2. Estrutura das microemulsões.....	13
2.3.3. Sistemas de Winsor	14
2.3.4. Diagramas de representação das fases das microemulsões.....	15
2.3.5. Parâmetros que influenciam no comportamento das regiões de microemulsão	16
2.3.5.1. Temperatura	16
2.3.5.2. Salinidade.....	16
2.3.5.3. Natureza do óleo.....	16
3. METODOLOGIA.....	18
3.1. Materiais e métodos	18
3.2. Aditivos utilizados	19
3.3. Determinação das regiões de microemulsão.....	20
3.4. Procedimento para escolha dos pontos nas regiões de microemulsão para posterior análise físico-química.....	21
3.5. Caracterização físico-química.....	22
3.5.1. Corrosão (ASTM D130).....	22

3.5.2.	Densidade	23
3.5.3.	Índice de acidez total	24
3.5.4.	Viscosidade.....	25
3.5.5.	Estabilidade Acelerada	25
4.	RESULTADOS E DISCUSSÃO	27
4.1.	Determinação das regiões de microemulsão.....	27
4.2.	Escolha dos pontos para caracterização físico-química.....	29
4.3.	Caracterização físico-química das microemulsões	30
4.3.1.	Corrosão	30
4.3.2.	Densidade	31
4.3.3.	Índice de acidez	32
4.3.4.	Viscosidade.....	33
4.3.5.	Estabilidade Acelerada	38
5.	CONCLUSÕES.....	41
6.	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	43

Lista de Figuras

Figura 1 - Representação esquemática de uma molécula tensoativa.....	10
Figura 2 - Classificação dos tensoativos segundo a estrutura química. (a) monocatenário, (b) bicatenário, (c) tricatenário, (d) gemiado, (e) bolaformes com cadeias simples e duplas e (f) assimétrico.....	11
Figura 3 - Representação de microemulsões (O/A, A/O e bicontínuas)	13
Figura 4 - Representação da classificação de Winsor em diagramas pseudoternários...	14
Figura 5 - Diagrama ternário (a) e diagrama quaternário (b) representando sistemas microemulsionados.....	15
Figura 6 - Diagrama da região de microemulsão	21
Figura 7 - Lâminas do conjunto padrão ASTM D130.....	22
Figura 8 - Princípio de medição do equipamento de sedimentação.....	25
Figura 9 - Representação do Diagrama 1.....	27
Figura 10 - Representação do Diagrama 2.....	28
Figura 11 - Viscosidade da microemulsão (ME1).....	33
Figura 12 - Viscosidade da microemulsão (ME2).....	33
Figura 13 - Viscosidade da microemulsão (ME3).....	34
Figura 14 - Viscosidade da microemulsão (ME4).....	34
Figura 15 - Viscosidade da microemulsão (ME5).....	34
Figura 16 - Viscosidade da microemulsão (ME6).....	35
Figura 17 - Viscosidade da microemulsão (ME2).....	35
Figura 18 - Viscosidade da microemulsão (ME3).....	36
Figura 19 - Viscosidade da microemulsão (ME4).....	36
Figura 20 - Viscosidade da microemulsão (ME5).....	36
Figura 21 - Viscosidade da microemulsão (ME6).....	37
Figura 22 – Curvas de porcentagem de transmissão em função da posição das microemulsões do diagrama 1.....	38
Figura 23 - Curvas de porcentagem de transmissão em função da posição das microemulsões do diagrama 2.....	39

Lista de Tabelas

Tabela 1 - Características dos óleos parafínicos e naftênicos. 6

Tabela 2 - Classificação de Winsor para sistemas microemulsionados..... 14

Tabela 3 - Reagentes e solventes utilizados 18

Tabela 4 - Caracterização físico-química do óleo mineral naftênico (NH20)..... 19

Tabela 5 - Classificação de lâminas de cobre quanto aos padrões de corrosão (ASTM D130). 23

Tabela 6 - Valores do grau de corrosão das microemulsões do Diagrama 1..... 30

Tabela 7 - Valores do grau de corrosão das microemulsões do Diagrama 2..... 31

Tabela 8 – Resultados da densidade das microemulsões do Diagrama 1..... 31

Tabela 9 - Resultados da densidade das microemulsões do Diagrama 2. 31

Tabela 10 - Valores índice de acidez das microemulsões do Diagrama 1. 32

Tabela 11 - Valores da viscosidade das microemulsões do Diagrama 1..... 35

Tabela 12 - Valores da viscosidade das microemulsões do Diagrama 2..... 37

SOARES, Ana Paula Justino – Obtenção e Estudo das Propriedades de Novas Formulações de Fluidos de Corte Microemulsionados. Monografia, UFRN, Programa de Recursos Humanos PRH 14 – ANP, Departamento de Engenharia Química, Área de Concentração em Química. Linha de Pesquisa: Tecnologia de Tensoativos e Processos de Separação, Natal – RN, Brasil.

Orientadora: Prof^ª. Dra. Tereza Neuma de Castro Dantas

Co-orientador: Prof. Dr. Afonso Avelino Dantas Neto

Colaboradora: Cláudia Alves de Souza Muniz

RESUMO: Fluidos de corte são lubrificantes usados nas indústrias metal-mecânica que possuem composições complexas, contendo agentes químicos que variam de acordo com o tipo de operação a ser realizada e os metais a serem trabalhados. A Região Nordeste é considerada uma das maiores produtoras de óleos básicos para lubrificantes, destacando-se os óleos naftênicos. São óleos básicos minerais, que se tornam emulsionáveis pela adição de agentes emulsificantes, os quais são adicionados à água para formar emulsões do tipo óleo em água. Os fluidos de corte são utilizados nas indústrias metal-mecânica na forma de emulsões o que leva a problemas de estabilidade, pois estas são consideradas como sistemas termodinamicamente instáveis. As microemulsões são finas dispersões, cujas principais características estão relacionadas com a baixa tensão interfacial, alto poder de solubilização de substâncias tanto aquosas como oleosas e grande estabilidade. Este trabalho propõe a preparação de fluidos de corte microemulsionados, utilizando como fase oleosa o óleo naftênico, visando um melhor aproveitamento desse óleo produzido na região, bem como a diminuição dos aditivos utilizados na formulação. A primeira etapa do estudo envolveu a determinação das melhores regiões de microemulsão através da variação na razão cotensoativo/tensoativo, bem como a utilização do tensoativo sozinho e a substituição da fase aquosa (água) por uma solução contendo os aditivos. Tendo definidas as melhores regiões de microemulsão, foram escolhidos pontos dentro dessas regiões. Na segunda etapa do estudo foram realizadas a análise de algumas propriedades físico-químicas tais como: densidade, estabilidade acelerada, índice de acidez, grau de corrosão, viscosidade e tamanho de partícula. Os resultados da caracterização físico-química foram satisfatórios e apresentam-se dentro dos padrões exigidos para fluidos de corte comerciais.

Palavras - Chaves: - Fluidos de Corte, Óleo Naftênico, Microemulsão, Tensoativos e Propriedades Físico-Químicas.

ABSTRACT

Cutting fluids are lubricants used in metal-mechanical industries that have complex compositions, containing chemicals that vary with the type of operation being performed and the metals to be worked. The Northeast is considered one of the largest producers of basic oils for lubricants, especially naphthenic oils. Are basic mineral oils, which become emulsion by adding emulsifying agents, which are added to water to form emulsions of the type oil in water (O/A). The use of such naphthenic oils to obtain new formulations of cutting oils is an advantage due to the formulation of these types of lubricants are not necessarily required paraffinic base oils. The cutting fluids used in metal-mechanical industries in the form of emulsions which leads to problems of stability, since these systems are considered thermodynamically unstable. The microemulsions are fine dispersions, whose main characteristics are related to the low interfacial tension, high solubilization power of both aqueous and oily substances and great stability. This work proposes the development of cutting fluids microemulsionados, using oil as the oily phase hydrocarbons, to a better use of the oil produced in the region and the decrease of the additives used in the formulation. The first stage of the study involved determining the best regions of microemulsion through the variation in the ratio cosurfactant / surfactant, and the use of surfactant alone and the replacement of the aqueous phase (water) with a solution containing the additives. Having defined the best of microemulsion regions was chosen points within these regions. In the second stage of the study were the analysis of some physic-chemical properties such as conductivity, density, accelerated stability, acidity index, degree of corrosion, viscosity, particle and size The results of physical-chemical obtained with microemulsions prepared from the new cutting fluids have been satisfactory and within the standards required for commercial cutting fluids.

Key-Words:

- *Cutting Fluids, Naphthenic Oil, Microemulsion, Surfactant and Physical and Chemical Properties.*

CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO

1. INTRODUÇÃO

Fluidos de corte são lubrificantes usados nas indústrias metal-mecânica que possuem composições complexas, contendo agentes químicos que variam de acordo com o tipo de operação a ser realizada e os metais a serem trabalhados.

Os óleos lubrificantes são largamente utilizados como resfriadores, como lubrificantes para melhorar o acabamento das superfícies metálicas, reduzir o desgaste de ferramentas e protegê-las contra a corrosão, sendo ainda utilizados como fluidos de corte biestáveis, os quais apresentam grandes vantagens em relação ao equilíbrio ambiental e a saúde dos operadores que manipulam os equipamentos.

Na usinagem, seja em velocidade de corte convencional ou em alta velocidade, o uso de fluido de corte é uma opção, e quando ele é escolhido e aplicado apropriadamente, traz benefícios. A escolha apropriada de um fluido de corte deve recair naquele que possui formulação química e propriedades corretas, para atacar as adversidades de um processo de corte específico. Deve ser aplicado usando um método que permita que ele chegue o mais próximo possível da aresta de corte, dentro da interface cavaco-ferramenta, para que ele possa exercer suas funções adequadamente. Em se tratando de sistemas industriais, qualquer tentativa de aumentar a produtividade e/ou reduzir custos deve ser considerada.

O primeiro fluido utilizado como fluido de corte foi a água, porém atualmente as formulações de fluidos de corte são mais completas, no qual faz-se necessário também à utilização de substâncias que não agridam a saúde das pessoas que os manipulam bem como o meio ambiente onde o mesmo é descartado. Com isso os fluidos de corte atuais apresentam melhores propriedades refrigerantes, melhores propriedades lubrificantes, menos perigo ao operador e duram consideravelmente mais, com menos problemas de armazenagem do que os fluidos de corte de gerações passadas.

Apesar dos fabricantes de máquinas especificarem os lubrificantes para o uso na manutenção de seus equipamentos, isso não significa a supressão dos problemas quanto a uma vida útil maior do equipamento em produção forçada. Há necessidade de períodos de lubrificação e parada das máquinas.

Os óleos básicos naftênicos produzidos na região nordeste não têm sido muito utilizados de acordo com a sua produção.

A indústria metal-mecânica na região é forte, o que garante um mercado significativo de óleos de engrenagens, de corte e de compressores. A utilização desses

óleos naftênicos na obtenção de novas formulações de óleos de corte é uma vantagem devido ao fato de que na formulação destes tipos de lubrificantes não são exigidos necessariamente óleos de base parafínica.

A Região Nordeste é considerada uma das maiores produtoras de óleos básicos para lubrificantes, destacando-se os óleos naftênicos. São óleos básicos minerais, que se tornam emulsionáveis pela adição de agentes emulsificantes, os quais são adicionados à água para formar emulsões do tipo óleo em água (O/A) (Muniz, 2008). A composição dos fluidos de corte contém outros aditivos, como: anticorrosivos, biocidas e antiespumantes.

Os fluidos de corte são utilizados nas indústrias metal-mecânica na forma de emulsões o que leva a problemas de estabilidade, pois estas são consideradas como sistemas termodinamicamente instáveis.

Microemulsões se formam a partir de uma aparente solubilização espontânea de dois líquidos imiscíveis (água, óleo) na presença de um tensoativo e, se necessário, um cotensoativo, sendo caracteristicamente sistemas dispersos (microgotículas dispersas), monofásicos, termodinamicamente estáveis, transparentes ou translúcidos, com baixíssima tensão interfacial e com capacidade de combinar grandes quantidades de dois líquidos imiscíveis em uma única fase homogênea.

As microemulsões diferem das emulsões devido o seu aspecto transparente e pelo fato de possuírem grande estabilidade termodinâmica. Baseado neste contexto, este trabalho propõe a preparação de fluidos de corte microemulsionados, utilizando como fase oleosa o óleo naftênico, visando um melhor aproveitamento desse óleo produzido na região, bem como a diminuição dos aditivos utilizados na formulação. E a caracterização dessas microemulsões pelo estudo de algumas propriedades físico-químicas.

Esta monografia divide-se em cinco capítulos. No Capítulo 1 mostrou-se uma introdução geral. No Capítulo 2 apresenta-se uma revisão bibliográfica sobre fluidos de corte, tensoativos e suas propriedades e microemulsões. O Capítulo 3 contempla as metodologias empregadas durante a realização deste trabalho. Os resultados e discussões são apresentados no Capítulo 4, seguido das conclusões no capítulo 5.

CAPÍTULO 2 – REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1. Fluidos de Corte

2.1.1. Definição

Os fluidos de corte podem ser definidos como qualquer fluido usado para corte ou usinagem de metais. São composições muito complexas que variam de acordo com a operação na qual o mesmo será empregado e com os metais que serão utilizados (Runge e Duarte, 1990).

2.1.2. Classificação dos fluidos de corte

O primeiro fluido de corte utilizado como refrigerante com o intuito de controlar o aquecimento na região de corte foi à água que ainda é utilizada até hoje em operações de pouca precisão. Entretanto a água apresenta algumas desvantagens como a de manchar as peças em operação e provocar ferrugem em peças de origem ferrosa.

Os fluidos de corte são formulados a partir de dois fluidos básicos diferentes: a água e o óleo, podendo ser divididos em dois tipos: os aquosos e os oleosos. Existem ainda os fluidos que são formulados da mistura O/A que são as emulsões (Runge e Duarte, 1990).

- **Tipos aquosos:** são fluidos de corte formulados a partir da água. Estes fluidos conservam a característica da água de ser um líquido refrigerante e são chamados de soluções químicas. Estes fluidos oferecem uma boa proteção anticorrosiva e boa refrigeração.
- **Emulsões:** são fluidos formulados, tendo como base a água e o óleo, que são chamados óleos solúveis.
- **Óleos de corte puros:** são fluidos de corte que não apresentam misturas com a água. Podem ser chamados também de Óleos Integrais. São encontrados numa variedade muito grande em relação a sua viscosidade e níveis de aditivação. Os óleos de corte puros podem ser subdivididos, de acordo com sua formulação. Em inativos e ativos, conforme sua aplicação. Dentre os inativos têm-se os óleos

minerais, óleos graxos e os óleos compostos, já na classe dos ativos encontram-se os óleos minerais sulfurados, óleo minerais sulfurados fluidos semi-sintéticos e fluidos sintéticos.

2.1.3. Base dos fluidos de corte

Os óleos minerais são obtidos a partir da destilação do petróleo. Suas propriedades dependem da natureza do óleo cru, cuja composição, muito variada, é formada por grande número de hidrocarbonetos, pertencentes a duas classes (Santos et al., 2003).

- **Base Parafínica:** derivam do refinamento do petróleo cru parafínico de alto teor de parafinas, que resultam em excelentes fluidos lubrificantes.
- **Base Naftênica:** derivam do refinamento do petróleo cru naftênico. Esses óleos são usados como básicos para fluidos de corte.

Esses dois tipos de óleos apresentam propriedades peculiares que os indicam para umas aplicações, contra-indicando-os para outras, indicando que por ser parafínico ou naftênico ele poderá ser mais ou menos indicado para determinado fim.

A Tabela 1 mostra as principais divergências nas características normais dos óleos parafínicos e naftênicos (Carreteiro, 1998 *apud* Muniz, 2005).

Tabela 1 - Características dos óleos parafínicos e naftênicos.

Características	Parafínicos	Naftênicos
Ponto de fluidez	Alto	Baixo
Índice de viscosidade	Alto	Baixo
Resistência à oxidação	Grande	Pequena
Oleosidade	Pequena	Grande
Resíduo de carbono	Grande	Pequeno
Emulsificante	Pequena	Grande

2.1.4. Funções dos fluidos de corte

Dentre as diversas funções do fluido de corte, as primárias e mais importantes são:

- Refrigerar a ferramenta e a peça;
- Lubrificar as partes em contato (ação anti-solda);
- Reduzir os esforços de corte;
- Reduzir o desgaste da ferramenta.

Como função secundária:

- Remover os cavacos pela ação de lavagem;
- Melhorar o acabamento da superfície usinada;
- Proteger de corrosão a peça;
- Lubrificar guias e corrediças.

2.1.5. Propriedades dos fluidos de corte

Dentre as propriedades mais importantes que um fluido de corte deve apresentar para um bom desempenho na aplicação estão:

- **Calor Específico:** essa propriedade varia significativamente com a temperatura, e mostra aumentos significativos, relacionados à maior polaridade da molécula e/ou a ligação de hidrogênio presente.
- **Condutividade Térmica:** varia, assim como o calor específico, linearmente com a temperatura.
- **Propriedade anticorrosiva:** são propriedades necessárias para proteger a peça, a ferramenta e os componentes da máquina operatriz contra a corrosão.
- **Propriedades antiespumantes:** são necessárias num fluido de corte para evitar a formação de espuma persistente que possa vir a dificultar a visão do operador ou influir de forma negativa sobre a propriedade de refrigeração por meio de bolhas de ar na área de corte, pouca transferência de calor no reservatório, entre outros.

- **Propriedades antioxidantes:** essa propriedade evita que o fluido de corte se oxide prematuramente sob a ação de altas temperaturas nas operações e da forte aeração a que a peça, a máquina e a ferramenta são expostas.
- **Compatibilidade com o meio ambiente:** a compatibilidade do fluido com o meio ambiente deve ser analisada em relação à saúde humana, pois os operadores das máquinas são expostos por contato direto e por longo período de tempo a aspiração da névoa e/ou vapores formados durante a operação dos componentes da máquina. A máquina operatriz é composta de uma grande variedade de materiais, e esses devem ser compatíveis com o fluido e não podem agredir ao meio ambiente.
- **Absorção de calor:** uma alta capacidade de absorção de calor é influenciada pela viscosidade do fluido, pelo calor específico, pela condutividade térmica e em casos de fluidos aquosos, pelo calor latente de vaporização, o que influencia diretamente na propriedade de refrigeração do fluido.
- **Propriedade de lavagem e decantação de cavacos e impurezas:** os cavacos devem ser removidos o mais rápido e eficientemente possível, da área de corte, para evitar a quebra de ferramentas e danos as peças.
- **Umectação:** uma capacidade de umectação alta faz com que a superfície da peça, o cavaco e as ferramentas sejam molhados rapidamente pelo fluido e influi diretamente sobre a capacidade de refrigeração do mesmo.
- **Antidesgaste:** essa propriedade reforça a propriedade de lubrificação do óleo mineral e é proporcionada pela graxa, aditivos, entre outros componentes.
- **Antisolda ou EP:** essas propriedades são necessárias quando o poder de lubrificação e os aditivos antidesgaste não são tão eficientes que resistam sozinhos as pressões de corte muito altas.
- **Estabilidade do fluido:** esta propriedade é necessária durante a estocagem para assegurar que o produto chegue homogêneo a área de corte.

- **Odores:** é muito importante para fluidos de corte que haja ausência de odores fortes e/ou desagradáveis, pois, na operação de usinagem, grandes superfícies são expostas a atmosfera e o aquecimento durante a operação contribui ainda mais para o desprendimento de odores ao meio ambiente.
- **Precipitados:** não é bom para o fluido de corte a formação de precipitados sólidos ou de qualquer outra natureza, pois o fluido deve garantir uma livre circulação no sistema.
- **Viscosidade:** a viscosidade deve ser suficientemente baixa para assegurar a circulação do mesmo na máquina, para manter um jato de fluxo abundante na área de corte e permitir uma rápida decantação dos cavacos e de outros resíduos. Em alguns casos, porém, a viscosidade do fluido deve ser relativamente alta para que o mesmo possa exercer a sua função de lubrificante.
- **Transparência:** é necessário e indispensável que o fluido de corte possua transparência para poder permitir que o operador observe a peça durante o corte.

2.1.6. Aditivos utilizados em fluidos de corte

São produtos químicos que, adicionados aos óleos, aumentam a eficiência dos mesmos reforçando-lhes e conferindo-lhes características necessárias às exigências das máquinas modernas (Petrobrás, 1999).

- **Emulsificantes:** são produtos químicos utilizados na fabricação de fluidos de corte que conferem ao óleo mineral a propriedade de formar emulsões estáveis do tipo água em óleo ou óleo em água, nas quais o óleo mantém suas propriedades.
- **Anticorrosivos:** são substâncias químicas adicionadas aos lubrificantes para evitar o ataque de contaminantes corrosivos as superfícies metálicas. Os agentes anticorrosivos podem ser produtos resultantes da própria oxidação do óleo, como também agentes externos contidos no ar atmosférico ou no caso de motores de combustão interna, ácidos formados na combustão.

- **Biocidas:** reduzem o crescimento de microorganismos (bactérias, fungos e leveduras) em emulsões lubrificantes, evitando a rápida degradação do fluido, a quebra da emulsão, formação de subprodutos e a ocorrência de efeitos maléficos pelo contato do homem com as emulsões contaminadas.
- **Antiespumantes:** são agentes químicos que previnem e reduzem a formação de espuma estável pela aglutinação das minúsculas bolhas de ar que se encontram na superfície do óleo, com a conseqüente formação de bolhas maiores, que em contato com o ar ambiente se desfazem com maior facilidade.

2.2. Tensoativos

2.2.1. Definição

Os tensoativos são substâncias naturais ou sintéticas que possuem em sua estrutura uma parte lipofílica (ou hidrofóbica) e uma parte hidrofílica, responsáveis por sua adsorção nas interfaces líquido-líquido, líquido-gás ou sólido-líquido de um dado sistema (HUNTER, 1992).

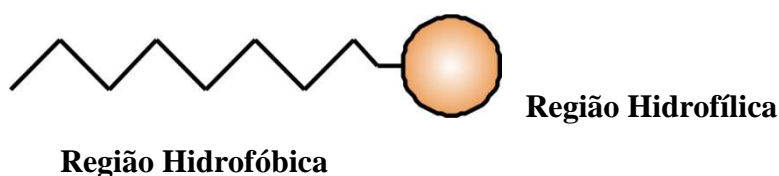


Figura 1 - Representação esquemática de uma molécula tensoativa.

Devido as suas estruturas e propriedades, substâncias tensoativas em presença de água e de óleo adsorvem-se nas interfaces orientando-se de maneira que o grupo polar fique voltado para a fase aquosa e o grupo apolar para a fase oleosa, formando um filme molecular ordenado nas interfaces, que reduz as tensões interfaciais e superficiais (HUNTER, 1992). A estabilidade deste filme depende da natureza dos grupos hidrofílico e lipofílico.

2.2.2. Classificação dos tensoativos

Pode-se classificar os tensoativos segundo a natureza de seu grupo hidrofílico ou quanto a natureza da estrutura química.

Quanto a natureza do grupo hidrofílico os tensoativos são classificados em:

- **Tensoativos iônicos:** apresentam cargas elétricas na parte hidrofílica, ao se dissociarem em água, formando íons carregados negativamente (tensoativos aniônicos) ou positivamente (tensoativos catiônicos);
- **Tensoativos não-iônicos:** esta classe de tensoativos não fornece íons em solução aquosa e a sua solubilidade em água se deve a presença, em suas moléculas, de grupamentos funcionais que possuem forte afinidade pela água;
- **Tensoativos biiônicos:** geralmente os tensoativos zwitteriônico contêm tanto carga iônica quanto catiônica e são citados como tensoativos anfóteros. No entanto, este termo não pode ser utilizado como sinônimo de zwitteriônico, já que um tensoativo anfótero é aquele que, dependendo do pH, pode ser aniônico (pH entre 9 e 10) ou catiônico (pH de 4 a 9), ou biiônicos, também conhecidos como zwitteriônico. Portanto, pode-se dizer que são compostos cujas moléculas contêm ambos os tipos de grupos;

Quanto à estrutura química dos tensoativos, estes são classificados em relação ao número de cadeias hidrocarbônicas em mono, bi e tricatenários clássicos e quanto ao número de cabeças polares e sua disposição na cadeia, em geminados, bolafomes e assimétrico com um ou mais centros quirais na cadeia polar.

Esta classificação pode ser observada na Figura 2.

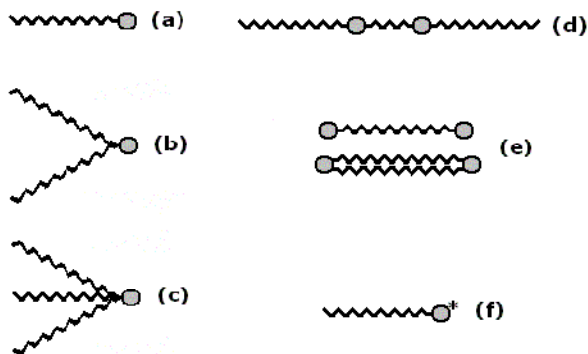


Figura 2 - Classificação dos tensoativos segundo a estrutura química. (a) monocatenário, (b) bicatenário, (c) tricatenário, (d) gemiado, (e) bolafomes com cadeias simples e duplas e (f) assimétrico.

2.2.3. Propriedades dos tensoativos

2.2.3.1. Formação de micelas

As micelas são agregados moleculares, de tamanho coloidal, em equilíbrio com as moléculas a partir das quais são formadas (DelNunzlo, 1990 *apud* Araújo, 2004).

Sua formação ocorre a partir de uma determinada concentração denominada Concentração Micelar Crítica (CMC), que em soluções aquosas os monômeros de tensoativos orientam-se preferencialmente na interface, de modo que as cabeças polares estejam direcionadas para a solução e as caudas apolares orientadas para o ar, reduzindo a tensão interfacial. À medida que se eleva a concentração de tensoativo no diluente, ocorre uma saturação da interface permitindo que os monômeros iniciem a formação espontânea das micelas, as quais encontra-se em permanente equilíbrio dinâmico.

Existem dois tipos de micelas: as micelas diretas e as micelas inversas. As micelas diretas se formam na presença de solventes polares, onde a cabeça polar do tensoativo fica orientada para o meio polar, enquanto que a cauda apolar agrupa-se no interior da micela, evitando o contato com o diluente. Já as micelas inversas são formadas em solventes apolares com as cabeças hidrofílicas voltadas para o centro e cercada pelas caudas hidrofóbicas.

2.2.3.2. Concentração Micelar Crítica

A CMC é a concentração na qual os tensoativos promovem o processo de micelização. Sua determinação é realizada através de gráficos e baseia-se no fato de que, acima de determinadas concentrações, todas as propriedades físicas da solução, tais como condutividade elétrica, tensão superficial, dispersão da luz ou índice de refração, mudam bruscamente. Esta mudança é mais rápida quanto mais alto é o número de moléculas agregadas, ou seja, o número de micelas.

Três fatores influenciam a Concentração Micelar Crítica: a natureza do tensoativo, a temperatura e a força iônica. Um aumento da parte hidrófoba da molécula diminui fortemente este valor, enquanto a natureza da parte hidrófila tem uma menor influência, quer para os tensoativos iônicos ou não iônicos. A elevação da temperatura para os iônicos ocasiona um aumento na CMC, enquanto para os não iônicos faz com que esta decresça.

2.3. Microemulsão

2.3.1. Definição

As microemulsão são sistemas auto-agregados em que o óleo e a água são homogeneamente misturados devido à presença de moléculas anfifílicas. São isotrópicas, com unidades estruturais típicas na escala do tamanho de 3-30 nanômetro, de que sua aparência transparente resulta. Diferem das emulsões convencionais não somente pelo seu tamanho estrutural muito menor, mas em particular por sua estabilidade termodinâmica, que rende sistemas muito interessantes enquanto permitem uma estabilização do abastecimento de água misturado do óleo, pela qual de outra maneira não podem ser conseguidos (Gradzielski, 2007).

2.3.2. Estrutura das microemulsões

Diversos tipos de estruturas podem existir, de acordo com a composição do meio.

O modelo estrutural clássico de uma microemulsão consiste de um grande número de microgotículas dinâmicas monodispersas em interações. Como as emulsões, as microemulsões são classificadas em óleo em água (O/A), possuindo estrutura semelhante às micelas diretas, ricas em água, e água em óleo (A/O), semelhantes às micelas inversas, ricas em óleo e bicontínuas, na qual aproximadamente iguais volumes de água e de óleo existem. O tensoativo e o volume da fase ditam o tipo de microemulsão.

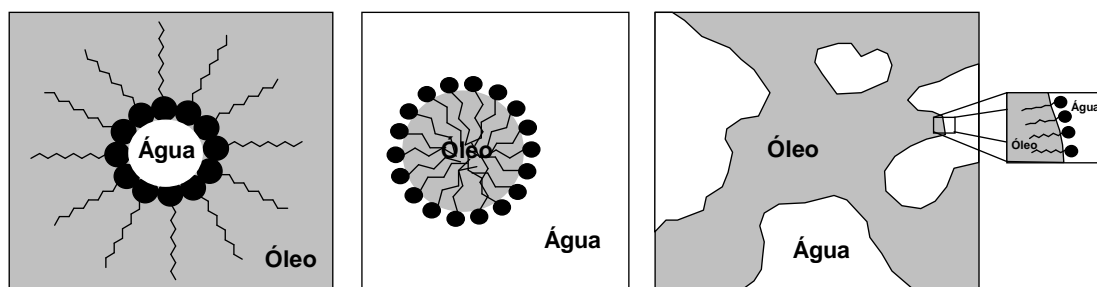


Figura 3 - Representação de microemulsões (O/A, A/O e bicontínuas)

2.3.3. Sistemas de Winsor

Winsor (1948) propôs uma classificação que define os vários equilíbrios existentes entre a microemulsão e as fases aquosa e oleosa. Em função dos equilíbrios foram estabelecidos quatro sistemas, representados na Tabela 2.

Tabela 2 - Classificação de Winsor para sistemas microemulsionados.

Tipo	Representação	Descrição
1	WI	A microemulsão O/A encontra-se em equilíbrio com uma fase oleosa em excesso.
2	WII	A microemulsão A/O encontra-se em equilíbrio com uma fase aquosa em excesso.
3	WIII	É caracterizado por um sistema trifásico, onde a microemulsão está em equilíbrio com ambas as fases, aquosa e oleosa.
4	WIV	É um sistema monofásico, em escala macroscópica, constituído apenas por microemulsão.

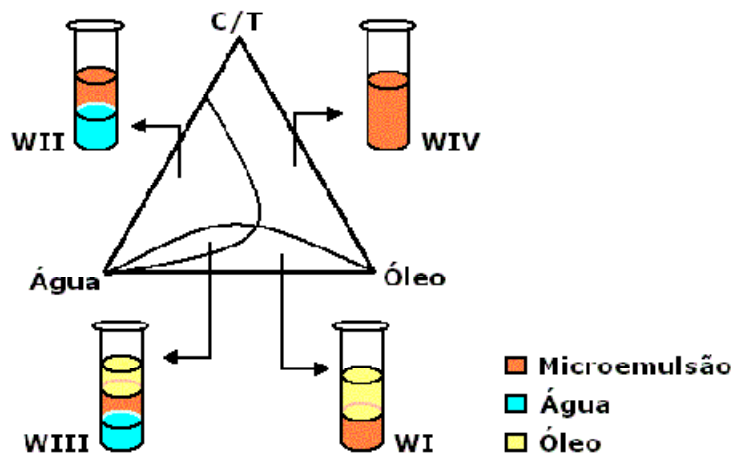


Figura 4 - Representação da classificação de Winsor em diagramas pseudoternários

2.3.4. Diagramas de representação das fases das microemulsões

A representação das fases para sistemas microemulsionados é feita através de diagramas ternários e quaternários, de acordo com o número de constituintes (Figura 5).

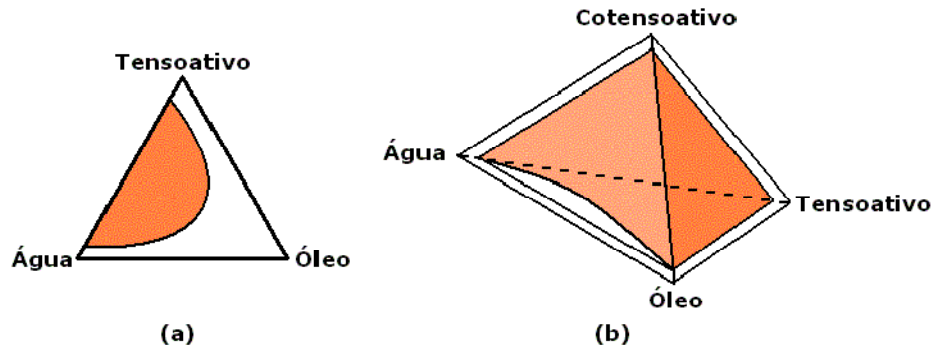
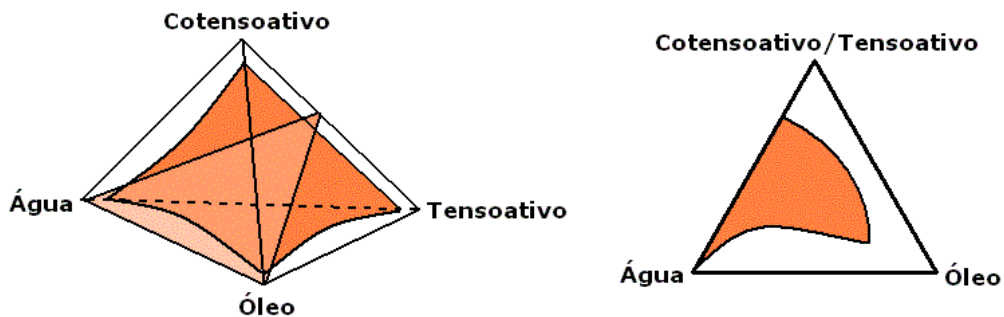


Figura 5 - Diagrama ternário (a) e diagrama quaternário (b) representando sistemas microemulsionados.

O diagrama de fase ternário representa os sistemas a três constituintes, permitindo uma fácil localização da zona de microemulsão (representada pela área hachurada na Figura 5), enquanto que no sistema quaternário a região de microemulsão localiza-se no interior de um tetraedro.

Com o objetivo de facilitar a determinação e representação dos sistemas quaternários, foram adotados diagramas pseudoternários (Figura 6), nos quais um dos vértices do triângulo representa uma relação constante de dois constituintes do sistema.



2.3.5. Parâmetros que influenciam no comportamento das regiões de microemulsão

2.3.5.1. Temperatura

O aumento da temperatura faz aparecer a fase óleo no sistema e aumenta o volume relativo, ao mesmo tempo que se tem uma redução e um conseqüente desaparecimento da fase aquosa. Isso pode ser explicado, pelo fato de o tensoativo contido no meio, com o aumento da temperatura, ter sua capacidade hidrofóbica reduzida e a hidrofílica elevada, fazendo com que o tensoativo solubilize mais facilmente a água, dissolvendo-a cada vez mais na microemulsão.

2.3.5.2. Salinidade

O aumento da salinidade faz com que as forças Coulombianas entre as cabeças polares das moléculas de tensoativos, reduzam a afinidade destas pela água, ao mesmo tempo em que a afinidade destas pelo óleo aumenta.

2.3.5.3. Natureza do óleo

O aumento da cadeia do hidrocarboneto ou a substituição por um grupo aromático provoca uma diminuição da região de microemulsão (Barros Neto, 1996).

CAPÍTULO 3 – METODOLOGIA

3. METODOLOGIA

Neste Capítulo, são apresentados os reagentes, os solventes e os aditivos utilizados durante os procedimentos experimentais, bem como as metodologias empregadas na determinação das regiões de microemulsão e no estudo das propriedades físico-químicas das mesmas.

3.1. Materiais e métodos

No desenvolvimento deste trabalho utilizaram-se alguns reagentes e solventes necessários na caracterização físico-química das microemulsões.

Tabela 3 - Reagentes e solventes utilizados

Nome	Origem	Pureza (%)
Acetona	Vetec	99,5
Álcool Isopropílico	Dinâmica	99,5
Biftalato de Potássio	Vetec	99,9
Hidróxido de Potássio	Synth	85
Hidróxido de Cálcio	Vetec	95
p-naftolbenzeína	Acros	90
Sulfato de Sódio Anidro	Vetec	99
Tolueno	Vetec	99,5

- Fase aquosa: água destilada
- Fase oleosa: óleo mineral naftênico (NH -20), fornecido pela Lubrificantes e Derivados de Petróleo do Nordeste (LUBNOR PETROBRAS). A Tabela 5 apresenta o resultado da caracterização físico-química desse óleo. As análises foram realizadas pela LUBNOR, segundo a metodologia padrão da American Society for Test Materials – ASTM D 1298.

Tabela 4 - Caracterização físico-química do óleo mineral naftênico (NH20).

Característica	Método	Resultado	Unidade
Aparência	Visual	Límpida	
Cor ASTM	ASTM D1500	L O,5	
Viscosidade Cinemática 40° C	ASTM D445	21,14	cSt
Viscosidade Cinemática 100° C	ASTM D445	3,608	cSt
Ponto de Fulgor	ASTM D92	164,1	°C
Ponto de Fluidez	ASTM D97	-45	°C
Índice de Acidez Total	ASTM D974	0,01	mg KOH/g
Cinzas	ASTM D482	< 0,0010	% massa
Resíduo de Carbono Ramsbolton	ASTM D524	0,05	% massa
Corrosividade ao cobre 3H 100° C	ASTM D130	1	
Densidade Relativa 20/4° C	ASTM D4052	0,9023	
Enxofre Total	ASTM D4294	0,0580	% massa
Ponto de Anilina	ASTM D611	71,00	°C
Carbono Aromático	ASTM D3238	14,1	%
Carbono Naftênico	ASTM D3238	40,1	%
Carbono Parafínico	ASTM D3238	15,9	%
Água (Karl Fischer)	ASTM D1744	71	ppm
Índice de Refração a 20° C	ASTM D1218	1,4974	

Fonte: LUBNOR

3.2. Aditivos utilizados

Os aditivos utilizados neste trabalho foram o emulsificante (Miracema), anticorrosivo (Miracema) e biocida (Miracema).

As classes e propriedades dos aditivos estão descritas a seguir.

- **Emulsificante**

É um sulfonato de sódio de massa molar médio associado a estabilizantes de emulsões.

Propriedades Físico – Químicas:

- Aspecto: líquido transparente
- Densidade a 25°C: 0,97 g/cm³ – 1,05 g/ cm³
- Viscosidade a 40° C: 500 – 600 cSt
- Índice de acidez.: 1,0 mgKOH/g
- Ponto de Fulgor: 175 °C

- **Anticorrosivo**

É um oleato de trihidroxietilamina que apresenta propriedades tensoativas e tem propriedades anticorrosivas.

Propriedades Físico – Químicas:

- Aspecto: líquido viscoso
- Densidade a 25°C: 0,99 g/cm³ – 1,01 g/cm³
- Viscosidade a 100° C: 160 – 200 cSt
- Índice de acidez: 25 – 34 mgKOH/g
- Ponto de Fulgor: 180 °C

- **Biocida**

É um composto derivado de triazina, não contém metais pesados, fenóis, nem compostos arsênicos ou de mercúrio, tem odor leve e não irrita a pele humana.

Propriedades Físico – Químicas:

- Aspecto: líquido transparente
- Densidade a 25°C: 1,14 g/cm³ – 1,16 g/cm³
- Índice de Refração, 25 °C: 1,460 – 1,465
- pH Solução aquosa, 0,1%: 9,5 – 10,5
- Ponto de Fulgor: 70 °C

3.3. Determinação das regiões de microemulsão

O diagrama de fases representa um recurso utilizado na preparação de microemulsões com o objetivo de se obter uma solubilização máxima da fase dispersa.

Inicialmente titulou-se a matéria ativa também conhecida por fase C/T ou a razão entre cotensoativo/tensoativo com a solução de fase aquosa, até atingir o ponto de solubilidade máxima (S), caracterizado por uma mudança no aspecto físico do sistema, passando de turvo para límpido, ou vice-versa (Figura 6). Em seguida, preparou-se um ponto (mistura dos componentes) de composição conhecida dos constituintes dentro da região monofásica do sistema pseudoternário, ponto (T), o qual foi considerado o titulante de todos os outros “pontos” dos binários FA + FO e C/T + FO. A partir de um balanço de massa foram determinados os pontos limites das curvas de solubilidades das regiões de Winsor, nos sistemas microemulsionados.

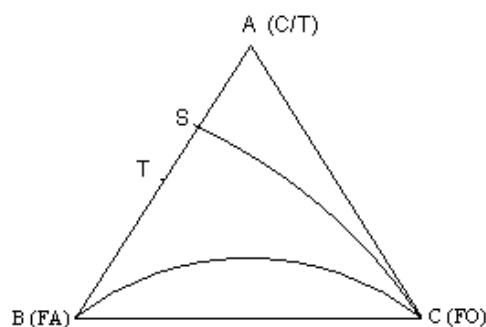


Figura 6 - Diagrama da região de microemulsão

3.4. Procedimento para escolha dos pontos nas regiões de microemulsão para posterior análise físico-química

Selecionaram-se seis pontos dentro do domínio das regiões de microemulsão, utilizando como critérios: a quantidade de óleo utilizado no fluido de corte quando utilizado na forma de emulsão e com a menor quantidade de aditivos possíveis.

Os pontos têm as seguintes características com relação à concentração do óleo:

- M1 – 5%, microemulsão rica em água
- M2 – 10%, microemulsão rica em água
- M3 – 15%, microemulsão rica em água
- M4 – 20%, microemulsão rica em água
- M5 – 25%, microemulsão parcialmente rica em óleo
- M6 – 30%, microemulsão parcialmente rica em óleo

3.5. Caracterização físico-química

3.5.1. Corrosão (ASTM D130)

O ensaio de corrosão da lâmina de cobre foi desenvolvido para avaliar o grau relativo de corrosividade dos fluidos de corte microemulsionados obtidos nesse estudo. O equipamento utilizado para realização deste ensaio foi o Corrosividade (Modelo K39395 – Kaehler).

Técnica (ASTM D130):

Uma lâmina de cobre polida é imersa em 30mL de amostra e aquecida a uma temperatura de 100°C, durante 3 horas. No final deste período, a lâmina de cobre é removida, lavada e comparada com as lâminas do conjunto Padrão ASTM D130, como mostra a Figura 5 e Tabela 8.

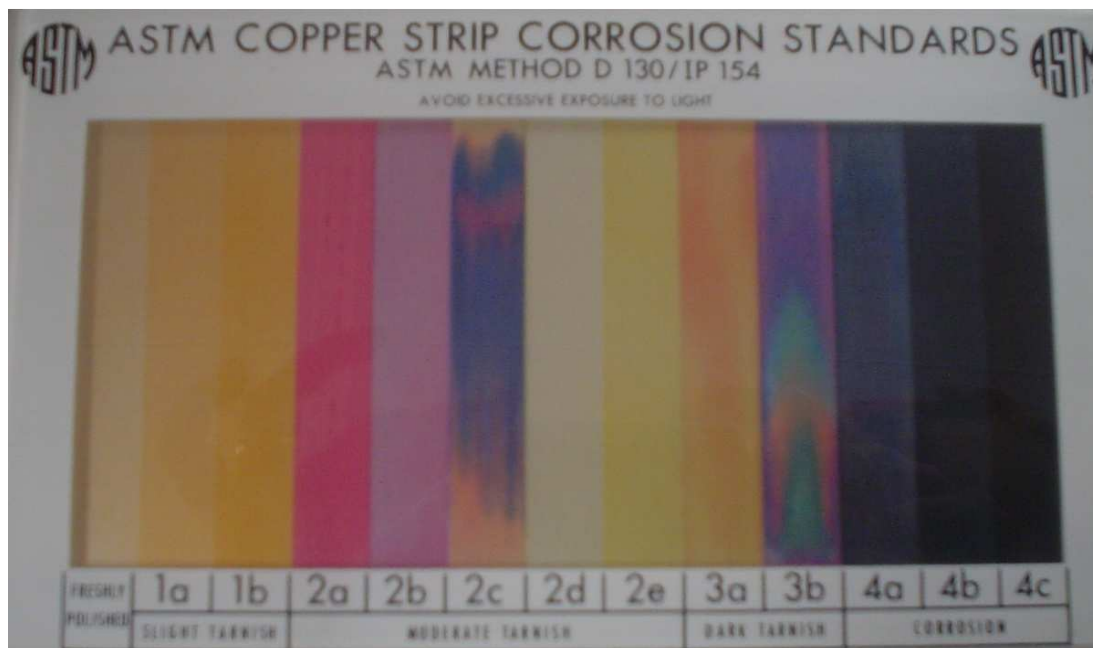


Figura 7 - Lâminas do conjunto padrão ASTM D130.

Tabela 5 - Classificação de lâminas de cobre quanto aos padrões de corrosão (ASTM D130).

Classificação	Designação	Descrição
Lâmina recém-polida		
1	Levemente manchada	1a – Alaranjado claro, quase igual ao da lâmina recém-polida
2	Moderadamente manchada	2a – Vermelho claro, 2b – Lilás 2c – Multicolor, com azul-lilás ou prata ou ambos, com fundo vermelho claro 2d – Prateado 2e – Bronze ou amarelo-ouro
3	Fortemente manchada	3a – Nuances avermelhadas em bronze 3b – Multicolor, com vermelho e verde, porém sem nenhum cinzento
4	Corrosão	4a – Preto transparente, cinza escuro ou castanho, com um escasso verde-pavão 4b – Grafite ou negro fosco 4c – Preto ou negro brilhante

3.5.2. Densidade

As medidas de densidade foram realizadas no Tensiômetro Krüss (Modelo K100), através do método de anel, durante 5/min, à temperatura ambiente. A medida utiliza o fato que, como resultado da flutuabilidade de um sólido em um líquido, o peso medido em um líquido é menor que aquele medido no ar. A massa do volume de líquido deslocado pela sonda de medição corresponde exatamente a diferença de peso. Se a densidade da sonda de medição é então conhecida, a densidade do líquido pode ser obtida através da pesagem diferencial.

A equação para o cálculo é:

$$\rho = \rho_{mp} \cdot \frac{G_{mpa} - G_{mpl}}{G_{mpa}}$$

Onde:

ρ_l = densidade do líquido;

ρ_{mp} = densidade da sonda de medição;

G_{mpa} = peso da sonda de medição;

G_{mpl} = peso da sonda de medição no líquido.

3.5.3. Índice de acidez total

O índice de acidez total (I.A.T) representa a quantidade de base, expressa em miligramas de hidróxido de potássio por grama de amostra, necessária para titular a amostra a um ponto final especificado, utilizando p-naftolbenzeína como indicador. Para a determinação do índice de acidez foi empregado o método do indicador, de acordo com a norma ASTM D974.

Técnica (ASTM D 974):

Em um erlenmeyer de 250 mL, colocou-se 2 gramas do fluido de corte. Adicionou-se 100 mL de solvente de titulação (solução tolueno e álcool isopropílico) e 0,5mL de solução indicadora de p-naftolbenzeína. Titulou-se com solução de hidróxido de potássio 0,1M até o aparecimento da cor verde ou castanho-esverdeada.

Realizou-se, também, uma prova em branco, colocando todos os reativos, exceto a amostra.

Cálculo do I. A.T:

$$I. A. T = \frac{(A - B) \cdot C \cdot 56,1}{m}$$

Onde:

A é o volume de solução de KOH gasto com a titulação da amostra, em mililitros;

B é o volume de solução de KOH gasto com a titulação de ensaio em branco, em mililitros;

C é a concentração da solução-padrão de KOH, em mol/L;

m é a massa da amostra, em gramas.

3.5.4. Viscosidade

As medidas de viscosidade foram realizadas empregando uma ampla faixa de cisalhamento (0 à 500 s^{-1}). Tais medidas foram obtidas no equipamento Haake Mars, à temperatura de 40°C , visto que é a temperatura utilizada nos fluidos de corte comerciais. As viscosidades das formulações foram avaliadas nos 11 ensaios.

3.5.5. Estabilidade Acelerada

O estudo da estabilidade acelerada foi realizado no equipamento de sedimentação (Modelo L.U.M – Lumisizer), em que resultados são obtidos através de um sistema óptico que está acoplado a uma centrífuga que trabalha em conjunto com um transmissor e um receptor de radiação na região do infravermelho próximo (NIR) capaz de registrar espectros de transmissão ao longo da cubeta, como mostra a Figura 8. O procedimento constituiu-se da adição de 0,5 mL da microemulsão, nas seguintes concentrações de óleo: 5%, 10%, 15%, 20%, 25% e 30%, com agitação, durante 4 horas, à velocidade de 4000 RPM, na temperatura de 25°C .

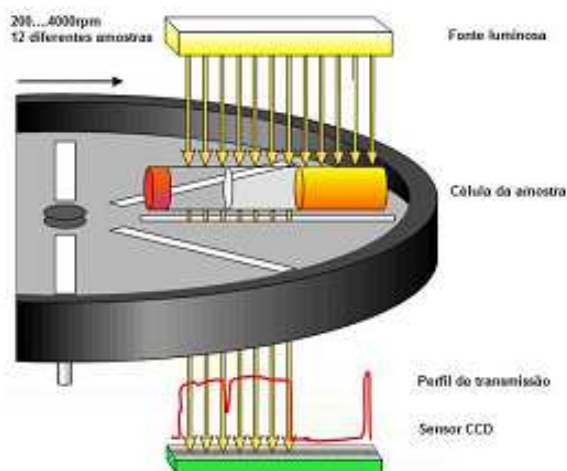


Figura 8 - Princípio de medição do equipamento de sedimentação.

CAPÍTULO 4 – RESULTADOS E DISCURSSÃO

4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Neste capítulo são apresentados e discutidos os resultados experimentais obtidos no desenvolvimento de novos fluidos de corte microemulsionados, envolvendo a caracterização físico-química dos mesmos.

A primeira etapa do estudo envolveu a determinação das melhores regiões de microemulsão através da variação na razão cotensoativo/tensoativo, bem como a utilização do tensoativo sozinho e a substituição da fase aquosa (água) por uma solução contendo os aditivos. Tendo definidas as melhores regiões de microemulsão, foram escolhidos 6 pontos dentro dessas regiões e foi realizada a caracterização físico-química.

4.1. Determinação das regiões de microemulsão

Inicialmente realizou um estudo de solubilidade dos aditivos na fase aquosa (água) e na fase oleosa (NH20). Em seguida variou-se a razão cotensoativo/tensoativo (C/T) nos seguintes valores (0,5, 1 e 1,5). Dentre as razões de cotensoativo/tensoativo o diagrama que resultou nas maiores região de microemulsão foi quando utilizou-se a esta no valor de 0,5.

A Figura 9 apresenta o diagrama obtido para o sistema C/T=0,5, tendo como tensoativo o emulsificante e cotensoativo o anticorrosivo, fase aquosa água destilada e fase oleosa óleo mineral naftênico NH20.

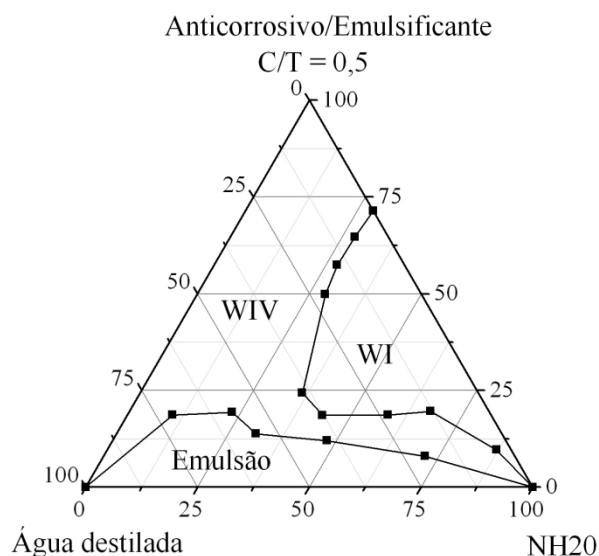


Figura 9 - Representação do Diagrama 1.

A análise do diagrama 1 mostra que foram obtidas três regiões segundo a classificação de Winsor, sendo elas: Winsor I (WI) onde há um equilíbrio entre a fase microemulsionada e a fase oleosa, a região de emulsão e uma significativa região de Winsor IV (WIV) ou microemulsão, que é a região de interesse para este trabalho.

Posteriormente estudou-se a determinação das regiões de microemulsão através da mudança da fase aquosa e a utilização do tensoativo puro. Esta variação da fase aquosa objetiva simular as quantidades de aditivos utilizados em novas formulações de fluidos de corte que são utilizados na forma microemulsionada.

A Figura 10 apresenta o diagrama obtido para o sistema tendo como tensoativo o emulsificante, fase aquosa água uma solução de conteúdo (1% biocida, 2% anticorrosivo e 97% água destilada) e fase oleosa o óleo mineral naftênico NH20.

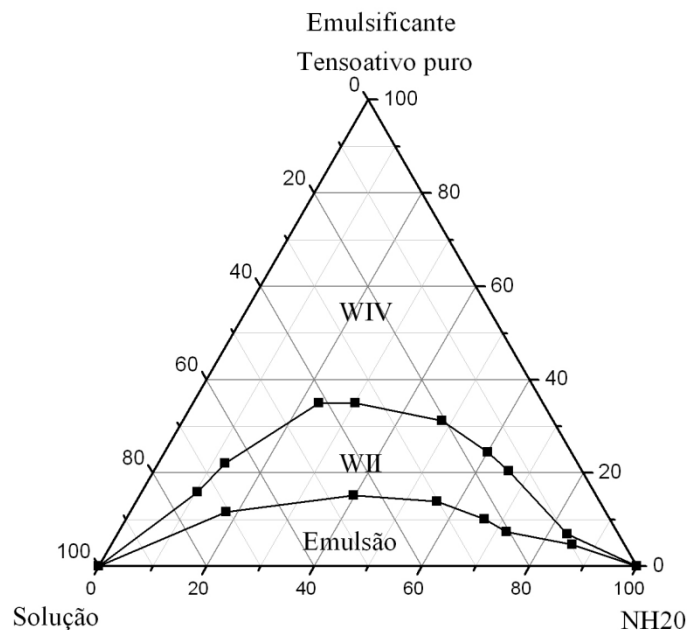


Figura 10 - Representação do Diagrama 2.

A análise do diagrama 2 mostra que também foram obtidas três regiões segundo a classificação de Winsor, sendo elas: Winsor II (WII) onde há um equilíbrio entre a fase microemulsionada e a fase aquosa em excesso, a região de emulsão e uma significativa região de Winsor IV (WIV) ou microemulsão.

4.2. Escolha dos pontos para caracterização físico-química

Selecionaram-se seis pontos dentro do domínio das regiões de microemulsão, utilizando como critérios: a quantidade de óleo utilizado no fluido de corte quando utilizado na forma de emulsão e com a menor quantidade de aditivos possíveis.

- **Pontos do diagrama obtido para o sistema C/T=0,5, tendo como tensoativo o emulsificante e cotensoativo o anticorrosivo, fase aquosa água destilada e fase oleosa óleo mineral naftênico NH20.**

	ME – 1	ME – 2	ME – 3	ME – 4	ME – 5	ME – 6
Razão C/T	22%	22%	20%	22%	23%	22%
FA	73%	68%	65%	58%	52%	48%
FO	5%	10%	15%	20%	25%	30%

- **Pontos do diagrama obtido para o sistema tendo como tensoativo o emulsificante, fase aquosa água uma solução de contendo (1% biocida, 2% anticorrosivo e 97% água destilada) e fase oleosa o óleo mineral naftênico NH20.**

	ME – 1*	ME – 2	ME – 3	ME – 4	ME – 5	ME – 6
Tensoativo	12,5%	18,5%	26%	28%	31%	32,5%
FA	82,5%	71,8%	59%	42%	44%	32,5%
FO	5%	10%	15%	20%	25%	30%

*A microemulsão 1 (ME 1) foi descartada posteriormente porque apresentou baixa estabilidade para realização das análises físico-químicas, pois com o aumento da temperatura ocorria o aparecimento da região de Winsor I (microemulsão em equilíbrio com excesso de óleo). Isso pode ser explicado pela quantidade de tensoativo ser baixa e também pelo fato de o tensoativo contido no meio, com o aumento da temperatura, ter sua capacidade hidrofóbica reduzida e a hidrofílica elevada, fazendo com que o tensoativo solubilize mais facilmente a água, dissolvendo-a cada vez mais na microemulsão.

4.3. Caracterização físico-química das microemulsões

4.3.1. Corrosão

O ensaio de corrosão da lâmina de cobre foi desenvolvido para avaliar o grau relativo de corrosividade dos fluidos de corte microemulsionados obtidos nesse estudo. O equipamento utilizado para avaliação deste ensaio foi o Corrosividade (Modelo K39395 – Kaehler).

- **Para o diagrama 1, tendo como tensoativo o emulsificante e cotensoativo o anticorrosivo, fase aquosa água destilada e fase oleosa óleo mineral naftênico NH20 obteve os seguintes resultados de corrosão:**

Tabela 6 - Valores do grau de corrosão das microemulsões do Diagrama 1.

Amostra	Grau de corrosão
ME 1	1A
ME 2	1A
ME 3	1A
ME 4	1A
ME 5	1A
ME 6	1A

A Tabela 6 mostra que as microemulsões apresentaram valores de corrosão baixos em todas as amostras, podendo-se afirmar que o anticorrosivo utilizado como cotensoativo mostrou-se eficiente como inibidor de corrosão.

- **Para o diagrama 2, tendo como tensoativo o emulsificante, fase aquosa água uma solução de contendo (1% biocida, 2% anticorrosivo e 97% água destilada) e fase oleosa o óleo mineral naftênico NH20, obteve os seguintes resultados de corrosão:**

Tabela 7 - Valores do grau de corrosão das microemulsões do Diagrama 2.

Amostra	Grau de corrosão
ME 2	1B
ME 3	1B
ME 4	1B
ME 5	2B
ME 6	2B

4.3.2. Densidade

As medidas de densidade foram realizadas no Tensiômetro Krüss (Modelo K100), através do método de anel, durante 5/min, à temperatura ambiente.

- **Para o diagrama 1, obteve os seguintes resultados de densidade:**

Tabela 8 – Resultados da densidade das microemulsões do Diagrama 1.

Amostra	Densidade (g/cm³)
ME 1	1,00327
ME 2	0,9975
ME 3	0,99113
ME 4	0,98584
ME 5	0,98153
ME 6	0,97509

- **Para o diagrama 2, obteve os seguintes resultados de densidade:**

Tabela 9 - Resultados da densidade das microemulsões do Diagrama 2.

Amostra	Densidade (g/cm³)
ME 2	0,99826
ME 3	0,99519
ME 4	0,99052
ME 5	0,98382
ME 6	0,97814

De acordo com as tabelas 8 e 9, é possível observar que não houve muita variação nos valores da densidade quando se compara uma microemulsão com a outra, para os dois diagramas, ou seja, a variação das concentrações dos componentes não influencia significativamente na densidade da mistura.

4.3.3. Índice de acidez

Para a determinação do índice de acidez foi empregado o método do indicador, de acordo com a norma ASTM D974. Os resultados obtidos encontram-se abaixo.

- Para o diagrama 1, obteve os seguintes resultados de índice de acidez:

Tabela 10 - Valores índice de acidez das microemulsões do Diagrama 1.

Amostra	Índice de acidez (mg de KOH/g)
ME 1	3,07888
ME 2	3,783534
ME 3	3,083573
ME 4	3,079341
ME 5	3,219874
ME 6	3,217465

A Tabela 10 mostra que as microemulsões apresentaram valores baixos de índice de acidez, isso se deve a estrutura do anticorrosivo utilizado com cotensoativo pertencer à classe das aminas, que favorece uma baixa no índice de acidez.

*Para o diagrama 2, não foi possível realizar essa análise, um vez que durante os ensaios, ocorreu a contaminação do indicador o p-naftolbenzeína, levando a erros na análise. Foi realizado o pedido desse reagente, porem não chegou no prazo de entrega dessa monografia.

4.3.4. Viscosidade

Os estudos de viscosidade foram realizados no equipamento da Haake Mars, onde a faixa de trabalho utilizada para a taxa de cisalhamento foi de 0 a 500 s⁻¹ durante 90 segundos a temperatura de 40°C.

- **Para o diagrama 1, obteve os seguintes resultados de viscosidade:**

Através da análise das Figuras 11 a 16 pode-se observar que o comportamento de todos os pontos estudados tem comportamento Newtoniano com exceção do ponto ME1.

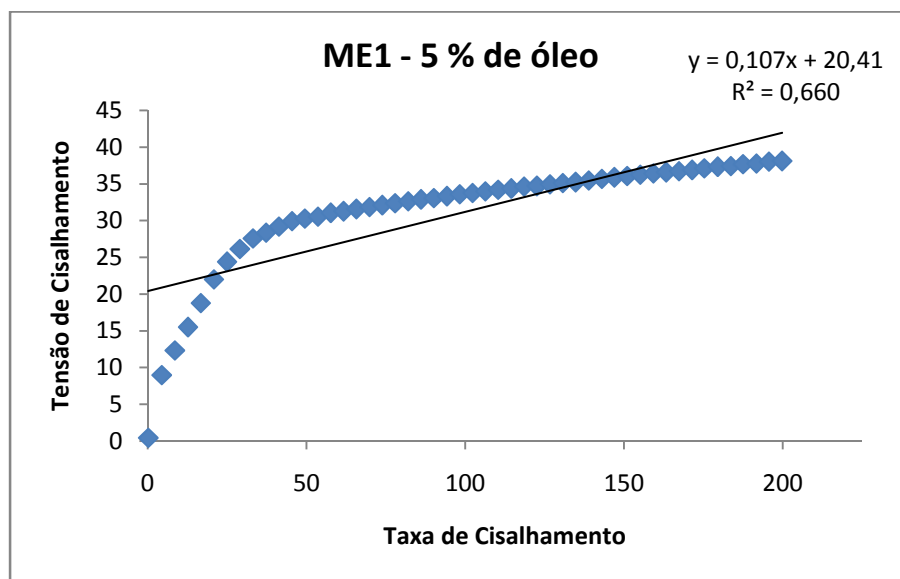


Figura 11 - Viscosidade da microemulsão (ME1).

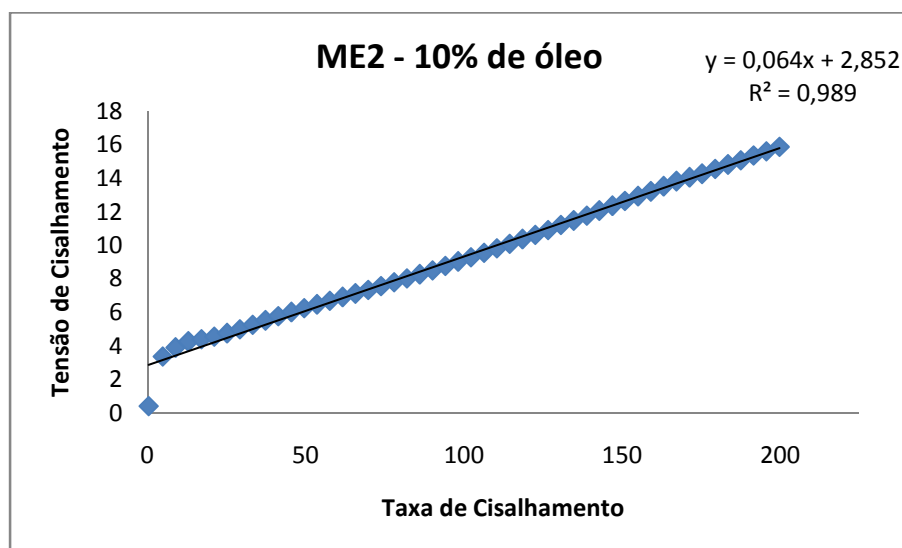


Figura 12 - Viscosidade da microemulsão (ME2).

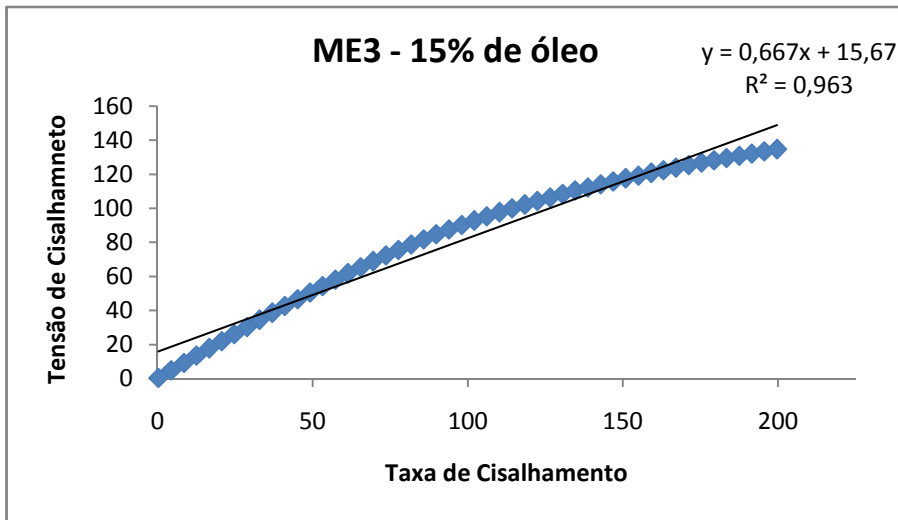


Figura 13 - Viscosidade da microemulsão (ME3).

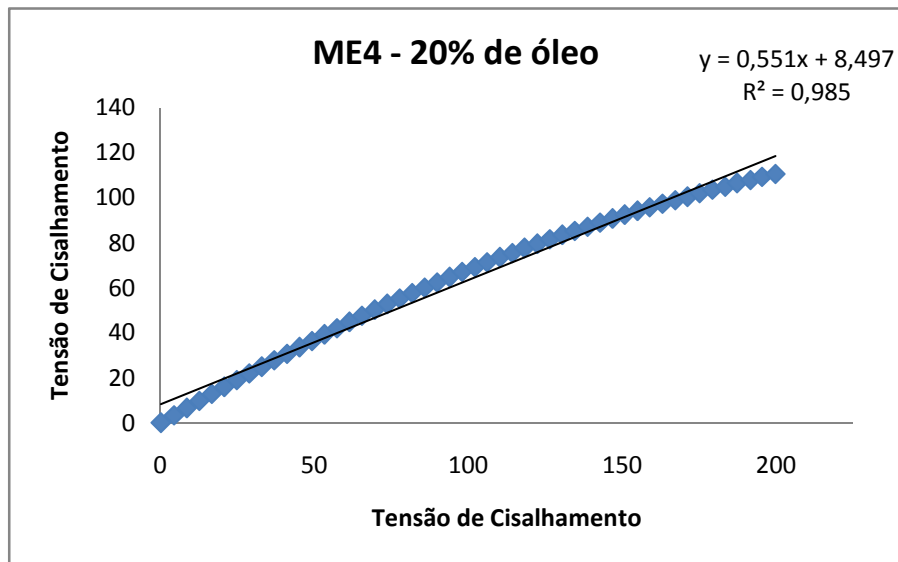


Figura 14 - Viscosidade da microemulsão (ME4).

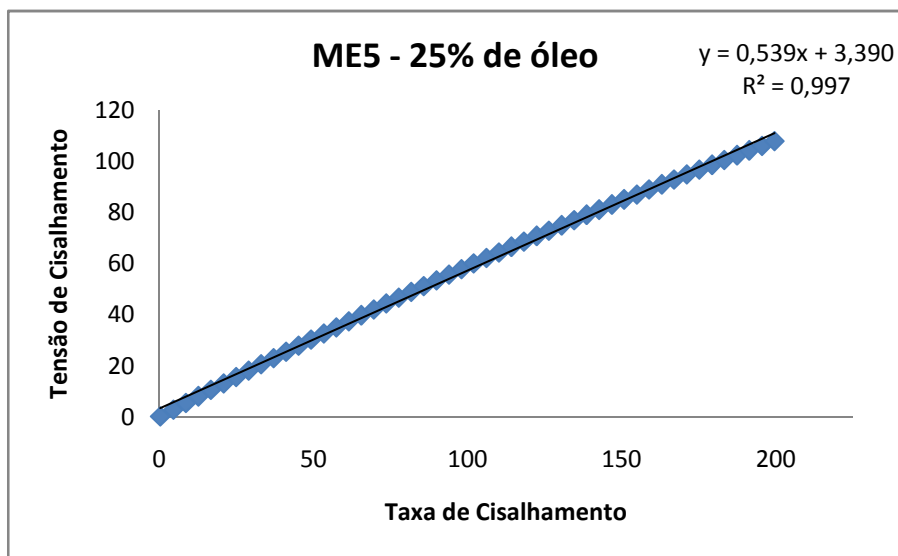


Figura 15 - Viscosidade da microemulsão (ME5).

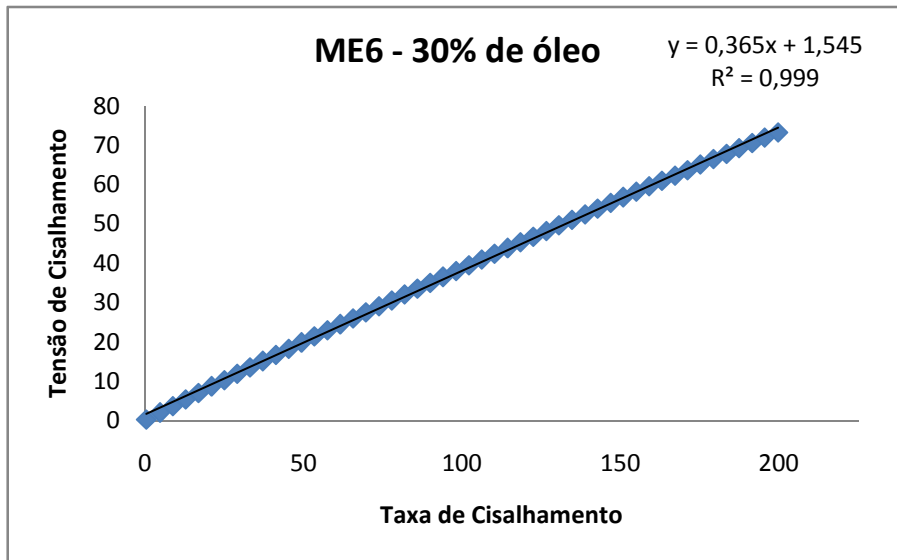


Figura 16 - Viscosidade da microemulsão (ME6).

A Tabela 11 apresenta os valores das viscosidades dos pontos estudados.

Tabela 11 - Valores da viscosidade das microemulsões do Diagrama 1.

Amostra	Viscosidade (Pa.s)
ME 1	0,107
ME 2	0,064
ME 3	0,667
ME 4	0,551
ME 5	0,539
ME 6	0,365

- Para o diagrama 2, obteve os seguintes resultados de densidade:

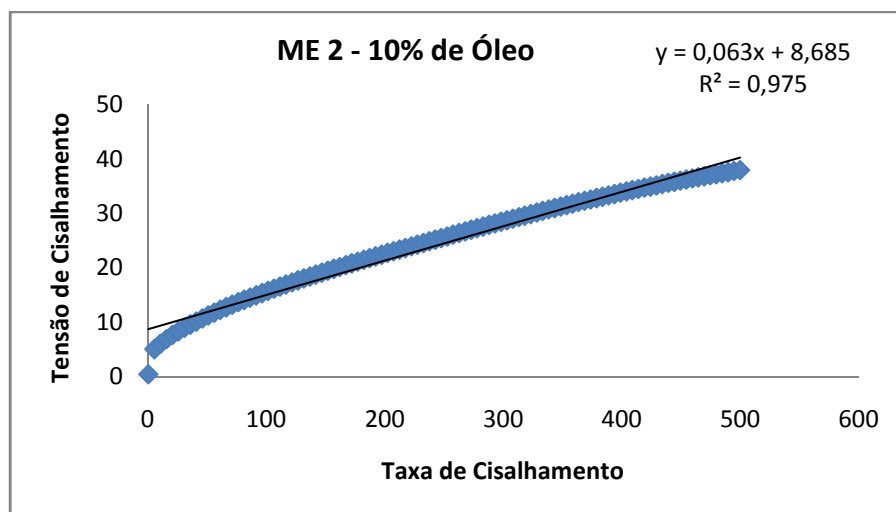


Figura 17 - Viscosidade da microemulsão (ME2).

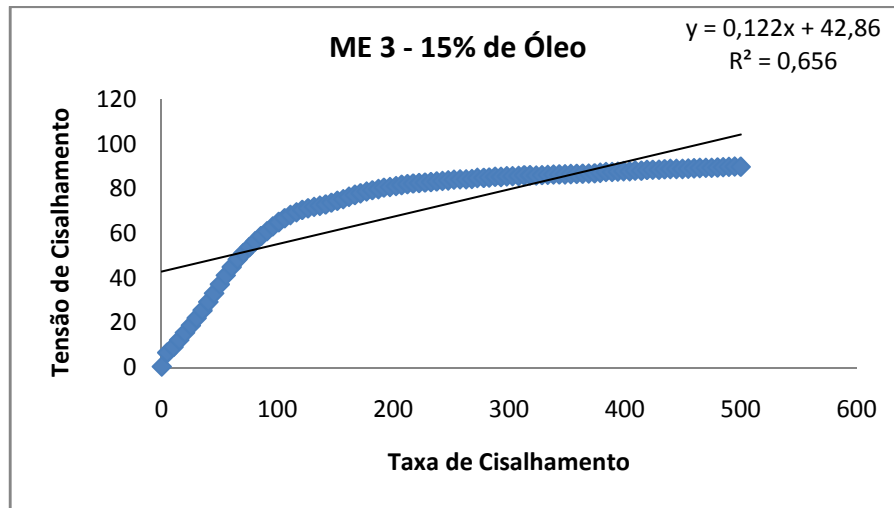


Figura 18 - Viscosidade da microemulsão (ME3).

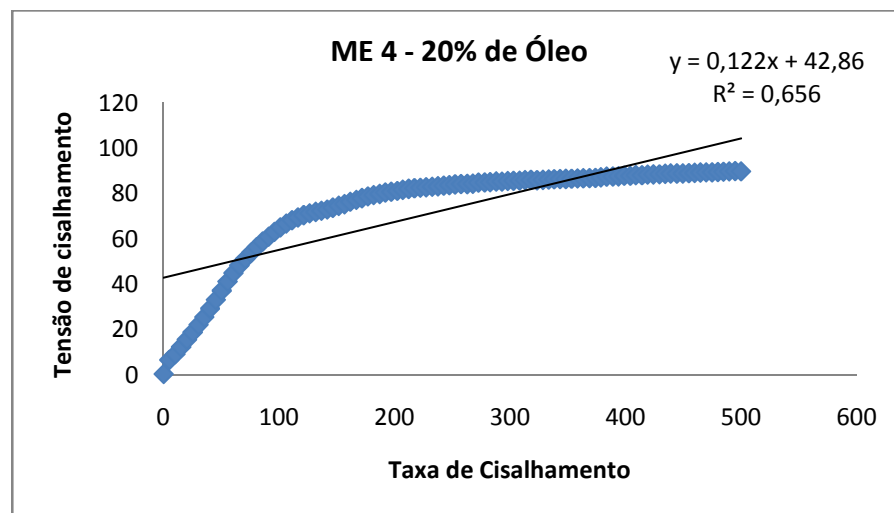


Figura 19 - Viscosidade da microemulsão (ME4).

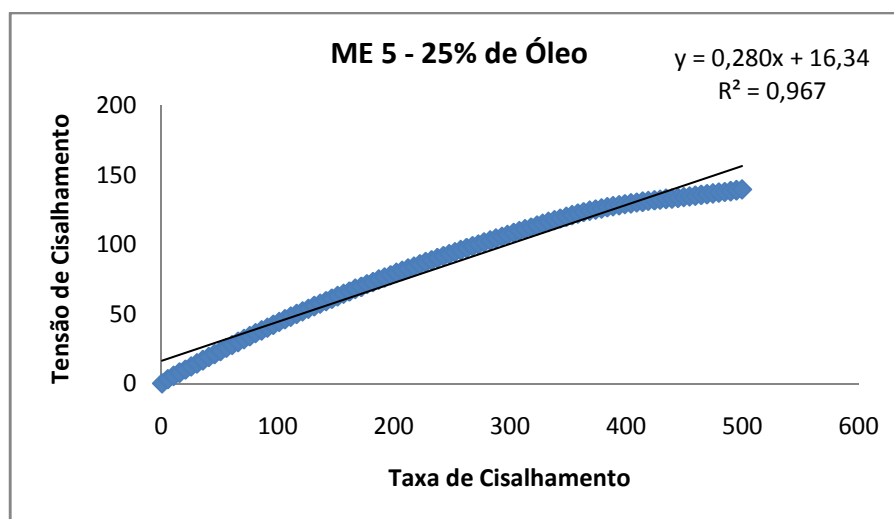


Figura 20 - Viscosidade da microemulsão (ME5).

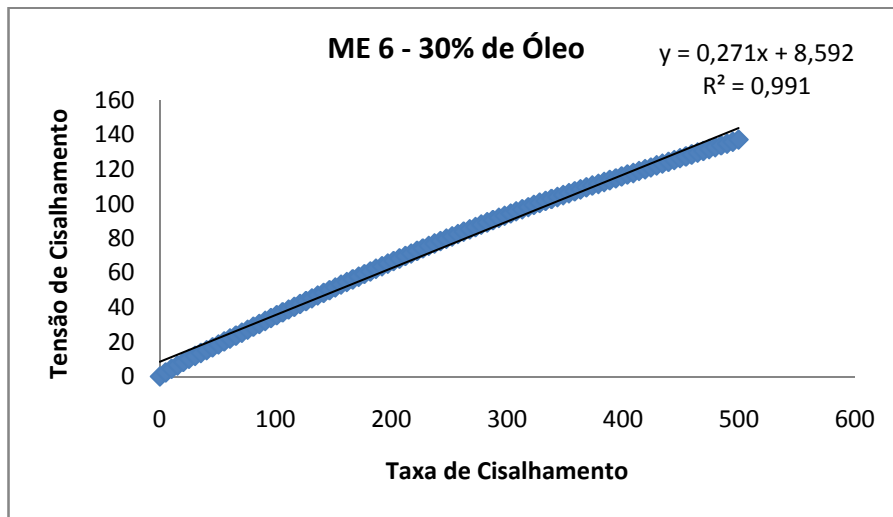


Figura 21 - Viscosidade da microemulsão (ME6).

A Tabela 12 apresenta os valores das viscosidades dos pontos estudados.

Tabela 12 - Valores da viscosidade das microemulsões do Diagrama 2.

Amostra	Viscosidade (Pa.s)
ME 1	0,107
ME 2	0,064
ME 3	0,667
ME 4	0,551
ME 5	0,539
ME 6	0,365

Através da análise das Figuras 17 a 21 pode-se observar que o comportamento de três microemulsões tem comportamento Newtoniano, e duas as microemulsões (ME3 e ME4) apresentaram comportamento não Newtoniano.

Através dos valores de viscosidade dos dois diagramas é possível observar que as microemulsões apresentaram valores médio de viscosidade, isso se deve a natureza dos componentes da microemulsão possuir viscosidade moderada.

4.3.5. Estabilidade Acelerada

O estudo da estabilidade acelerada foi realizado no equipamento de sedimentação (Modelo L.U.M – Lumisizer. O procedimento constituiu-se da adição de 0,5 mL da microemulsão, nas seguintes concentrações de óleo: 5%, 10%, 15%, 20%, 25% e 30%, com agitação, durante 4 horas, à velocidade de 4000 RPM, na temperatura de 25°C.

Os resultados obtidos são os seguintes:

- Para o diagrama 1, obteve os seguintes resultados de estabilidade:

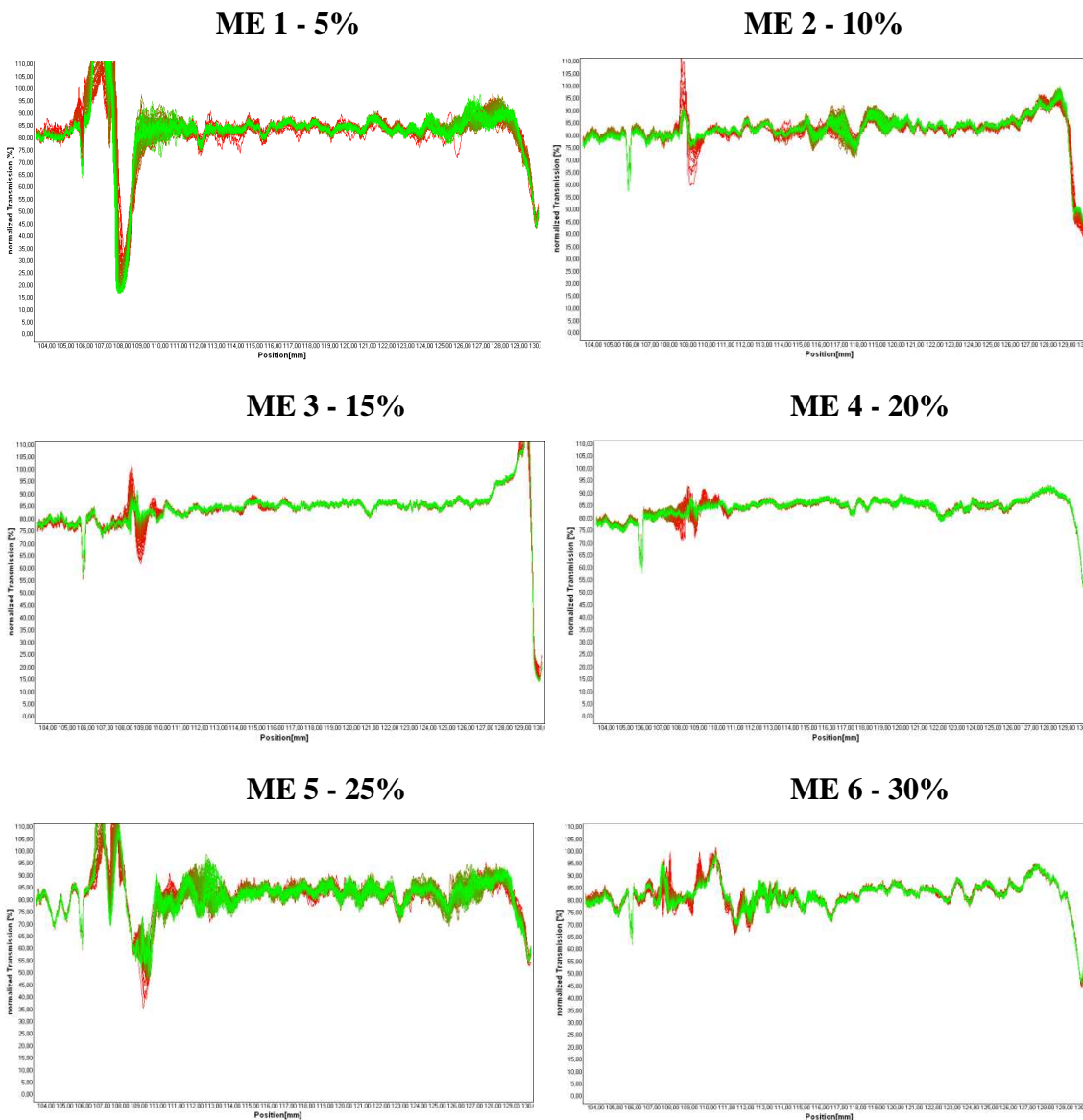


Figura 22 – Curvas de porcentagem de transmissão em função da posição das microemulsões do diagrama 1.

- Para o diagrama 2, obtive os seguintes resultados de estabilidade:

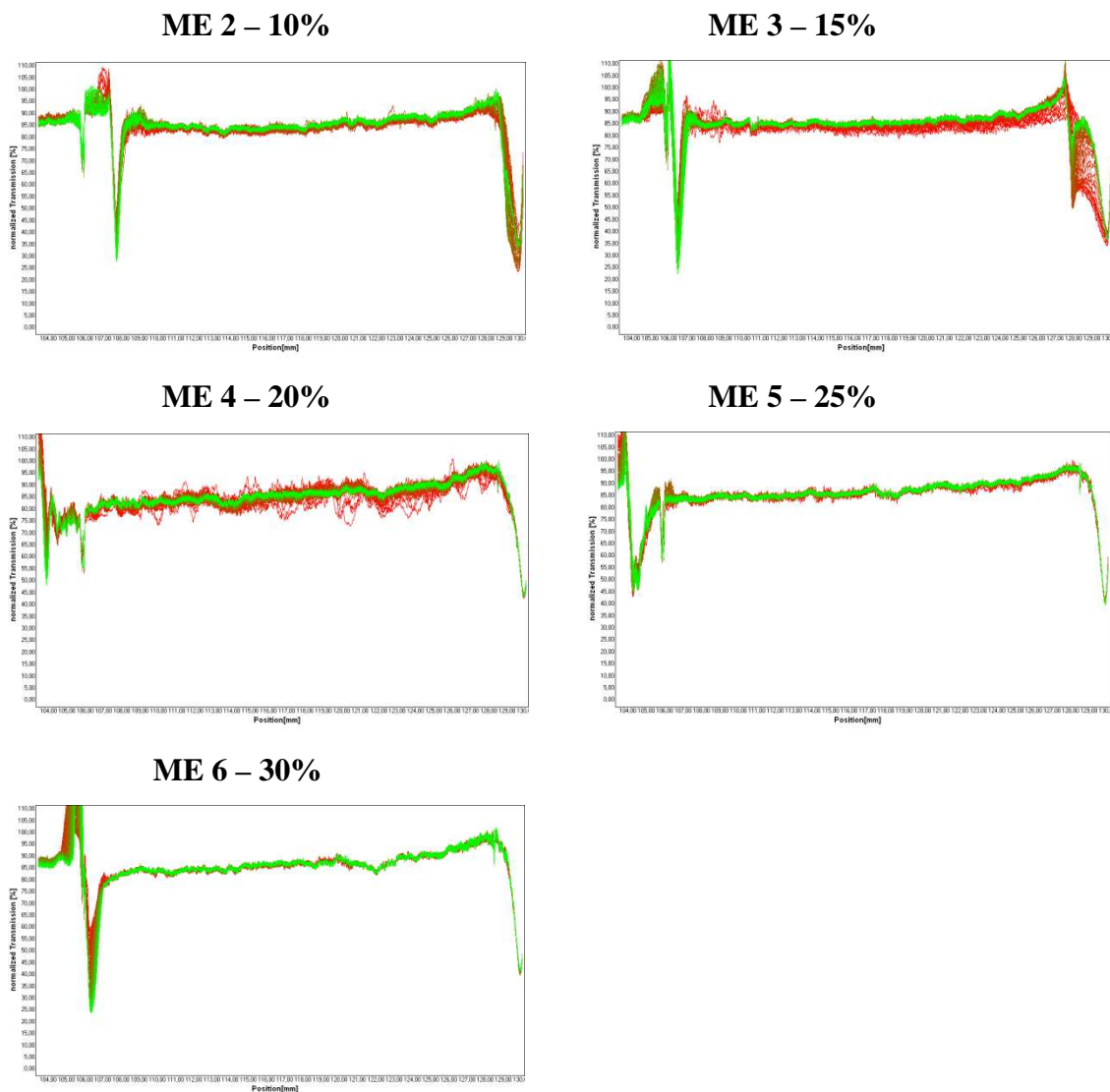


Figura 23 - Curvas de porcentagem de transmissão em função da posição das microemulsões do diagrama 2.

A análise das Figuras 22 e 23 permite observar que as microemulsões foram resistentes ao processo de centrifugação mostrando-se estável. Todos as microemulsões apresentaram comportamento semelhante da posição com a porcentagem de transmitância.

CAPÍTULO 5 – CONCLUSÕES

5. CONCLUSÕES

A obtenção dos diagramas dos sistemas microemulsionados e o estudo de suas propriedades levaram as seguintes conclusões:

- Ambos os diagramas apresentaram grandes regiões de Winsor IV ou microemulsão, que é a região de interesse para este trabalho.
- Os pontos escolhidos para a análise físico-química apresentaram valores de corrosão baixos. Então pode-se afirmar que anticorrosivo utilizado como cotensoativo mostrou-se eficiente como inibidor de corrosão. Sendo essa propriedade necessária para proteger a peça, a ferramenta e os componentes da máquina operatriz contra a corrosão.
- Com relação a densidade é possível concluir que não houve muita variação nos valores quando se compara uma microemulsão com a outra, para os dois diagramas, ou seja, a variação das concentrações dos componentes não influencia significativamente na densidade da mistura.
- As microemulsões referentes ao diagrama 1 apresentaram valores baixos de índice de acidez sendo também um fator que comprova a eficiência do anticorrosivo utilizado.
- Com relação a viscosidade os pontos escolhidos apresentaram valores um pouco alto. Em alguns casos, porém, a viscosidade do fluido deve ser relativamente alta para que o mesmo possa exercer a sua função de lubrificante.
- A análise da estabilidade acelerada permite observar que as microemulsões foram resistentes ao processo de centrifugação mostrando-se estável.

Finalmente, pode-se concluir que a realização deste trabalho levou a resultados satisfatórios, uma vez que se trata de um trabalho novo, podendo levar a estudos mais avançados para otimização das características das microemulsões.

CAPÍTULO 6 – REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALVES, D.W.S. Novas formulações de lubrificantes a partir de óleos básicos regionais. 2004. Monografia (Trabalho final de curso em Engenharia Química) – Centro de Tecnologia, Departamento de Engenharia Química, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal.

ARAÚJO, M. M. S. Estudo de quebra de emulsões de petróleo utilizando microemulsões e célula de desidratação eletrostática. 2004. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) – Centro de Tecnologia, Departamento de Engenharia Química, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal.

DELNUNZLO, M. J. Tensoativos e suas aplicações básicas: aerossol e cosméticos. 1990, 14-22.

GRADZIELSK, M. Recent developments in the characterisation of microemulsions. Current Opinion in Colloid e Interface Science. 2007.

HUNTER, R. J. Intriduction to Modern Colloid Science. Oxford University Press, New York, 1992

MUNIZ, C. A. S. Utilização de metodologia de planejamento experimental na otimização de novas formulações de fluidos de corte. 2005. Dissertação (Mestrado em Química) – Centro de Ciências Exatas e da Terra, Departamento de Química, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal.

MUNIZ, C. A. S. Novas Formulações de Fluidos de Corte: Otimização, Propriedade e Recuperação do Óleo Usado. 2008. Dissertação (Doutorado em Química) – Centro de Ciências Exatas e da Terra, Departamento de Química, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal.

PETROBRAS DISTRIBUIDORA S.A Lubrificantes, Fundamentos e Aplicações, Volume I, 1999.

RUNGE, P.R.F.; DUARTE, G.N. Lubrificantes nas Indústrias. Triboconcept Editora Ltda. Carapicuíba-SP. P. 73-105, 1990.

SANTOS, A. V.; BEZERRA, A. A.; MACHADO, A.R.; HELLENO, A.L. Usinagem em altíssimas velocidades: como os conceitos HSM/HSC podem revolucionar a indústria metal-mecânica. São Paulo: Érica, 2003.

ANEXO:

RELATÓRIO DE ESTÁGIO SUPERVISIONADO



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA QUÍMICA
ESTÁGIO SUPERVISIONADO – DEQ0537

RELATÓRIO DE ESTÁGIO SUPERVISIONADO:
ESTUDO E ACOMPANHAMENTO DAS UNIDADES DE
PROCESSAMENTO DE GÁS NATURAL DO PÓLO INDUSTRIAL DE
GUAMARÉ.

Ana Paula Justino Soares

Natal - RN

2010

Ana Paula Justino Soares

**RELATÓRIO DE ESTÁGIO SUPERVISIONADO:
ESTUDO E ACOMPANHAMENTO DAS UNIDADES DE PROCESSAMENTO DE
GÁS NATURAL DO PÓLO INDUSTRIAL DE GUAMARÉ.**

Relatório de estágio supervisionado apresentado junto ao Departamento de Engenharia Química da Universidade Federal do Rio Grande do Norte, como requisito parcial para obtenção do título de graduada em Engenharia Química.

Orientadores: Prof. Jackson Araújo de Oliveira

Eng. José Wellington de Paiva

Supervisor: Eng. Fabrísio Campos Moreira

Período: 1 de Abril de 2009 a 31 de Dezembro de 2009

Natal - RN

2010

DEDICATÓRIA

Este relatório de estágio é dedicado:

*A **Deus** por ter me ajudado em todos os momentos, por abrir caminhos e me guiar para as melhores escolhas. Dando-me força e sabedoria para superar todas as dificuldades encontradas.*

*Aos meus pais **Elizabeth Cristina J. Soares** e **Francisco Costa Soares**, que estão sempre do meu lado em todos os momentos da minha vida, pelo amor, educação, apoio e confiança que em mim depositaram.*

*A minhas irmãs **Elaine** e **Márcia**, meu irmão **Dagoberto** e sua esposa **Kênia**, pelo carinho e apoio em todos os momentos dessa caminhada. E aos meus sobrinhos.*

*Ao meu amado namorado **David**, que com muito carinho, compreensão e paciência, ajudou-me e incentivou-me a concluir esse trabalho.*

AGRADECIMENTOS

A Deus, por ter me proporcionado a oportunidade de realizar este estágio e concluí-lo.

A minha família, em especial aos meus pais Francisco e Elizabeth, por terem confiado e acreditado em mim e hoje presenciarem a realização desse sonho.

A todo o corpo docente do DEQ, pela dedicação em compartilhar conhecimentos para minha formação. Em particular a Profa. Dra. Tereza Neuma de Castro Dantas (DQ) e ao Prof. Dr. Afonso Avelino Dantas Neto (DEQ), pela orientação na minha iniciação científica, que contribuiu para o meu crescimento individual e profissional.

A todos do PRH-14/ANP, pelo apoio e dedicação, em especial ao Prof. Romualdo Vidal, que me auxiliou na obtenção desse estágio.

Aos meus amigos de graduação: Aécio, Artur, Ferré, Gilmar, Italla, Jairton, Rafael e Thomás por me ajudarem a atravessar as dificuldades encontradas durante o curso e pelos momentos divertidos que passamos.

Ao meu orientador de estágio da UFRN, Prof. Dr. Jackson Araújo de Oliveira, por conduzir o desenvolvimento desse trabalho.

Ao meu supervisor de estágio da Petrobras Engenheiro Fabrisio Campos Moreira por toda orientação e dedicação.

Ao Engenheiro José Wellington de Paiva, Gerente da Unidade de Operação e Processamento de Fluidos do Pólo de Guamaré, por ter concedido a oportunidade de estágio na área de processo em uma empresa de referência internacional como é a Petrobras, e pelos valiosos conhecimentos compartilhados que muito contribuíram para minha formação prática de engenheiro.

À Petrobras, pela oportunidade do estágio, por toda estrutura e suporte que contribuiu de forma grandiosa para o meu desenvolvimento profissional e pessoal, e por me

aceitar de portas abertas, permitindo-me vivenciar na prática os conhecimentos adquiridos durante a graduação. Aos engenheiros de processamento Andressa, Auberan, Bagdonas, José Roberto e Max, que contribuíram para enriquecer meus conhecimentos durante o período de estágio. Em especial aos amigos da UTPF: Técia, Adriana, Wilka, Gabriela, Aninha, Cláudio e Jadna. E ainda aos supervisores e aos operadores do pólo industrial de Guamaré pela paciência e atenção dedicadas ao esclarecer minhas dúvidas.

A todos que foram citados acima, meu muito obrigado.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	14
2. DESCRIÇÃO DA EMPRESA	16
2.1 Petrobras	16
2.2 Pólo Industrial de Guamaré	17
2.3 Datas Importantes	19
3. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	21
3.1 Gás Natural	21
3.2 Produção do Gás Natural	25
3.3 Condicionamento ou Tratamento do Gás Natural	26
3.3.1 Desidratação	29
3.3.1.1 Água no gás natural	29
3.3.1.2 Analisadores de umidade no gás natural	30
3.3.1.3 Hidratos	30
3.3.2 Remoção de gases ácidos	32
3.3.2.1 Seleção do Tratamento	33
3.4 Processamento Primário do Gás Natural	34
3.5 Unidade de Processamento de Gás Natural	36
3.5.1 Escolha do Processo	38
3.5.2 Principais Indicadores de Rendimento de uma UPGN	39
3.6 Descrição geral de tratamento e processamento de óleo e gás no Pólo de Guamaré	39
3.7 Descrição detalhada das Unidades de Processamento de Gás Natural do Pólo Industrial de Guamaré	42
3.7.1 Unidade de Tratamento de Gás (UTG)	42
3.7.2 Unidade de Processamento de Gás Natural I (UPGN I)	45
3.7.3 Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN II)	49
3.7.4 Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN III)	54
4. ATIVIDADES REALIZADAS	57
4.1 Atividades propostas no plano de estágio	57

4.1.1	Estudo das Unidades de Tratamento e Processamento de Fluidos do Pólo Industrial de Guamaré	57
4.1.2	Acompanhamento diário das unidades	58
4.1.3	Elaboração de um relatório técnico de uma válvula de pressão	59
4.1.4	Estudo e análise de um trocador de calor casco e tubos	59
4.1.5	Elaboração de planilhas de acompanhamento.....	62
4.2	Outras atividades realizadas	63
4.2.1	Acompanhamento da parada da Unidade de Diesel	63
4.2.2	Visita ao Laboratório	64
4.2.3	Participação nas reuniões semanais de análise critica	65
4.3	Cursos realizados oferecido pela Petrobras.....	65
4.3.1	Curso de Segurança, Meio Ambiente e Saúde (SMS) para parada da Unidade de Diesel.....	65
4.3.2	Curso para trabalhador e vigia em espaço confinado	65
4.3.3	Curso de treinamento modular de Excel Avançado	66
5.	CONCLUSÕES.....	68
6.	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	69

Lista de Figuras

<i>Figura 1 - Foto aérea do Pólo Industrial de Guamaré</i>	<i>18</i>
<i>Figura 2 – Consumo mundial de energia em: (a) 1974 e (b) 2008.....</i>	<i>23</i>
<i>Figura 3 - Consumo de Gás Natural no Brasil de 1998 a 2008.....</i>	<i>24</i>
<i>Figura 4 - Produção de Gás Natural no Brasil de 1998 a 2008.....</i>	<i>24</i>
<i>Figura 5 - Produtos de uma unidade de condicionamento</i>	<i>28</i>
<i>Figura 6 - Formação de um hidrato em uma linha</i>	<i>30</i>
<i>Figura 7 - Fluxograma simplificado do processamento primário do GN.</i>	<i>35</i>
<i>Figura 8 - Esquema simplificado de uma UPGN.....</i>	<i>37</i>
<i>Figura 9 - Macrofluxo do processo UTPF.....</i>	<i>42</i>
<i>Figura 10 - Fluxograma de blocos do processo da UTG</i>	<i>45</i>
<i>Figura 11 - Fluxograma de Blocos do Processo da UPGN I.....</i>	<i>49</i>
<i>Figura 12 - Fluxograma de Blocos do Processo da UPGN II.....</i>	<i>53</i>
<i>Figura 13 - Fluxograma de Blocos do Processo da UPGN III.....</i>	<i>55</i>
<i>Figura 14 - Planilha com os dados de projeto e os valores obtidos das variáveis em análise.....</i>	<i>61</i>
<i>Figura 15 – Planilha com as equações utilizadas.</i>	<i>61</i>

Lista de Tabelas

<i>Tabela 1 - Composição Típica do Gás Natural.....</i>	<i>22</i>
<i>Tabela 2 - Processos de remoção de gases ácidos.....</i>	<i>34</i>
<i>Tabela 3 - Composição Molar Média de Alguns Gases.....</i>	<i>36</i>

SOARES, Ana Paula Justino – Estudo e Acompanhamento das Unidades de Processamento de Gás Natural do Pólo Industrial de Guamaré. Relatório de Estágio Supervisionado – Petrobras S/A, UFRN, Departamento de Engenharia Química. Natal – RN, Brasil.

Orientador: Prof. Jackson Araújo de Oliveira.

Supervisor: Eng. Fabrício Campos Moreira

Resumo: O Estágio Supervisionado (DE0537) no curso de graduação em Engenharia Química da UFRN é uma atividade de caráter obrigatório, sendo entendido como uma oportunidade de aprendizagem profissional, cultural e social para o estudante, através da participação em situações reais de trabalho ligados diretamente a sua área de formação. Assim, o presente relatório descreve as atividades desenvolvidas pela aluna Ana Paula Justino Soares, durante o estágio supervisionado, realizado nas dependências da Unidade de Negócios UN-RNCE da Petrobras, mais precisamente na Unidade de Tratamento e Processamento de Fluidos (UTPF) do Pólo Industrial de Guamaré, no período de 1 de Abril de 2009 a 31 de Dezembro de 2009, com carga horária superior a 360 horas, sob orientação do professor Jackson Araújo de Oliveira do Departamento de Engenharia Química da UFRN, e supervisão do engenheiro de processamento Fabrício Campos Moreira. No referido estágio foi promovido o contato do aluno com as atividades do engenheiro químico na indústria e foram desenvolvidas as seguintes atividades: estudo das unidades de processamento de gás natural; acompanhamento diário das características das cargas e dos produtos do processo; elaboração de um relatório técnico referente a uma válvula de controle de pressão; estudo e análise de um trocador de calor; acompanhamento da parada da unidade de diesel; visita ao laboratório; participação semanal em reuniões de análise crítica com o gerente, engenheiros e supervisores; elaboração de planilhas de acompanhamento para a otimização do processo; e participação em diversos cursos e palestras para conhecimento e auxílio nas atividades desenvolvidas.

Palavras-chave: Gás Natural, Petrobras, UPGN e Otimização de Processos.

CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO

1. INTRODUÇÃO

O presente relatório apresenta uma descrição objetiva dos fatos observados e das atividades desenvolvidas durante o estágio supervisionado, seguida de análise crítica e conclusiva, fundamentada em conhecimentos adquiridos e experiência vivenciada a partir do contato com profissionais da área de Engenharia Química e Processamento.

Em cumprimento a carga horária remanescente para a conclusão do curso de Engenharia Química, e atendendo o cronograma do Programa de Formação de Recursos Humanos da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, o Estágio Supervisionado a que se refere esse relatório foi realizado na Gerência de Tratamento e Processamento de Fluidos – UTPF da Unidade de Negócios UN-RNCE da Petrobras, no Pólo Industrial de Guamaré, durante o período de 1 de Abril a 31 de Dezembro de 2009, objetivando integrar os conhecimentos adquiridos na graduação com as diversas experiências práticas vividas em uma empresa de grande porte, com foco na área de tratamento e processamento de gás natural.

O Estágio Supervisionado visa fortalecer a relação entre teoria e prática com base no princípio metodológico de que o desenvolvimento de competências profissionais implica em utilizar conhecimentos adquiridos, quer na vida acadêmica quer na vida profissional e pessoal. Sendo assim, o estágio constitui-se em importante instrumento de conhecimento e de integração do aluno na realidade social, econômica e do trabalho em sua área profissional.

O presente relatório está organizado em seis capítulos: no Capítulo 1, é feita uma introdução geral; no Capítulo 2, apresenta-se uma descrição sucinta da empresa; no Capítulo 3, aborda-se a fundamentação teórica referente à área de atuação do estágio; no Capítulo 4, são relatadas as atividades desenvolvidas durante o estágio; e no capítulo 5, são apresentadas as conclusões pertinentes ao estágio, seguidas das referências bibliográficas, no capítulo 6.

CAPÍTULO 2 – DESCRIÇÃO DA EMPRESA

2. DESCRIÇÃO DA EMPRESA

2.1 Petrobras

A Petróleo Brasileiro S/A é uma companhia integrada que atua na exploração, produção, refino, comercialização e transporte de petróleo e seus derivados no Brasil e no exterior. Uma empresa de energia com enorme responsabilidade social e profundamente preocupada com a preservação do meio ambiente, que tem a sua trajetória de conquistas premiada por inúmeros recordes e pelo reconhecimento internacional.

Possui um modelo de estrutura organizacional, dividida em quatro áreas de negócio - E&P (Exploração e Produção), Abastecimento, Gás & Energia e Internacional, duas de apoio - Financeiro e Serviços - e as unidades corporativas ligadas diretamente ao presidente. Além das atividades da holding, o Sistema Petrobras inclui subsidiárias - empresas independentes com diretorias próprias, interligadas à Sede.

Criada em Outubro de 1953 tinha o objetivo de executar as atividades do setor petróleo no Brasil em nome da União. Permaneceu com o monopólio de 1954 a 1997, nas operações de exploração e produção de petróleo, bem como as demais atividades ligadas ao setor de petróleo, gás natural e derivados, à exceção da distribuição atacadista e da revenda no varejo pelos postos de abastecimento. Passando em 1997 a competir com outras empresas estrangeiras, quando o governo abriu as atividades da indústria petrolífera no Brasil à iniciativa privada. A partir daí foram criadas a Agência Nacional do Petróleo (ANP), responsável pela regulação, fiscalização e contratação das atividades do setor e o Conselho Nacional de Política Energética, órgão encarregado de formular a política pública de energia (Petróleo Brasileiro S/A).

Em 2003, a Petrobras dobrou a sua produção diária de óleo e gás natural ultrapassando a marca de 2 milhões de barris, no Brasil e no exterior. Em 2006 com o início à produção da plataforma P-50, na Bacia de Campos, o Brasil atingiu auto-suficiência em petróleo.

No início de 2008, a Petrobras foi reconhecida através de pesquisa da Management & Excellence (M&E) a petroleira mais sustentável do mundo. Em primeiro lugar no ranking, a Companhia é considerada referência mundial em ética e sustentabilidade, considerando 387 indicadores internacionais, entre eles queda em emissão de poluentes e em vazamentos de óleo, menor consumo de energia e sistema transparente de atendimento a fornecedores.

A Petrobras completa 56 anos em uma fase especial de sua história. A companhia está presente em 27 países, sendo referência internacional na exploração de petróleo em águas profundas. Em Maio de 2009, iniciou a exploração da camada pré-sal, localizada em grandes profundidades na costa brasileira. A camada pré-sal prolonga-se por 800 quilômetros, de Santa Catarina ao Espírito Santo, e guarda estimados 80 bilhões de barris de petróleo e gás.

Atualmente, a Petrobras integra o seleto grupo de 17 empresas mundiais com reputação excelente, classificação mais alta da pesquisa. Com a quarta posição, a Petrobras superou diversas empresas, e conquistou também a melhor posição entre as empresas de energia.

A visão da Petrobras para 2020 é ser uma das cinco maiores empresas integrada de energia do mundo e a preferida pelos seus públicos de interesse. Com a missão de atuar de forma segura e rentável, com responsabilidade social e ambiental, nos mercados nacional e internacional, fornecendo produtos e serviços adequados às necessidades dos clientes e contribuindo para o desenvolvimento do Brasil e dos países onde atua (Petróleo Brasileiro S/A).

2.2 Pólo Industrial de Guamaré

O Pólo Industrial de Guamaré situa-se no Estado do Rio Grande do Norte, e foi construído pela Petrobras para beneficiar o óleo e o gás natural oriundos dos campos marítimos de Ubarana e Agulha, e dos campos terrestres de todo o Estado.

Localizado a 180 km a noroeste de Natal e a 8 km da cidade de Guamaré, o Pólo de Guamaré faz parte da Unidade de Negócio de Exploração e Produção do Rio Grande do Norte e Ceará, a UN-RNCE. Nas modernas instalações da

unidade, são desenvolvidas as atividades de tratamento e processamento do petróleo e gás natural que são transformados em produtos de consumo para o mercado.

O Pólo de Guamaré (Figura 1) é constituído por um terminal de armazenamento e transferência de petróleo, três unidades de processamento de gás natural (UPGN), uma planta de produção de diesel, uma unidade de querosene de aviação (QAV), uma planta experimental de biodiesel, duas estações de tratamento de efluentes, que tratam a água que é separada do petróleo, antes de devolvê-las ao meio ambiente pelos emissários submarinos e atualmente esta sendo construída a planta de produção de gasolina (Nupeg, 2009).



Fonte: Petrobras - UTPF

Figura 24 - Foto aérea do Pólo Industrial de Guamaré

2.3 Datas Importantes

1973 - Devido ao grande potencial de produção do campo de Ubarana surge a necessidade de se construir uma Unidade Industrial de Processamento (futuro Pólo Industrial de Guamaré).

1983 - Início do funcionamento do Pólo Industrial de Guamaré.

1985 - Construção da primeira UPGN (Unidade de Processamento de Gás Natural).

1986 - Construção do terminal de armazenamento e transferência.

1992 - Construção de uma estação de tratamento de óleo e de uma estação de tratamento de efluentes.

1997 - Certificação ISO 9002 para o processo de produção de gás industrial e gás de cozinha.

1998 - Certificação ISO 9002 para o processo de produção de petróleo.

1999 - Início de operação da unidade de diesel.

2001 - Início de operação da nova unidade de diesel e da instalação da segunda UPGN.

2002 - Início da instalação da unidade de QAV – Querosene de Aviação.

2005 - Início de operação da unidade de QAV – Querosene de Aviação.

2005 - Início de operação da unidade experimental de Biodiesel.

2006 - Início da operação da UPGN III.

2009 - Implantação da Refinaria Potiguar Clara Camarão (RPCC).

CAPÍTULO 3 – FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

3. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

3.1 Gás Natural

Definição: “Gás Natural é todo hidrocarboneto que permaneça em estado gasoso nas condições atmosféricas normais, extraído diretamente a partir de reservatórios petrolíferos ou gaseíferos, incluindo gases úmidos, secos, processados e gases raros.” – LEI Nº 9.478/97.

O gás natural (GN) é encontrado em acumulações de rochas porosas no subsolo (terrestre ou marinho), e em locais arenosos que contêm petróleo nas profundidades do subsolo, podendo ser classificado em duas categorias de acordo com a forma no qual é encontrado no reservatório em: gás associado e não associado.

Gás natural associado é aquele que, no reservatório, encontra-se em companhia do petróleo, estando dissolvido no óleo ou sob forma de uma capa de gás, isto é, uma parte superior da acumulação rochosa, onde a concentração de gás é superior à concentração de outros fluidos como água e óleo.

Gás não associado é aquele que, no reservatório, está livre do óleo ou este se encontra em concentrações muito baixas. Na acumulação rochosa porosa, a concentração de gás é predominante, permitindo a produção basicamente de gás.

O gás natural é composto por hidrocarbonetos leves, tais como: metano (C1) e etano (C2), passando pelo propano (C3), butano (C4) e pentano (C5), podendo chegar até ao decano (C10). O GN permanece em estado gasoso, sob pressão atmosférica e temperatura ambiente. A Tabela 1 mostra a composição típica de um gás natural, porém essa composição pode variar com o reservatório. Ela indica que o metano é um dos principais componentes da mistura de gases. Os compostos inorgânicos encontram-se em menor percentagem como o nitrogênio, o dióxido de carbono e o sulfeto de hidrogênio, contaminantes indesejáveis, já que não são inflamáveis e causam corrosão nos equipamentos de processamento de gás (Boyun guo; Ali Ghalambor, 2005).

Tabela 13 - Composição Típica do Gás Natural

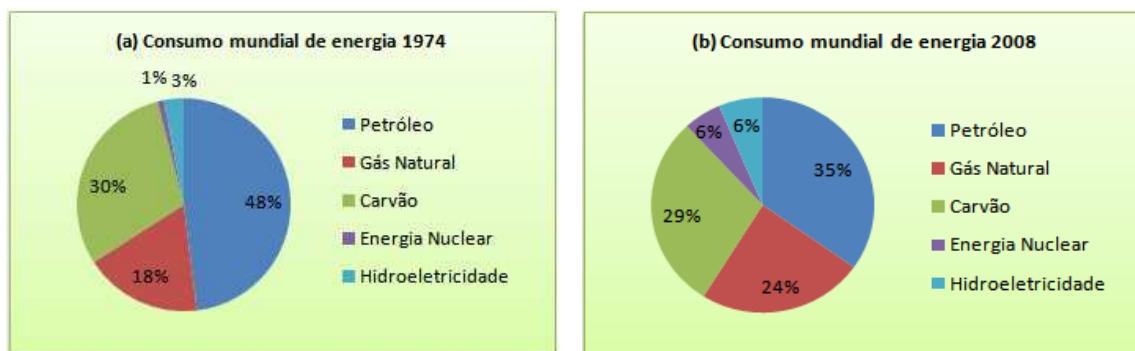
Componentes	% molar
Metano	84,07
Etano	5,86
Propano	2,2
i – Butano	0,35
N – Butano	0,58
i – Pentano	0,27
n – Pentano	0,25
Hexano	0,28
Heptanos e pesados	0,76
Dióxido de Carbono	1,3
Sulfeto de Hidrogênio	0,63
Nitrogênio	3,45
Total	100

Fonte: *Natural Gas Engineering Handbook*

Mais leve que o ar, o gás natural dissipa-se facilmente na atmosfera em caso de vazamentos, o que o torna mais seguro que o GLP. Para que se inflame (auto-ignição) é preciso que seja submetido a uma temperatura superior a 470°C. A título de comparação, vale lembrar que o álcool se inflama a 200°C e a gasolina a 300°C. Além disso, é incolor e inodoro, queimando com uma chama incolor e quase imperceptível. Por questões de segurança o GN é comercializado odorizado com compostos de enxofre para que seja facilmente identificado.

O gás natural é o combustível fóssil mais limpo entre os consumidos no mundo. Sua queima emite baixíssimas quantidades de dióxido de enxofre (SO₂) e material particulado (resíduos do processo de combustão) presentes na fumaça.

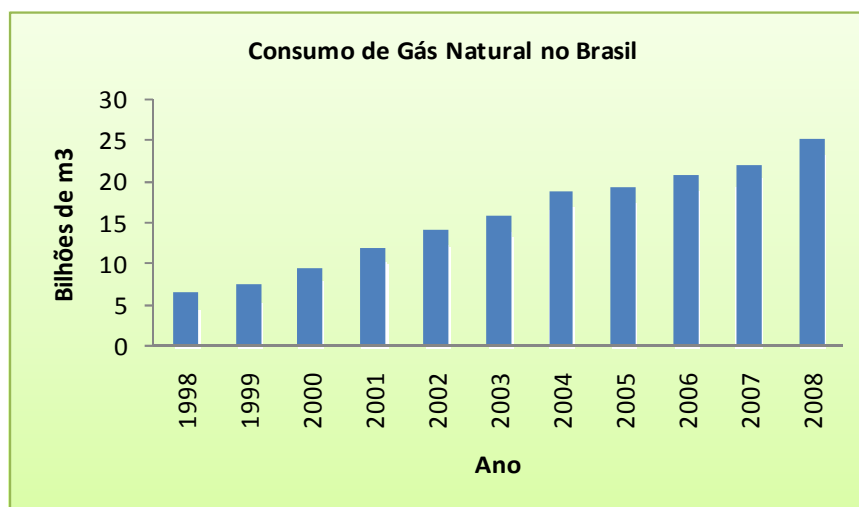
Embora o GN seja o petróleo na forma gasosa, durante muitos anos foi tratado como produto inferior. Só a partir da década de 70, após duas crises internacionais causadas por bruscas elevações no preço do petróleo, o gás passou a ser mais usado como combustível em substituição dos outros derivados de petróleo. Hoje, devido às muitas vantagens de sua utilização, principalmente econômicas e ambientais, o gás é considerado um produto nobre. A Figura 2 permite observar o aumento no consumo de gás natural na matriz de energia primária mundial.



Fonte: BP Statistical Review 2009

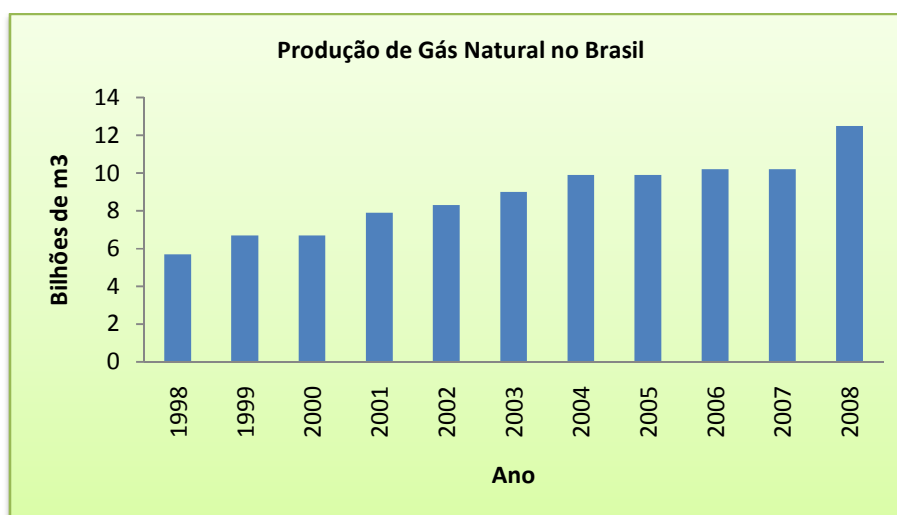
Figura 25 – Consumo mundial de energia em: (a) 1974 e (b) 2008

No Brasil, o consumo de gás natural é considerado baixo. Nas Figuras 3 e 4, tem-se a evolução do consumo e da produção de gás no Brasil, respectivamente é possível notar que a partir de 1999 houve um aumento no consumo em relação à produção devido à entrada em operação do gasoduto Bolívia-Brasil.



Fonte: BP Statistical Review 2009

Figura 26 - Consumo de Gás Natural no Brasil de 1998 a 2008



Fonte: BP Statistical Review 2009

Figura 27 - Produção de Gás Natural no Brasil de 1998 a 2008

O gás natural é versátil, podendo ser utilizado em aplicações domésticas, industriais e automotivas.

Nas indústrias, o uso do gás natural pode ocorrer em vários ramos de atividade, destacando-se os setores de alimentos e bebidas, têxtil, cimento, cerâmicas, vidro, papel e celulose, fundição, siderurgia, petroquímica, entre outros.

Como combustível, o gás natural tem sido muito utilizado em veículos automotivos, em alternativa ao diesel e gasolina, recebendo a denominação de gás natural veicular (GNV).

No setor comercial, podem-se destacar sua utilização em hotéis, shoppings, hospitais, supermercados, motéis, lavanderias, clubes, escolas, academias esportivas, padarias, restaurantes, churrasarias, lanchonetes, concessionárias de veículos, laboratórios etc.

Assim como nos setores industrial, automotivo e comercial, o gás natural vem sendo significativamente aplicado no setor residencial, em substituição ao GLP e à energia elétrica.

3.2 Produção do Gás Natural

A cadeia produtiva do gás natural é dividida nas seguintes atividades interligadas: exploração, produção, processamento, transporte e distribuição.

Exploração: este grupo de atividade focaliza a probabilidade de ocorrência ou não do produto numa determinada formação geológica ou campo. Congrega as atividades de aplicação de ferramentas de avaliação do potencial gasífero de uma região geográfica, estudos geológicos desta região e a determinação da viabilidade comercial de se explorar o campo (CTGÁS-ER).

Exploração: nesta etapa são realizadas as atividades de projeto das instalações que serão desenvolvidas para permitir a operação comercial do poço, e as atividades de perfuração, completação e recompletação de poços (colocação das cabeças de vedação, válvulas, comandos remotos e demais acessórios que permitirão a produção dentro dos mais rígidos padrões de segurança) (CTGÁS-ER).

Produção: neste grupo tem-se as atividades de produção, processamento em campo (processamento primário, visando separar o gás natural do óleo no caso de um campo de gás associado) e o transporte até a base de armazenamento ou estação de recompressão mais próxima para o caso de campos “off-store” (CTGÁS-ER).

Processamento: esta atividade congrega todas as etapas de processamento que são realizadas com o gás natural após sua produção. O processamento de campo é um processamento preliminar, realizado no campo de produção ou na plataforma de modo a retirar frações pesadas do gás natural (caso dos campos de gás associado) e permitir sua compressão para terra ou até a estação de tratamento mais próxima. O processamento em planta diz respeito às Unidades de Processamento de Gás Natural – UPGNs – que objetivam recuperar hidrocarbonetos líquidos (chamados de líquido de gás natural) e o chamado gás residual que é então comprimido para as estações (CTGÁS-ER).

Transporte e Armazenamento: neste grupo tem-se as atividades relacionadas ao transporte por gasoduto, envolvendo a etapa de compressão, ou na forma criogênica (gás natural liquefeito); e atividades relacionadas ao armazenamento do gás natural que não existe no Brasil, mas que é comum em países de clima muito frio quando o armazenamento é feito durante o verão em cavernas, de modo a formar um estoque regulador para o inverno (CTGÁS-ER).

Distribuição: as atividades deste grupo dizem respeito à distribuição do gás natural pelas empresas distribuidoras até chegar aos clientes consumidores. A diferença entre transporte e distribuição é feita pelo volume de gás envolvido. Quando se trata de deslocar grandes volumes de gás através de gasodutos de grande diâmetro desde os campos de produção até os chamados “city-gates” tem-se o caso de transporte ou transmissão de gás natural. Quando a atividade de deslocamento do gás é feita no interior das metrópoles até chegar aos consumidores finais ou para atendimento a clientes industriais na periferia das cidades, temos o caso de distribuição (CTGÁS-ER).

3.3 Condicionamento ou Tratamento do Gás Natural

O gás natural bruto vindo dos campos de produção pode conter contaminantes que são classificados em dois tipos básicos: inertes e gases ácidos. Os inertes estão sempre presentes no gás e são nitrogênio e vapor d'água. Os gases ácidos, assim chamados por formarem soluções ácidas na presença de água livre, englobam o gás carbônico (CO₂) e os compostos de enxofre, tais como, o gás

sulfídrico (H_2S), mercaptanas, sulfeto de carbonila (CSO) e dissulfeto de carbono (CS_2).

Condicionamento ou Tratamento é o conjunto de processos aos quais o gás pode ser submetido de modo a remover ou reduzir os teores de contaminantes para atender as especificações de mercado, segurança, transporte ou processamento posterior (Paiva, 2009).

Normalmente o principal parâmetro a ser controlado no condicionamento é o ponto de orvalho (“dew point”) dos hidrocarbonetos e do vapor d’água. Define-se como ponto de orvalho a temperatura na qual, a uma determinada pressão, começa a ocorrer a formação de líquidos (hidrocarbonetos ou água).

A especificação do Gás Natural de origem interna ou externa para comercialização no país é regulamentada pela ANP – Agência Nacional de Petróleo através da Resolução ANP Nº 16, de 17/06/2008 – DOU 18/06/2008, a tabela contendo os dados desta especificação encontra-se no Anexo 1.

As especificações mais freqüentes são relacionadas com: poder calorífico, teor máximo de compostos de enxofre, teor máximo de dióxido de carbono, teor máximo de vapor d’água ou ponto de orvalho em relação à água, ponto de orvalho em relação aos hidrocarbonetos e teor de enxofre.

O tratamento do gás visando apenas à remoção de compostos de enxofre denomina-se dessulfurização.

O vapor d’água, embora por si só seja classificado como inerte, ao condensar em linhas ou equipamentos na presença de gases ácidos ou hidrocarbonetos pode causar inconvenientes como corrosão e formação de hidratos, além de reduzir a capacidade das linhas de transferência. A remoção de água, isto é, a desidratação, é a forma mais eficiente de combater os problemas acima mencionados.

A Figura 5 ilustra de forma simplificada os produtos de uma unidade de condicionamento do gás natural.

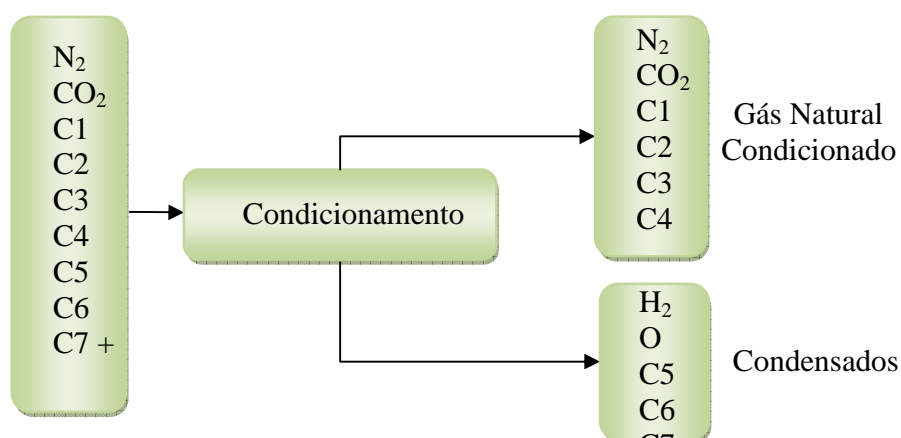


Figura 28 - Produtos de uma unidade de condicionamento

O condensado formado em vários pontos durante a produção e processamento do gás natural contém uma quantidade de frações leves que devem ser recuperadas para que se proceda o armazenamento deste condensado.

Se tal condensado fosse simplesmente armazenado, estas frações leves se vaporizariam e seriam perdidas ou poderiam causar danos nos tanques de armazenamento.

Procede-se, então, a estabilização desse condensado que consiste na recuperação desses hidrocarbonetos leves e na produção de um condensado estabilizado, isto é, estável para armazenamento e posterior utilização ou processamento.

Esse condensado é processado em uma unidade de processamento de gás natural (UPGN). Quando o volume de condensado é significativo é construída uma Unidade de Processamento de Condensado (UPCGN) que é formada basicamente de torres de fracionamento.

3.3.1 Desidratação

3.3.1.1 Água no gás natural

É possível considerar que qualquer gás natural produzido, associado ou não associado, está saturado com vapor d'água, isto é, contém a máxima quantidade de água no estado vapor. Quantidades adicionais que tendem a se vaporizar voltarão a condensar, exceto se houver alteração nas condições de pressão e/ou temperatura do gás.

O teor de água de saturação do gás é função de três parâmetros: pressão, temperatura, e presença de contaminantes. Quanto menor a pressão e maior a temperatura, maior a capacidade do gás de reter água no estado vapor.

A água contida em uma corrente gasosa deve ser parcial ou totalmente removida com os seguintes objetivos:

- 1- Manter a eficiência dos dutos de transporte, uma vez que a água condensada nas tubulações causa redução na área de passagem com aumento da perda de carga e redução de vazão de gás que pode fluir pelas mesmas;
- 2- Evitar a formação de um meio ácido corrosivo decorrente da presença de água livre em contato com gases ácidos que podem estar presentes no gás;
- 3- Evitar a formação de hidratos.

A especificação do gás desidratado, a certa pressão, pode ser dada em termos de teor de água, ponto de orvalho ou depressão do ponto de orvalho. É comum especificar-se um valor para o ponto de orvalho requerido de 5°C abaixo da temperatura mínima a que o gás será submetido, na pressão de operação.

3.3.1.2 Analisadores de umidade no gás natural

A determinação da umidade no gás natural é um fator fundamental no controle de operações de processamento, distribuição e consumo do gás natural. Com a determinação do ponto de orvalho é possível saber se o gás está seco o bastante para não formar hidratos após a sua refrigeração ou água líquida em dutos. (Filho, 2005). Existem vários tipos de medidores de umidade de tais como: espelho refrigerado, óticos, eletrolíticos, capacitores de oxido metálico e piezoelétricos.

3.3.1.3 Hidratos

São compostos formados pela combinação física entre moléculas de água líquida com outras moléculas pequenas de hidrocarbonetos e/ou contaminantes, formando um sólido com aparência de gelo, mas com estrutura molecular diferente. Estes compostos de estrutura cristalina crescem bloqueando linhas, válvulas e equipamentos, parcial ou totalmente, conforme pode ser visto na Figura 6.



Fonte: Desconhecido

Figura 29 - Formação de um hidrato em uma linha

A composição do gás tem efeito fundamental na formação de hidratos. Metano, etano, gás carbônico e gás sulfídrico são, por excelência, os componentes formadores de hidratos. Propano e butanos formam hidratos instáveis e moléculas maiores, ao contrário, tendem a inibir sua formação. Além disso, hidrocarbonetos

condensados ajudam a evitar acúmulo de hidratos pelo efeito de lavagem. Por esta razão, gasodutos bifásicos estão menos propensos à formação de hidratos do que gasodutos monofásicos.

Assim, pode-se dizer que gases de alta densidade, isto é, contendo muito hidrocarbonetos pesados têm menor tendência à formação de hidratos enquanto gases contendo altos teores de H_2S e CO_2 apresentam maior tendência, pois estes contaminantes são mais solúveis em água que a maioria dos hidrocarbonetos.

As condições que promovem a formação de hidratos são: o gás deve estar no ponto de orvalho da água ou abaixo; baixa temperatura; alta pressão; altas velocidades; pressões pulsantes; agitação; formação de um cristal inicial (germe de cristalização).

- *Injeção de inibidores de hidratos*

Embora a remoção da água do gás elimine o problema da formação de hidratos, em algumas circunstâncias não é possível ou não é interessante proceder à desidratação. Se a temperatura mínima da linha estiver abaixo do ponto de formação de hidratos, faz-se necessário uma inibição. Nestes casos a inibição pode ser um método efetivo para prevenir a formação de hidratos. Tais compostos, que tem a função de se combinar com a água livre, na verdade apenas diminuem a temperatura em que os hidratos se formariam, isto é, causam uma depressão na temperatura de formação dos mesmos (crioscopia).

Os pontos mais freqüentes de injeção dos inibidores são os poços de produção, a montante do “choke”, linhas de transporte e corrente que serão submetidas à refrigeração.

Os inibidores mais utilizados são o metanol e os glicóis. Os glicóis são caracterizados por possuírem dois grupos hidroxilas. A hidroxila contribui para a solubilidade e higroscopicidade na água. O etileno glicol (EG), o dietileno glicol

(DEG) e o trietileno glicol (TEG) são utilizados para a inibição de hidratos. O mais utilizado é o EG devido ao seu baixo custo, baixa viscosidade e baixa solubilidade em hidrocarbonetos.

Todos os inibidores devem ser recuperados e recirculados, mas a recuperação do metanol nem sempre é econômica. Não é recomendável o uso de DEG abaixo de -10°C devido a sua viscosidade e a dificuldade de separação de hidrocarbonetos líquidos.

3.3.2 Remoção de gases ácidos

A remoção de compostos de enxofre e dióxido de carbono do gás natural cumpre vários objetivos, desde especificar o gás para venda e consumo, passando por aspectos de segurança e operacionais, até a recuperação destes componentes indesejáveis para posterior utilização e mesmo comercialização.

A remoção de CO_2 pode visar o aumento do poder calorífico do gás e a redução de custos no transporte do mesmo, principalmente se este contaminante estiver presente em grandes quantidades pois, sendo este um inerte sem valor energético, seu transporte, as vezes por longas distancias, é um ônus que deve ser eliminado. O dióxido de carbono pode ser removido para evitar a formação de gelo seco (CO_2 sólido) em correntes que serão submetidas a processamento criogênico, ou minimizar problemas de corrosão em dutos de transferências e equipamentos de processo.

Dos compostos de enxofre presentes no gás natural, o H_2S é o de maior relevância visto ser o que aparece em teores mais elevados, contudo, mercaptanas (RSH), sulfeto de carbonila e bissulfeto de carbono (CS_2) são também importantes e devem ser considerados ainda que apenas traços dos mesmos estejam presentes no gás.

É interessante notar a possibilidade de recuperação de enxofre simultaneamente a remoção de gases, principalmente porque o país não é auto-suficiente na produção desse elemento. Quase todas as refinarias a Petrobras

possuem sua unidade de recuperação de enxofre, empregando o Processo CLAUS que é o mais utilizado.

Quanto ao H₂S, o principal motivo para sua remoção é a sua toxidez. Quase duas vezes mais tóxico que o monóxido de carbono e quase tão tóxico quanto o ácido cianídrico (HCN).

3.3.2.1 Seleção do Tratamento

Vários são os processos disponíveis para tratamento de gás natural. A maioria dos processos utiliza solventes os quais absorvem os gases ácidos física ou quimicamente. Na absorção química, as reações podem ser reversíveis ou irreversíveis (Filho, 2005).

Os processos por absorção física removem os gases ácidos na proporção direta de suas pressões parciais.

Existem várias variáveis envolvendo a escolha de uma tecnologia para o tratamento de gases ácidos. Alguns fatores a ser considerados são:

- Natureza e concentração de impurezas no gás;
- Especificações requeridas no gás tratado;
- Temperatura e Pressão do gás ácido e do gás tratado;
- Volume do gás a ser tratado;
- Composição da corrente de hidrocarbonetos;
- Seletividade requerida na remoção do gás ácido;

Alem dos processos com solventes, outros tais como a destilação e os processos de leito sólido, estes usados especificamente na remoção de compostos de enxofre, também são empregados com sucesso no tratamento do gás natural. A Tabela 2 classifica os principais processos em uso de acordo com o princípio básico que os define.

Tabela 14 - Processos de remoção de gases ácidos

Processo	
Absorção Química	Aminas - Monoetanolamina (MEA); - Dietanolamina (DEA); - Metildietanolamina (MDEA); - Di-isopropilamina (DIPA)
	Carbonato de potássio quente: - Benfild; - Catarcarb; - Lurgi; - Vetrocoke;
	Outros - Streford; - Amônia; - Etc.
Absorção física	Sulfinol
	Selexol
	Rectisol
	Purisol
	Solvente Flúor
	Água
Leito sólido	Óxido de Ferro
	Peneiras Moleculares
	Óxido de Zinco
	Carvão Ativado
Destilação	Ryan-Holmes
Permeação	Membranas

3.4 Processamento Primário do Gás Natural

Processamento de gás natural é uma seqüência de operações unitárias que tem por objetivo separar os componentes mais pesados do gás em uma corrente líquida, tornando o gás mais leve (Paiva, 2009).

A corrente líquida normalmente formada pelo propano (C3) e mais pesados, é conhecida como LGN (Líquido de Gás Natural). O LGN é fracionado para se obter o GLP (Gás Liquefeito de Petróleo) e a nafta leve (C5+). Estas correntes líquidas possuem um maior valor energético, e conseqüentemente, um maior valor econômico.

O gás mais leve, de menor valor energético, é denominado gás processado, gás seco ou gás residual, sendo composto basicamente de metano (C1) e etano (C2), este é o gás utilizado nas indústrias, automóveis e, residências, comercio e usinas de geração de energia. Na Figura 7 é apresentado um fluxograma simplificado do processamento primário do gás natural.

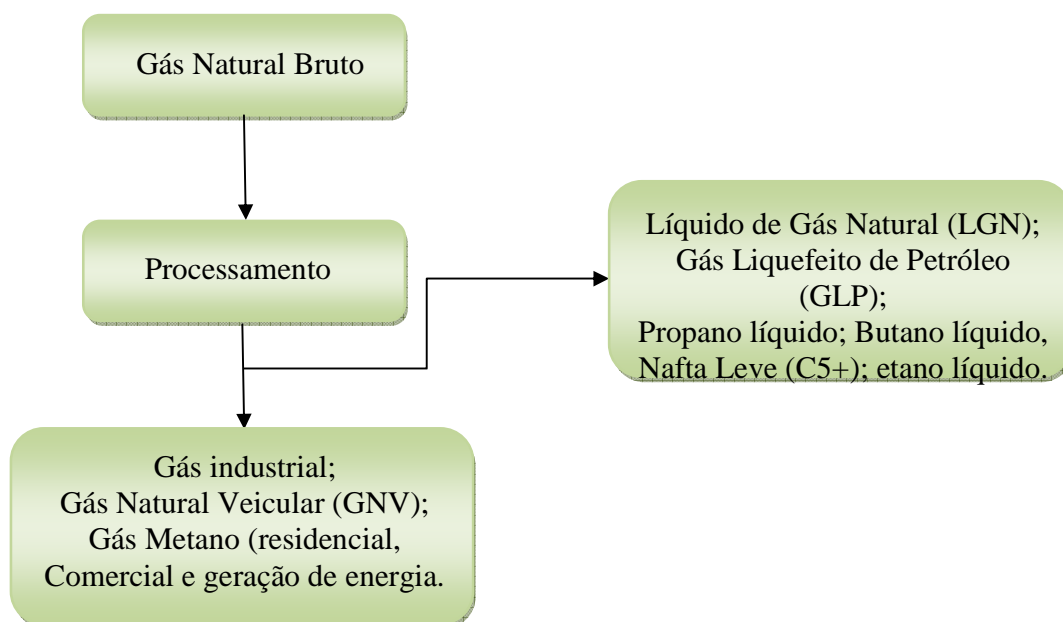


Figura 30 - Fluxograma simplificado do processamento primário do GN.

A Tabela 3 mostra a diferença na composição típica do gás natural de algumas unidades da Petrobras:

- (1) Gás do campo de LUC, bacia do Solimões – Urucu;
- (2) Gás do campo de Miranga, na Bahia;
- (3) Saída da UPGN II, Urucu;

Tabela 15 - Composição Molar Média de Alguns Gases

Componentes	Associado (1)	Não Associado (2)	Processado (3)
Metano	65,18	85,48	
Etano	11,11	8,26	12,23
Propano	4,82	3,06	0,45
i – Butano	0,57	0,47	-
N – Butano	1,16	0,85	-
i – Pentano	0,16	0,2	-
n – Pentano	0,20	0,24	-
Hexano	0,06	0,21	-
Heptano e pesados	0,09	0,06	-
Nitrogênio	16,52	0,53	14,64
Dióxido de Carbono	0,13	0,64	0,19
Total	100	100	100

3.5 Unidade de Processamento de Gás Natural

Uma Unidade de Processamento de Gás Natural é uma instalação industrial que objetiva realizar a separação das frações mais pesadas (propano e mais pesados), existentes no gás natural, gerando gás processado (metano e etano), GLP e gasolina natural (C5+).

O objetivo principal das UPGNs na indústria do Petróleo mundial é a especificação do gás natural para transporte nos gasodutos, o que possibilita a comercialização do gás produzido nos campos.

No entanto no Brasil as UPGNs são especificadas, na maioria dos casos, para atender dois objetivos: a especificação do gás para transporte e comercialização e também para a maximização da produção de GLP.

As refinarias são responsáveis pela produção da maior parte de GLP, entretanto a opção de aumentar a oferta de GLP simplesmente a partir do aumento da capacidade de refino não se revela a mais atraente do ponto de vista dos custos, uma vez que, um aumento de 40% da capacidade de refino, necessária para atender o mercado, acarretaria numa sobra considerável de outros combustíveis, principalmente gasolina e óleo combustível, e a conseqüente dificuldade de comercializá-lo a preços atrativos. Assim sendo, as UPGNs são, em termos econômicos, muito importantes para balança comercial Brasileira, pois produzem grandes quantidades de GLP além de especificar o gás natural para o consumo residencial, industrial ou veicular.

Várias são as configurações que podem ser obtidas em uma UPGN. Na Figura 8, é apresentado um esquema simplificado de uma UPGN empregada para a separação das frações mais pesada.

As recuperações de líquidos que podem ser alcançadas dependem do tipo de processo utilizado e da riqueza do gás. Comumente se conseguem recuperar 100% dos butanos e hidrocarbonetos mais pesados, 90 a 95% de propano e até 80% de etano.

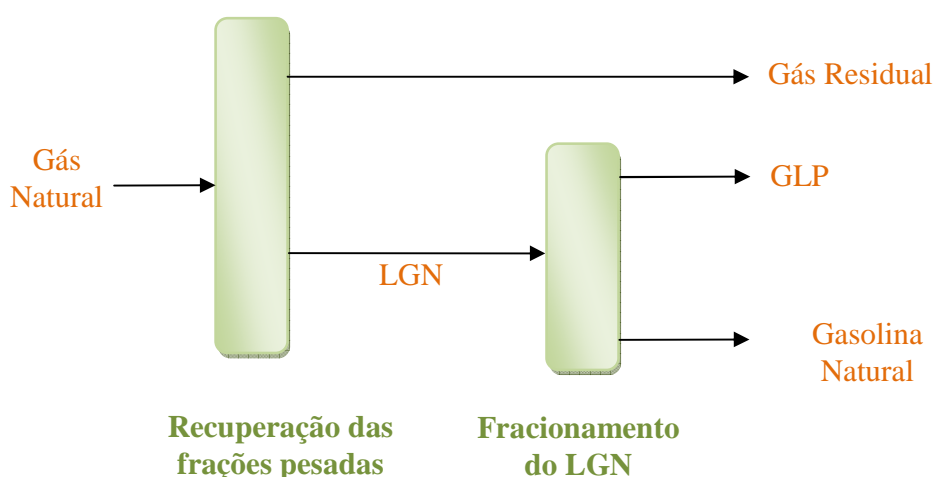


Figura 31 - Esquema simplificado de uma UPGN.

3.5.1 Escolha do Processo

Em termos econômicos, a escolha do melhor processo a ser utilizado em uma UPGN depende basicamente de três fatores, a saber: pressão do gás, composição do gás e recuperações desejadas.

No entanto, como não existem critérios rígidos que orientem a seleção, é recomendável que se faça um estudo técnico e uma análise econômica para cada tipo de processo. A análise deverá considerar entre outros, os seguintes fatores: recuperações obtidas; quantidade, tipo, origem dos equipamentos; instrumentação; custos operacionais e consumo de utilidades.

São quatro os principais processos para recuperação de hidrocarbonetos líquidos ou controle de dew-point do gás natural:

- Refrigeração Simples;
- Absorção Refrigerada;
- Expansão Joule-Thomson;
- Turbo-expansão;

Todos os processos têm em comum o princípio básico de promover a condensação dos hidrocarbonetos mais pesados por meio da redução da temperatura.

O processo de absorção refrigerada, no entanto, utiliza a refrigeração apenas como auxiliar para obter maiores recuperações, sendo o óleo de absorção o agente fundamental na recuperação de hidrocarbonetos líquidos. Sua aplicação típica é na recuperação de propano e mais pesados, havendo sempre uma recuperação incidental de etano.

Como os investimentos e custos de operação da Absorção refrigerada estão diretamente relacionados as vazões de óleo circulante, este tipo de processo deixa de ser interessante a medida que se deseja recuperações de etano mais elevadas e que requerem maiores circulações de óleo. A grande vantagem deste

processo é a manutenção da pressão de admissão do gás, requerendo pouca, ou nenhuma recompressão do gás residual.

Quanto aos dois processos de expansão, ambos causam resfriamento do gás devido à redução da pressão; a diferença básica entre eles, em termos termodinâmicos, é que o primeiro é isentálpico ou o segundo é isoentrópico.

3.5.2 Principais Indicadores de Rendimento de uma UPGN

Riqueza do Gás: é a soma das percentagens molares dos componentes mais pesados do gás, isto é, o somatório dos teores do propano e dos componentes mais pesados (Butanos, Pentanos, Hexanos, Heptanos, etc). Na prática representa a quantidade de LGN presente no gás natural.

Índice de rendimento do gás (IRG): um conceito muito utilizado no processamento de gás. É definido como sendo a quantidade de líquido, previamente estabelecida como C_{2+} ou C_{3+} (etano e propano e mais pesados) que pode ser obtida através do processamento do gás natural. É geralmente expressa em metros cúbicos de líquido a 20°C e 1atm por 1000 m³ de gás natural a 20°C e 1 atm absoluta.

Perda de propano: representa a quantidade de propano (GPL) que está sendo perdido na corrente de gás industrial.

Corte de GLP: É a relação entre a produção de GLP e a produção de LGN, quanto maior o corte, maior a produção de GLP. O corte depende da composição do gás, quanto maior os teores de propano e butanos no gás maior o corte de GLP.

3.6 Descrição geral de tratamento e processamento de óleo e gás no Pólo de Guimarães

No Pólo Industrial de Guimarães, o petróleo bruto do campo de Ubarana passa por um processo de separação com a finalidade de se recuperar o gás natural remanescente. Em seguida, é submetido a um tratamento térmico, objetivando a

sua especificação em termos de teor de água e salinidade na Estação de Tratamento de Óleo (ETO – GMR). O petróleo tratado segue para os tanques de carga da unidade de diesel.

O petróleo bruto proveniente dos campos de terra é recebido em tanques de separação, com a finalidade de remover a água livre. Em seguida o petróleo é submetido a tratamentos térmico e eletrostático, com a finalidade de remover o restante da água, que está emulsionada. Parte do petróleo de terra tratado alimenta os tanques de carga da unidade de diesel e da unidade de QAV. A outra parte do petróleo dos campos terrestres, após tratamento, é entregue à TRANSPETRO para armazenamento, e posterior transferência aos navios tanques, os quais efetuam o transporte para as refinarias (ABAST) onde será transformado nos vários derivados como gasolina, diesel, óleo combustível e outros.

O petróleo bruto dos campos de Pescada e Arabaiana é recebido em um coletor de condensado (slug-catcher), responsável pela separação das fases gasosa e líquida. A fase gás é enviada para a ECUB (Estação de compressores de Ubarana), passando previamente por um tratamento para remoção dos compostos sulfurosos, prejudiciais aos processos subsequentes. A fase líquida do slug-catcher é tratada na Unidade de estabilização de condensado de Pescada e Arabaiana, onde através de tratamento térmico e quebra de pressão o gás natural remanescente é recuperado e a água é drenada para a estação de tratamento de efluentes. O petróleo tratado dos campos de Pescada e Arabaiana é, por fim, enviado para os tanques de carga.

O gás natural que chega ao pólo industrial, proveniente dos campos marítimos e terrestres, é comprimido na Estação de Compressores de Ubarana (ECUB) para possibilitar o seu processamento nas Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGNs).

Nas UPGNs o gás natural é processado utilizando-se os processos de recuperação de líquidos tais como: absorção refrigerada e turbo-expansão, com variações de temperatura e pressão, extraindo-se os seguintes produtos:

- Gás liquefeito de petróleo (GLP), conhecido como gás de cozinha, composto pelas frações intermediárias;
- Gás industrial, composto pelas frações leves e
- Gasolina natural composta pelas frações mais pesadas do gás.

O gás industrial produzido nas UPGNs é imediatamente injetado no gasoduto Guamaré - Cabo, denominado Nordesteão, para consumo nas indústrias do RN, PB e PE e no gasoduto Guamaré-Fortaleza, ou Gasfor, para consumo nas indústrias do Ceará.

O GLP é armazenado em esferas sendo transferido e faturado diariamente para as carretas transportadoras pertencentes aos clientes, ou através de dutos, cujo abastecimento é feito na área de carregamento.

A gasolina natural é enviada para as refinarias juntamente com o petróleo tratado dos campos terrestres.

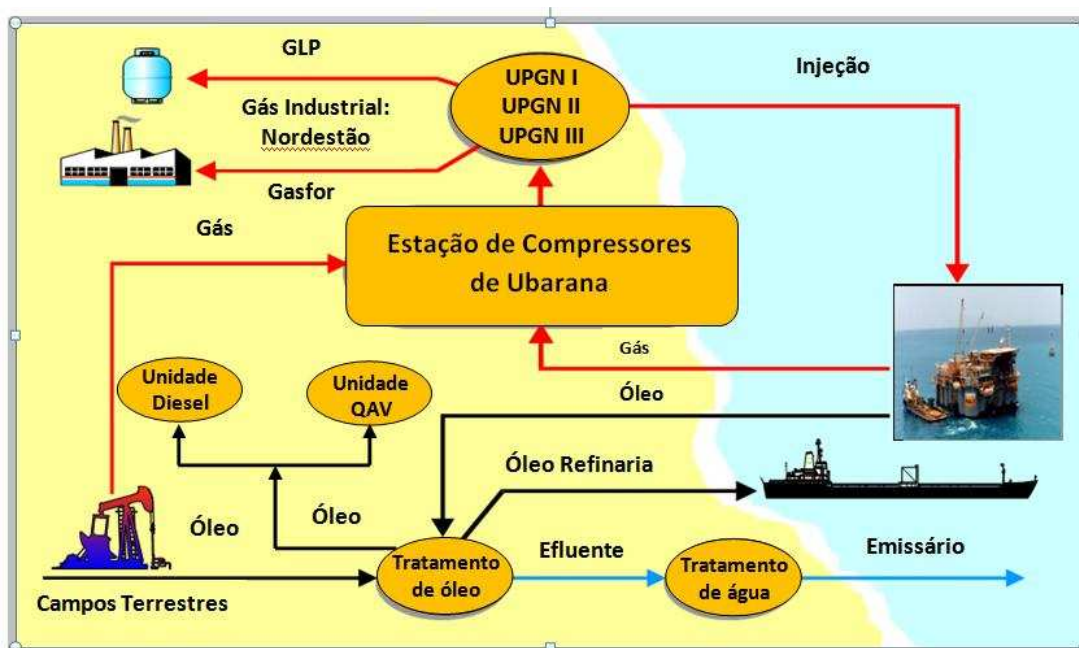
Na Unidade de Diesel é produzido o óleo diesel, utilizando o processamento do tipo destilação atmosférica. Depois de produzido, o óleo diesel é armazenado em tanques, sendo transferido diariamente para as carretas, pertencente à TRANSPETRO, cujo abastecimento é realizado na área de carregamento.

Na unidade de Diesel é também produzida a NAFTA e o RAT (Resíduo Atmosférico), que são enviados para as refinarias juntamente com o petróleo tratado dos campos terrestres.

Na unidade de QAV são produzidos o diesel e querosene por destilação atmosférica. Depois de destilado, o querosene é tratado na unidade de tratamento cáustico regenerativo, onde é especificado o querosene de aviação (QAV). Depois de produzido, o QAV é armazenado em tanques e transferido para a BR Distribuidora através de duto ou por carretas. Depois de produzido, o óleo diesel é armazenado em tanques. A transferência da produção ocorre diariamente para a BR distribuidora através de duto ou para as carretas, pertencentes a TRANSPETRO, cujo abastecimento é realizado na área de carregamento. Na unidade de QAV também é produzido a NAFTA e o RAT (resíduo atmosférico),

que são enviados para as refinarias juntamente com o petróleo tratado dos campos terrestres e marítimos.

A Figura 9 é a representação das movimentações da Unidade de Tratamento e Processamento de Fluidos.



Fonte: Petrobras-Guamaré

Figura 32 - Macrofluxo do processo UTPF

3.7 Descrição detalhada das Unidades de Processamento de Gás Natural do Pólo Industrial de Guamaré

3.7.1 Unidade de Tratamento de Gás (UTG)

A unidade de tratamento de gás do pólo de Guamaré, que tem como objetivo promover a remoção de H_2S e umidade, é composta por duas estações: a UTG de baixa pressão, que recebe o gás proveniente dos campos de Pescada e Arabaiana a uma pressão de aproximadamente 5 kgf/cm^2 , e a UTG de alta pressão, que por sua vez recebe o gás oriundo da UTG de baixa e dos campos de Ubarana. Esta unidade trabalha a uma pressão em torno de 70 kgf/cm^2 .

O gás proveniente dos campos de Pescada e Arabaiana ao chegar às instalações do pólo de Guamaré passa primeiro por um “slug-catcher” para remoção de óleo condensado. O gás que sai do “slug-catcher” vai então para o sistema de dessulfurização de baixa pressão, que opera em torno de $4,5 \text{ kgf/cm}^2$ a 23°C . Para favorecer o processo de adsorção o gás natural recebe uma injeção de água antes de entrar nos vasos do sistema de dessulfurização de baixa pressão onde sofre uma redução de 35 ppm para 4 ppm em sua concentração de H_2S . Dos vasos de baixa pressão o gás é comprimido, em uma estação de compressores, a uma pressão de $70,0 \text{ kgf/cm}^2$ a 50°C , depois dessa compressão o gás recebe o fluxo de gás proveniente de Ubarana e Área Sul de Mossoró, já comprimido, e logo após recebe uma injeção de água seguindo então para o sistema de dessulfurização de alta pressão onde a concentração de H_2S é reduzida a 0 ppm. Em seguida, o fluxo gasoso saturado com vapor d’água, segue para o sistema de secagem do gás natural, composto por vasos recheados de peneiras moleculares que por adsorção secam o gás natural.

O processo de dessulfurização (ou processo SulfaTreat) consiste da remoção de compostos de enxofre contido em correntes de gás natural através de contato sólido-gás com catalisador a base do elemento químico ferro (Fe).

A corrente de gás natural flui através do leito granular de SulfaTreat, onde o H_2S reage quimicamente com o catalisador, sendo absorvido por este e formando um composto estável (dissulfeto de ferro), e liberando gás natural para processamento nas UPGNs.

O consumo de catalisador depende exclusivamente da quantidade de H_2S contido na corrente de gás natural processado, ou seja: quanto maior for a concentração de H_2S , maior será a absorção e menor o tempo necessário para “saturação” do leito de SulfaTreat.

O processo de absorção de H_2S é dependente da temperatura e umidade do gás processado. Deve-se evitar a presença de água líquida na entrada dos reatores, pois o excesso de água poderá “lavar” os centros ativos do catalisador, removendo os sítios ativos, responsáveis pela absorção de H_2S . Temperaturas baixas, inferiores a 11°C , reduzem a absorção de H_2S .

Após passar pelo processo SulfaTreat, o gás passa por um processo de secagem de gás. O processo de secagem ocorre por adsorção em peneiras moleculares. As peneiras moleculares são usadas em muitos processos industriais para secar, purificar e separar uma ampla variedade de gases e líquidos. Elas podem fazer isso porque: como bastões/bolas magnéticos, as peneiras moleculares exercem uma forte atração sobre certos tipos de moléculas e excluem moléculas maiores que os seus poros. Moléculas tais como as da água e do metanol têm pólos elétricos positivos e negativos. Essas moléculas polares são fortemente atraídas pelas peneiras moleculares. Em contra partida, as moléculas não polares, como aquelas do metano ou etano, por exemplo, são fracamente atraídas. Quando uma mistura de água e metano é passada através das peneiras moleculares, a água é adsorvida, mesmo se as moléculas forem suficientemente pequenas para passar facilmente através dos poros. E com isso é liberado o calor.

Na maioria dos sistemas a temperatura da corrente do processo aumenta somente alguns graus. A temperatura ambiente as peneiras moleculares tem uma capacidade relativamente alta para adsorver água. Com a elevação da temperatura da corrente do gás, a capacidade de adsorver é muito inferior. Por essa razão quando as peneiras moleculares se tornam “saturadas”, a molécula adsorvida pode ser removida por aquecimento do leito da peneira molecular com um gás seco e aquecido. E também pode ser regenerada através de uma redução brusca de pressão.

Tanto a UTG de baixa com a de alta têm como produto final o gás natural tratado, que serve como alimentação para as unidades de processamento de gás natural.

O gás sai da UTG de alta a uma temperatura de 50°C e a uma pressão de 69,5 kgf/cm², um teor de H₂S de 0,3 ppm e um teor máximo de água de 0,5 ppm. Na Figura 10 é apresentado um fluxograma simplificado da UTG.

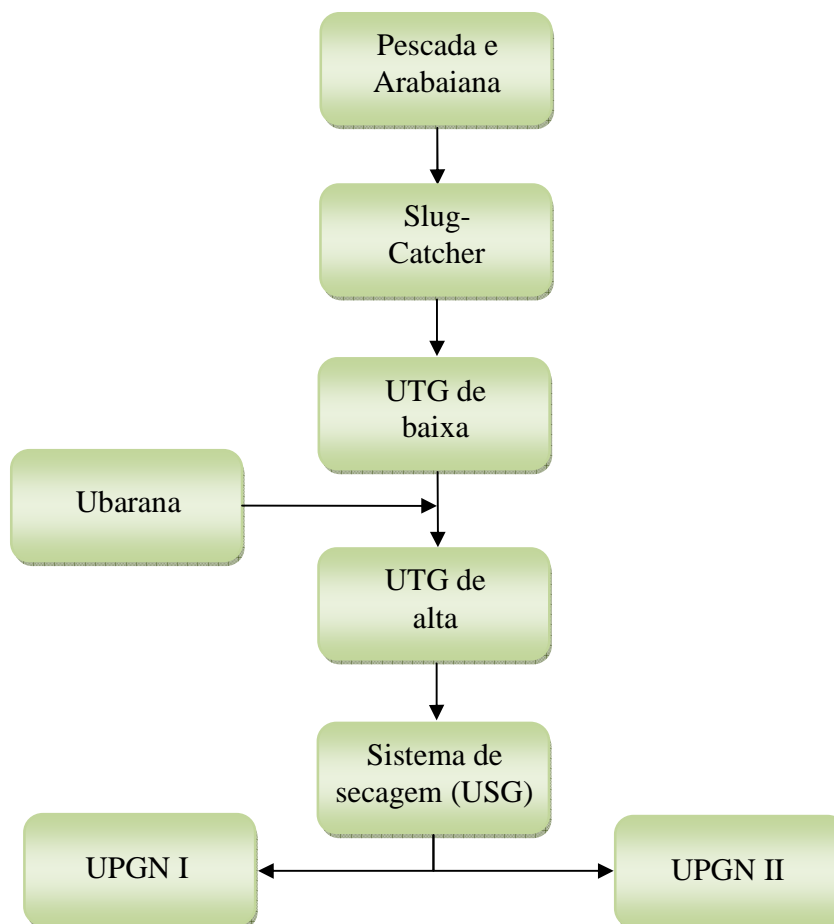


Figura 33 - Fluxograma de blocos do processo da UTG

3.7.2 Unidade de Processamento de Gás Natural I (UPGN I)

A UPGN I tem por finalidade separar gases leves, ricos em metano e etano, GLP e gasolina desbutanizada, do gás natural, oriundo dos campos de Ubarana e Agulha.

Dos constituintes do gás natural são separados os três seguintes grupos de componentes:

- Metano (C1) e etano (C2) e outros leves, vindo a constituir o gás residual, na sua maior parte.
- Propano (C3) e butanos (C4), vindo a constituir o GLP.

- Pentanos (C5) e mais pesados, que constituirão a gasolina natural.

O processo da UPGN I é dividido em oito sistemas básicos: Desidratação e Resfriamento do gás natural, Absorção, Desetanização de óleo rico, Fracionamento de óleo rico, Desbutanização de Líquido do Gás Natural (LGN), Refrigeração com Propano, Condicionamento de Óleo e Estabilização de condensado.

O gás natural proveniente dos campos, ao chegar à unidade passa pelo coletor de condensado, em seguida é comprimido e admitido na UPGN I a pressão de 69 kgf/cm². Este gás natural úmido contém vapor d'água em equilíbrio, que deve ser removido, pois quando em altas pressões e/ou baixas temperaturas irá condensar formando hidratos. Estes hidratos, depositando-se nas linhas e equipamentos, constituindo obstáculos ao fluxo de gás, vindo a diminuir sensivelmente a eficiência do processo.

No processo de desidratação, o agente desidratante é o glicol que é atomizado na corrente de gás por intermédio de aspersores instalados na entrada do permutador gás-gás e no refrigerador de gás. As fases glicol-água e hidrocarbonetos escoam para o vaso separador de glicol onde o glicol contendo água absorvida do gás natural é separado e enviado para o circuito de regeneração.

Após passar pelo sistema de glicol o gás passa por um processo de absorção. A absorção das frações mais pesadas que o etano contido no gás natural é feita na Torre Absorvedora, que promove o contato em contracorrente de um óleo de absorção com o gás úmido. O óleo pobre é pré-saturado com o gás residual de topo da própria absorvedora e resfriado a propano antes de ser realimentado na Torre Absorvedora. Após pré-saturação, o gás residual é separado e, antes de deixar a UPGN, troca calor com o gás natural na estrada na unidade. Nessa etapa de absorção a torre está projetada para recuperar cerca de 94% do propano contido no gás natural. O produto de fundo da Torre Absorvedora é o óleo rico, que constitui a carga da Torre Desetanizadora.

Na etapa de desetanização, o óleo rico, proveniente do fundo da Torre Absorvedora, segue para o Vaso de Expansão de Óleo Rico. O vapor formado

passa pela válvula controladora de pressão deste vaso, entrando a seguir na seção de absorção da Torre Desetanizadora, enquanto o líquido deste vaso é aquecido e introduzido na torre alguns pratos abaixo. O gás separado após o condensador desta Torre, sub-resfria o propano refrigerante e é enviado diretamente para a corrente de gás residual, sendo que parte é utilizada como gás combustível no forno da Unidade e na Estação de Compressores. O líquido retorna à Torre como refluxo. O óleo rico do fundo da Torre Desetanizadora alimenta diretamente a Fracionadora de Óleo Rico.

A função da Fracionadora de Óleo Rico é separar o líquido de gás natural do óleo de absorção, o qual retorna a Torre Absorvedora. O produto de fundo da fracionadora de óleo rico passa pelo refeedor da desetanizadora e pelo resfriador de óleo pobre, sendo em seguida bombeado para o aquecedor de carga da desetanizadora, antes de ser novamente bombeado para o topo da torre absorvedora. O produto de topo da fracionadora de óleo rico é totalmente condensado, sendo uma parte bombeada de volta a torre como refluxo e outra parte bombeada para a torre desbutanizadora. O fundo da fracionadora de óleo rico opera como pulmão de óleo pobre, e o refeedor da mesma é um forno que opera também como fonte de aquecimento do óleo que cede calor aos refeedores da desbutanizadora, regeneradora de glicol, estabilizadora de condensado e da torre condicionadora de óleo.

A carga para a Torre Desbutanizadora, que é constituída pelo produto de topo da fracionadora de óleo rico, é pré-aquecido pela gasolina natural produto de fundo da própria Desbutanizadora. O fluido quente do refeedor da desbutanizadora é o óleo quente proveniente do forno da fracionadora de óleo rico. A gasolina natural produto de fundo, cede calor a carga desta torre, é resfriada antes de ser enviada aos tanques de armazenamento. O vapor de topo da Desbutanizadora, constituído de propano e butano, é totalmente condensado voltando parte à torre como refluxo, e outra parte sendo odorizada e enviada às esferas de armazenamento.

O propano em fase vapor, proveniente do separador, é comprimido em dois estágios e, após ser condensado, segue para o acumulador de propano. Este

propano líquido é sub-resfriado pelo vapor que deixa a Desetanizadora e segue para o economizador onde há separação do líquido e do vapor. Parte do líquido do economizador alimenta o refrigerador de gás e o pré-saturador, onde é vaporizado, e retorna ao vaso. Todo vapor vai para os cilindros inter-estágios do compressor de propano e o restante do líquido vai para o separador. O propano líquido do separador segue para o condensador da desetanizadora onde é vaporizado. O propano vaporizado volta para o separador, de onde sai para o primeiro estágio do compressor. A torre de reposição de propano é alimentada por uma corrente proveniente da descarga da bomba do refluxo da fracionadora. O produto de topo é propano livre de butano, e segue para o economizador. O propano líquido do acumulador é usado como refluxo. O produto de fundo da torre retorna ao condensador da fracionadora de óleo rico onde é resfriado e incorporado ao produto de topo dessa torre.

O gás natural contém pequenas quantidades de hidrocarbonetos com ponto de ebulição mais alto que o ponto final desejado para o óleo pobre. Esses hidrocarbonetos são retidos no óleo pobre e, caso eles não sejam removidos, após algum tempo o óleo pobre torna-se mais pesado. A finalidade da condicionadora de óleo é a de manter o peso molecular e o ponto final do óleo pobre pela remoção desses hidrocarbonetos pesados. Uma pequena parte do óleo pobre saído do fundo da fracionadora alimenta continuamente a condicionadora onde o óleo pobre é tirado como produto de topo e os hidrocarbonetos pesados como produto de fundo. O óleo que sai do topo é totalmente condensado e parte retorna a torre como refluxo. O óleo pobre isento de hidrocarbonetos pesados retorna ao sistema de circulação de óleo pobre. O produto de fundo da torre é enviado para o tanque de resíduo. O condensado separado do gás natural é enviado para o Sistema de Estabilização onde troca calor como condensado estabilizado, entrando em seguida no topo da Torre Estabilizadora de Condensado. Na Figura 11, apresenta-se um fluxograma geral para o processamento da UPGN I.

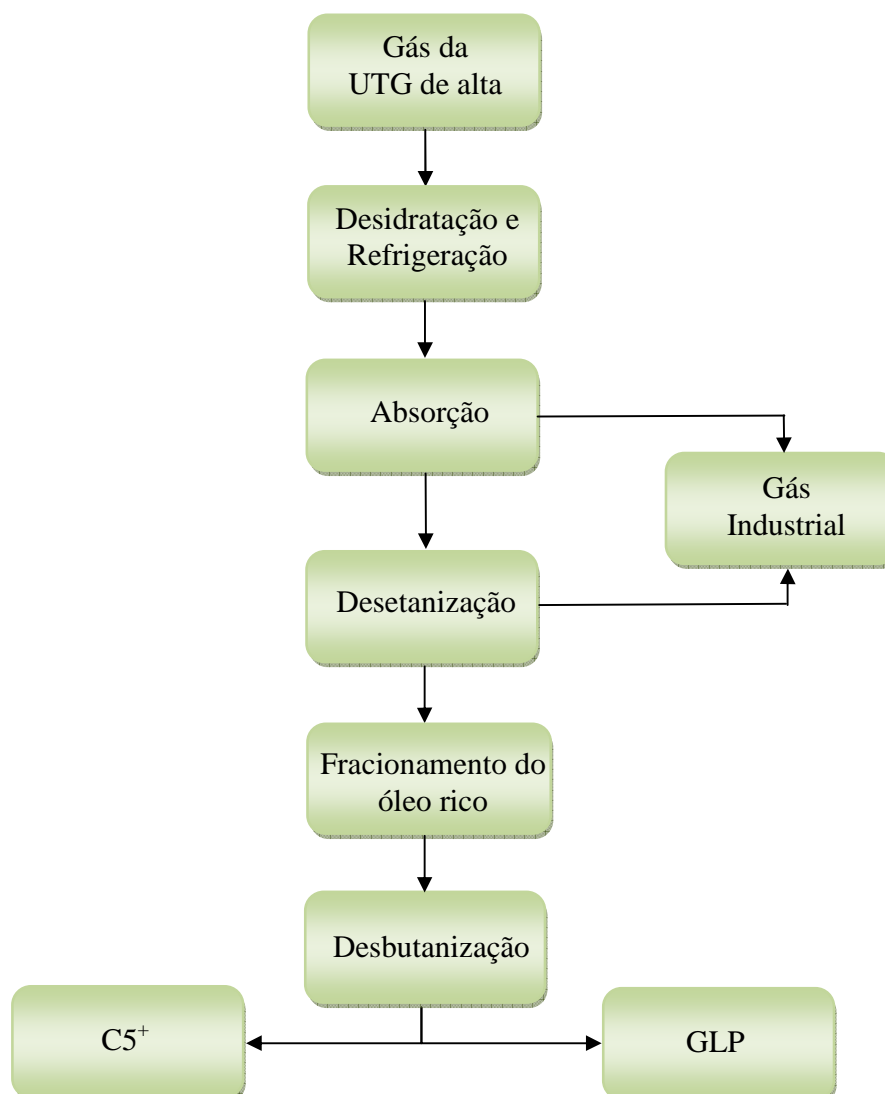


Figura 34 - Fluxograma de Blocos do Processo da UPGN I

3.7.3 Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN II)

A UPGN II de Guamaré, a exemplo da UPGN I, tem por finalidade separar gases leves, ricos em metano e etano, GLP e gasolina desbutanizada, do gás natural, oriundo dos campos de Mar. Dos constituintes do gás natural, nesta unidade, também são separados os três seguintes grupos de componentes: Gás residual (ou gás industrial), GLP e Gasolina natural.

A UPGN II está dividida nos sistemas básicos: Sistema de Refrigeração de Gás Natural; Sistema de Tubo Expansor; Sistema de Desetanização; Sistema de Compressão de Gás Residual; Sistema de Desbutanização; Sistema de Despropanização e Sistema de Refrigeração a Propano.

Inicialmente o gás entra no sistema de Resfriamento de Gás Natural que consiste em uma série de trocadores de calor onde se objetiva a refrigeração até a liquefação parcial deste, de forma que ele possa chegar ao Turbo Expansor com a menor temperatura possível, bem como realizar o aproveitamento da energia térmica de algumas correntes, realizando trocas, otimizando o consumo de energia.

Esse sistema recebe o gás efluente da UTG, com pressão de 69,0 Kgf/cm², temperatura de 55⁰C, concentração de H₂S de zero ppm e um teor de água, menor que 0,5 ppm. Esse gás passa por um vaso coletor de condensado, onde o gás sai pelo topo e vai para uma bateria de 6 permutadores para ser refrigerado saindo a uma temperatura de -42,4⁰C e uma pressão de 67,7 kgf/cm². Durante o processo de resfriamento ocorre a liquefação das frações mais leves do gás natural por esse motivo além dos trocadores de calor gás x gás existem chillers e vasos separadores, para promover a remoção do condensado. O gás que sai desse sistema segue para o Sistema do Tubo Expansor.

O Tubo Expansor consiste em um equipamento mecânico, limítrofe de dois sistemas com pressões distintas, contendo um rotor (daí o nome de turbo) no qual o gás natural movido pelo elevado diferencial de pressão (de ~ 41,1 kgf/cm²) incide diretamente sobre as palhetas do rotor, à alta velocidade, gerando movimento de rotação no rotor. Esse flash (expansão – daí o nome expansor) provoca a queda brusca de temperatura (-42,4⁰C para -78,3⁰C) do próprio gás natural de forma que as frações mais pesadas do gás natural são liquefeitas, originando a partir daí o LGN e o Gás Industrial. Para aproveitar a energia gerada pelo T.E., o mesmo é solidário ao eixo de um compressor centrífugo, utilizado para comprimir o próprio gás industrial liberado do T.E. O LGN que sai do tubo Expansor segue então para o sistema de desetanização.

O sistema de Desetanização consiste em uma torre de destilação, cujo objetivo é realizar a destilação das frações mais leves do LGN, de tal forma que a etanização (contaminação do LGN pelo etano) fique em níveis que possibilite o processamento do LGN na Torre Desbutanizadora e conseqüentemente do GLP na Torre Despropanizadora, com o processo estabilizado e sem perdas de produção.

O LGN entra na torre desetanizadora e por ela saem pelo topo o gás industrial (C1+C2), e pelo fundo sai o LGN com baixo teor de etano que serve de carga para a torre de Desbutanizadora.

Devido ao processo de expansão do gás natural (flash) no turbo expansor, para obtenção de baixas temperaturas, faz-se necessário a recuperação da pressão do gás industrial, compatibilizando-o com o processo de transferência e distribuição aos consumidores. Isso é realizado através da recompressão do gás, por compressores centrífugos. O compressor opera com o header da sucção à 31,4 kgf/cm² e 45⁰C e após a compressão em único estágio com pressão de descarga de 69,5 kgf/cm² e 124,9⁰C.

O LGN com baixo teor de etano entra no sistema de Desbutanização que também consiste em uma torre de destilação, cujos objetivos são: fracionar o LGN em duas correntes: GLP (gasoso) e C₅⁺ líquido; otimizar o corte de GLP, de forma que ele incorpore a máxima etanização (C2) e frações pesadas (C5+) sem no entanto sair das especificações da ANP. Para tanto o sistema conta com amostragem/análise do GLP por cromatógrafo em linha, que interage com o processo, corrigindo a temperatura do topo da torre desbutanizadora, buscando a composição maximizada do GLP.

Pelo topo da torre desbutanizadora sai o GLP e pelo fundo a Gasolina (C5+). O GLP é enviado então para as esferas de estocagem enquanto o C5+ é enviado para os tanques de armazenamento. Uma parte do GLP produzido vai para o sistema de reposição de propano (Torre de Reposição de Propano). Esse sistema entra em operação quando é necessário especificar o Propano para completar o inventário da refrigeração a Propano.

O objetivo do sistema de reposição de propano é produzir o propano refrigerante especificado, utilizado como fluido refrigerante nas UPGNs I e II, a partir do GLP produzido na UPGN II. O sistema conta com uma torre de destilação, reboiler, condensador de topo e bombas, cujo objetivo é produzir um corte (retirada lateral) no GLP, produzindo como destilado o C2 + C3 que, sob controle irão compor o propano refrigerante e, o C4+, como produto de fundo que será enviado de volta à UPGN II.

O sistema de refrigeração à propano, é composto por vasos, compressores e chiller's e trabalha integrado ao sistema de resfriamento de gás natural, cujo objetivo é proporcionar a máxima refrigeração ao gás natural, através dos chiller's, utilizando o propano como fluido refrigerante, para que se possa induzir o início da liquefação das frações mais pesadas do gás natural, bem como enviar o gás com a menor temperatura ao T.E. Na Figura 12 tem-se um fluxograma do processo da UPGN II.

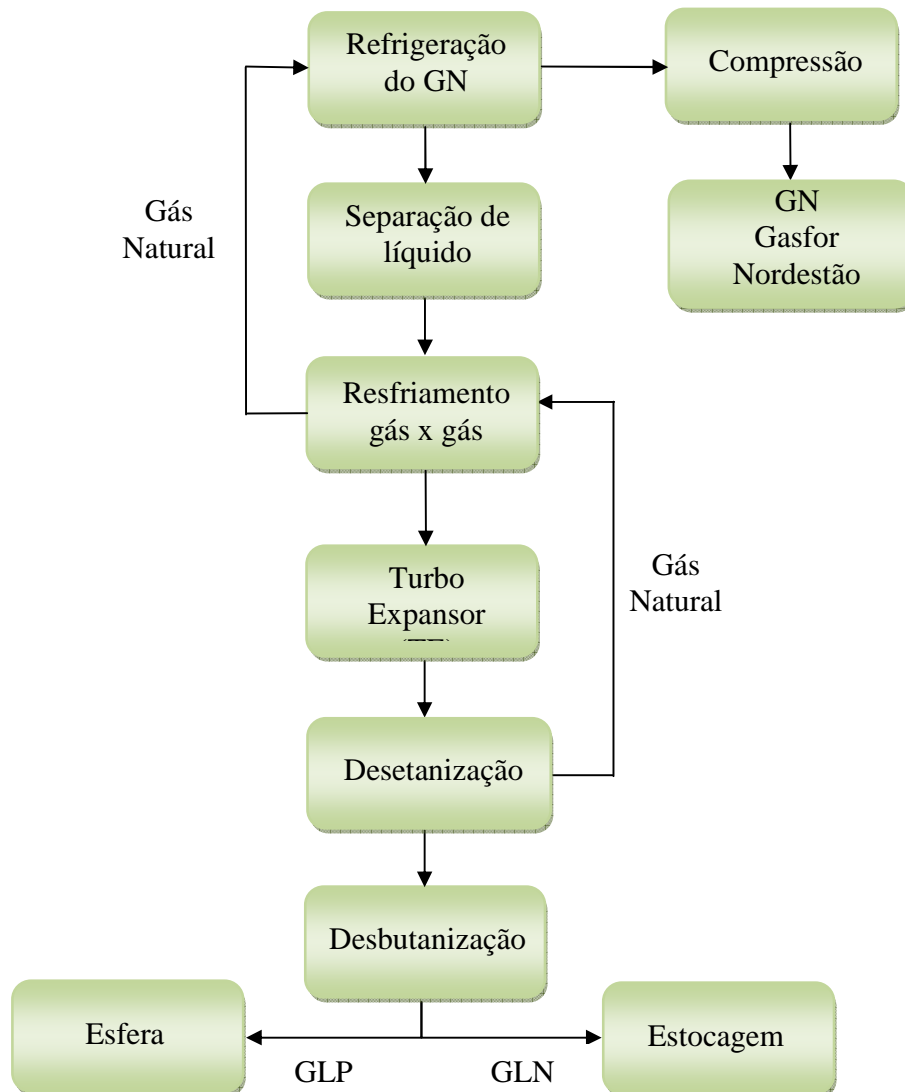


Figura 35 - Fluxograma de Blocos do Processo da UPGN II

3.7.4 Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN III)

A UPGN-III foi construída para ampliar a capacidade de processamento de gás no Pólo Industrial de Guamaré, com os seguintes objetivos:

- Objetivo Principal: especificar o gás processado efluente (gás industrial) para comercialização, através do atendimento aos requisitos estabelecidos para os teores de metano, etano, propano e mais pesados.
- Objetivo Secundário: produzir GLP e C5+ a partir das frações de hidrocarbonetos recuperadas.

A UPGN III possui o próprio sistema de dessulfurização e de secagem de gás. Portanto o gás ao chegar a esta unidade passa pelo sistema de tratamento de gás e segue então para o sistema de resfriamento de gás.

O sistema de Resfriamento de Gás Natural consiste em uma *cold box* onde é realizada troca térmica entre o gás natural, carga da unidade com várias correntes dos sistemas de demetanização, de desetanização e do sistema turbo expensor/compressor.

Do sistema de resfriamento, parte do gás segue para o sistema de demetanização, outra parte segue antes para o turbo expensor, Em seguida, segue para desetanizadora onde é realizado a destilação das frações mais leves do LGN, de tal forma que a etanização (contaminação do LGN pelo etano) fique em níveis que possibilite o processamento do LGN na Torre Desbutanizadora. Deste sistema é retirado o gás combustível, usado nas próprias unidades do pólo de Guamaré, e o LGN que segue para o sistema de desbutanização.

A desbutanização do LGN consiste em fracioná-lo em GLP e C5+, otimizar o corte de GLP, de forma que ele incorpore a máxima etanização (C2) e frações pesadas (C5+) sem no entanto sair das especificações. O GLP produzido segue para as esferas de armazenamento para posteriormente ser enviado para venda, já o C5+, ou gasolina natural, que segue para os tanques de óleo da

TRANSPETRO e é vendido misturado com o petróleo. Na Figura 13 é apresentado um fluxograma simplificado da UPGN III.

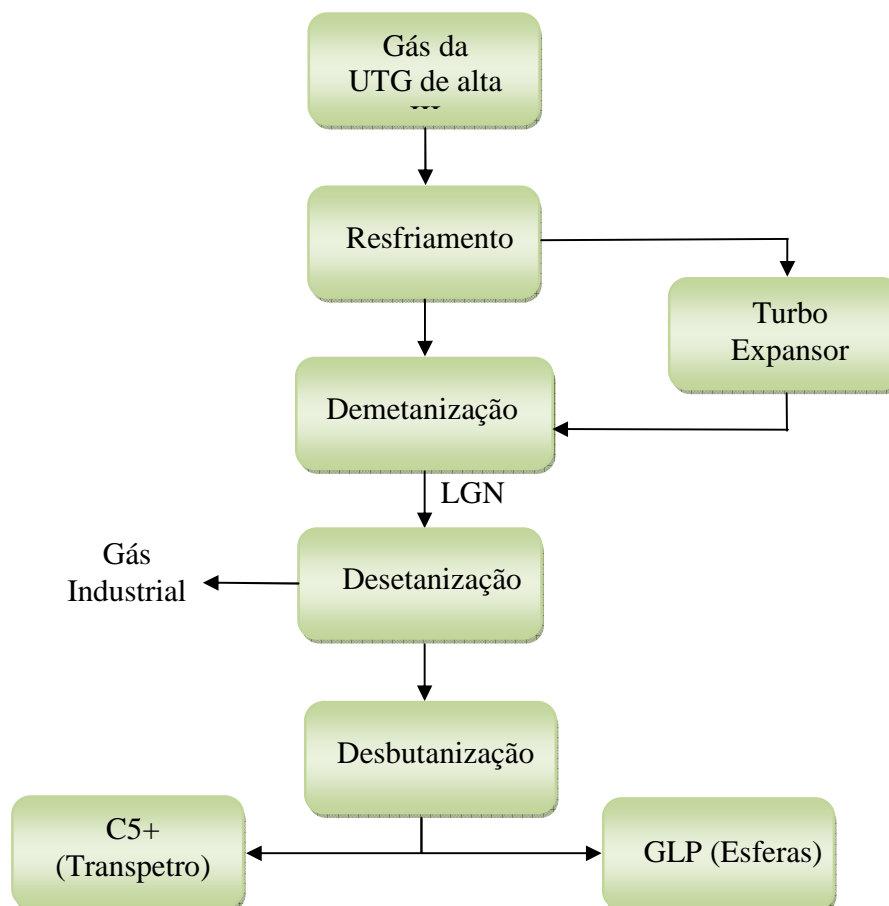


Figura 36 - Fluxograma de Blocos do Processo da UPGN III

CAPÍTULO 4 – ATIVIDADES REALIZADAS

4. ATIVIDADES REALIZADAS

Ao longo do estágio realizado na Petrobras, durante o período de 1 de Abril a 31 de Dezembro de 2009, perfazendo um total de 1800 horas, foram desenvolvidas diversas atividades junto à empresa, que serão descritas a seguir. O estagiário foi inserido em uma subdivisão da engenharia de processo denominada, Otimização de Processo.

A Otimização de Processo foi uma idéia recente implantada pela gerência, que tem por objetivo, tornar o controle do processo mais eficaz, onde seu uso permite direcionar a produção, de acordo com fatores que influenciam para a obtenção dos melhores resultados. Nesse sentido são efetuados estudo e acompanhamento das principais variáveis do processo e análise de anomalias, possibilitando assim intervenções para corrigir esses desvios e manter o processo ocorrendo de forma mais regular minimizando as perdas.

4.1 Atividades propostas no plano de estágio

4.1.1 Estudo das Unidades de Tratamento e Processamento de Fluidos do Pólo Industrial de Guamaré

Esta atividade teve como objetivo conhecer as unidades do Pólo de Guamaré, buscando-se uma familiarização com os processos nele existente e associar a prática aos conhecimentos adquiridos na graduação.

Para realizar esses estudos foram utilizados manuais de operações das unidades, fluxogramas de processos, fluxogramas de engenharia e ainda explicações fornecidas pelo engenheiro orientador de estágio, pelos outros engenheiros responsáveis pela produção, pelos operadores de campo e de painel. Também foram realizadas visitas às áreas operacionais para reconhecimento da área e melhor entendimento dos processos.

4.1.2 Acompanhamento diário das unidades

Uma das funções desenvolvida pelos engenheiros da otimização é o acompanhamento diário das unidades do pólo. Nesta atividade, foi realizado diariamente um acompanhamento das características das cargas das unidades, do comportamento das variáveis dos processos, bem como dos produtos e efluentes obtidos no processamento e tratamento do gás, uma vez que, o foco do estágio foi nas UPGNs. Nesse acompanhamento, buscou-se fornecer recursos para se analisar anomalias no processo, possibilitando intervenções para corrigir esses desvios e manter o processo ocorrendo de forma mais regular e minimizando as perdas. Além disso, os dados obtidos possibilitam realizar estudos de eficiências e desempenho de equipamentos, identificando mal funcionamento que possa vir a causar ou que já esteja causando irregularidades no processo.

Os dados necessários para realizar essa atividade foram disponibilizados de maneira sucinta nas planilhas de acompanhamento e no PLANT INFORMATION (PI), um software que possibilita a visualização das variáveis do processo em tempo real.

As planilhas contêm dados dos quais se podem acompanhar o comportamento da carga das unidades, das variáveis dos processos, e dos produtos e efluentes obtidos nas unidades. Essas planilhas possuem em cada aba o acompanhamento de um parâmetro do processo ou características das cargas e produtos, com tabelas e gráficos de tendências. Elas também contêm links que possibilitam a navegação por entre elas de forma a facilitar a visualização dos dados.

Essas planilhas são alimentadas com dados dos balanços de massa das unidades, dados dos boletins, que contêm informações dos valores apresentados pelas variáveis de processo, dados de análises do processo realizadas pelo laboratório e dados obtidos do PI.

4.1.3 Elaboração de um relatório técnico de uma válvula de pressão

Esta atividade teve como objetivo definir a capacidade de uma válvula de pressão (PV-800.04) da Unidade de Recompressão, para avaliar se esta tinha condições de aliviar a mesma vazão de outra válvula da unidade (PV-800.03) que se encontrava com problemas operacionais e, em caso negativo, analisar se as PV's que estão à montante têm estas condições.

A PV- 800.04 é utilizada para manter os níveis de pressão dentro de uma faixa satisfatória, devido o bloqueio da PV-800-03 que se encontra com problemas de vazamentos para o flare (queima de gás).

Nesta atividade, foi feito um levantamento do histórico das válvulas em questão, descreveu-se uma introdução sucinta sobre as premissas do estudo, realizou-se uma análise do problema, definiu-se a capacidade da válvula e conclui-se com recomendações importantes.

Para a realização dessa atividade, inicialmente foi realizado um estudo sobre instrumentação, com consulta a livros, Handbook e normas técnicas. Para a obtenção dos dados, foram consultados fluxogramas de engenharia e folha de dados das válvulas.

Nesta atividade, foram encontradas dificuldades no que diz respeito à instrumentação, pois na graduação não houve um contato mais detalhado com uma disciplina específica. Entretanto, a dificuldade foi superada com a ajuda do engenheiro supervisor do estágio.

4.1.4 Estudo e análise de um trocador de calor casco e tubos

Essa atividade teve como objetivo analisar a desempenho de um trocador de calor (P-250.01) da UPGN III que apresentava baixa eficiência e avaliar as taxas de troca térmica entre os fluidos e o coeficiente de incrustações.

O referido trocador é constituído por um conjunto de tubos envolto por um casco, denominado trocador de calor casco e tubos, onde um dos fluidos circula no interior dos tubos e o outro fluido escoar no lado externo aos tubos. Os fluidos

utilizados nesse processo são o gás natural passando no casco e o óleo térmico nos tubos.

As variáveis envolvidas em um equipamento de troca térmica são muitas e quase sempre interdependentes. Para avaliar o desempenho de um trocador já em operação foi preciso conhecer bem essas variáveis.

Nesse estudo realizou-se o levantamento das propriedades físico-químicas dos fluidos que circulam no trocador, as temperaturas do processo e algumas variáveis geométricas e de operação, que influenciam decisivamente no desempenho de um trocador de calor. Lembrando que os valores dessas propriedades variam em função da temperatura que, por sua vez, se altera ao longo de um trocador de calor.

A variável escolhida para avaliar a eficiência do trocador foi o coeficiente global de troca térmica (U), que é função da taxa de calor trocado (q), da média logaritma de temperatura (ΔT_m) e da área de troca térmica (A). As Figuras 14 e 15 mostram as planilhas elaboradas nesta atividade, com os dados de projeto e os valores obtidos das variáveis em análise, bem como as equações utilizadas.

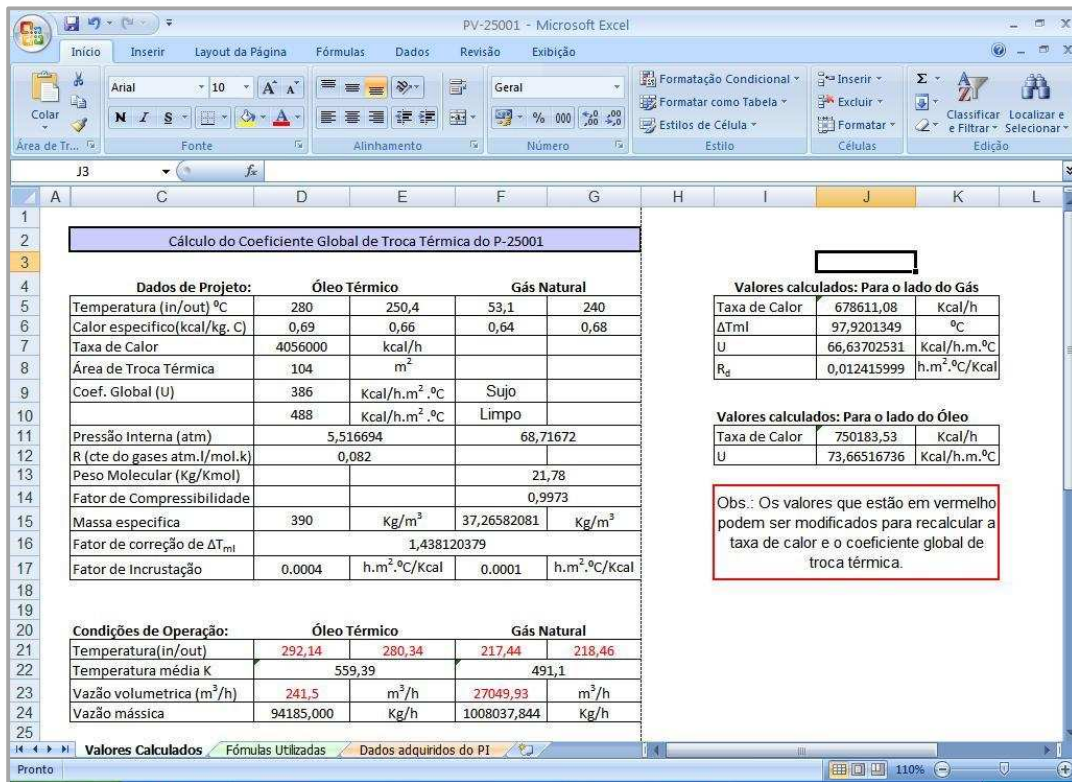


Figura 37 - Planilha com os dados de projeto e os valores obtidos das variáveis em análise.

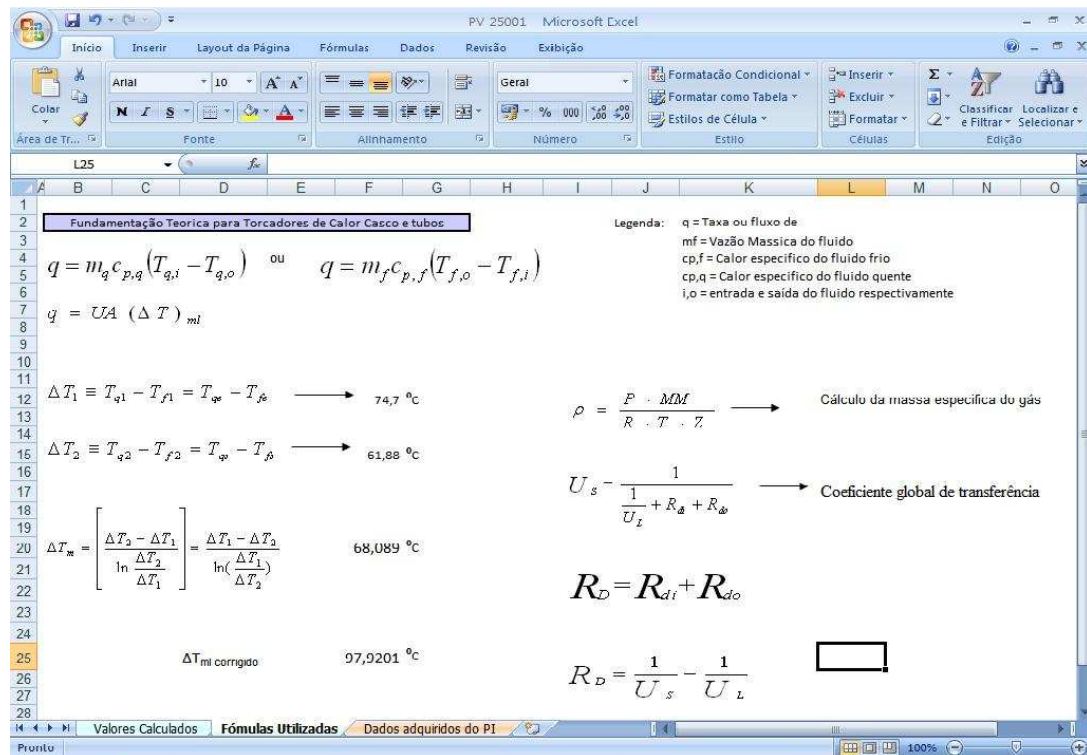


Figura 38 – Planilha com as equações utilizadas.

Para obtenção dos dados físico-químicos, foi realizada uma consulta a folha dados do trocador e os dados de processo, tais como: vazões dos fluidos e temperaturas de entrada, realizou-se o acompanhamento dessas variáveis no PI (PLANT INFORMATION) no período de sete dias.

Através da análise do coeficiente de troca térmica e do fator de incrustação foi concluído que a baixa eficiência era devido a incrustação depositadas no lado do casco. Com isso foi definido uma data para intervenção do trocador, recomendando-se a limpeza apenas no lado casco utilizando recursos internos. A intervenção foi feita com raqueteamento para isolar o trocador, viabilizando a inspeção interna do casco e teste pneumático.

4.1.5 Elaboração de planilhas de acompanhamento

Uma das ferramentas utilizadas na otimização de processo foi a elaboração de planilhas para melhor visualização de algumas variáveis do processo. Essas planilhas continham informações do processo de forma resumida que eram apresentadas nas reuniões e discutidas pelos engenheiros.

As planilhas implementadas como atividades de estágio foram:

- Auxílio na elaboração da planilha dos motivos das perdas de gás e LGN diariamente. Essa planilha continha os valores das perdas dos componentes, os motivos (por exemplo: baixa chegada de gás ou riqueza abaixo da prevista) e um gráfico de pareto com a percentagem que cada motivo representava. Essa planilha era alimentada automaticamente dos dados do balanço diário e discutida semanalmente pelo gerente, engenheiros e supervisores para otimização de diminuição dessas perdas;
- Planilha Anual do processamento de gás natural em 2008 para enviar para Agência Nacional de Petróleo, das três Unidades de Processamento de Gás Natural do Pólo de Guamaré, com os dados da quantidade de volume

processado em Mm^3 , gás residual produzido (Mm^3), produção de GLP e $C5^+$ (Mm^3).

- Planilha com levantamento de todos os equipamentos da unidade do pólo, dividido em seus sistemas com a identificação (TAG) e com a descrição do equipamento, para alimentação num sistema que será implantado denominado ITT's;

4.2 Outras atividades realizadas

4.2.1 Acompanhamento da parada da Unidade de Diesel

Durante o período do estágio ocorreu à parada da Unidade de Diesel, onde foi possível acompanhar os procedimentos realizados. As paradas são planejadas e realizadas em períodos pré-determinados com o objetivo de realizar inspeções e manutenções em equipamentos da unidade.

As paradas podem ser total ou parcial. Total quando toda a unidade para e as intervenções mencionadas são realizadas. Parcial quando apenas parte da unidade é isolada para, isto é, é by-passada e o restante da unidade continua a funcionar. Geralmente esse tipo ocorre apenas quando é necessário intervenção em apenas um equipamento, como por exemplo, realização de limpeza de um trocador de calor.

A parada da Unidade de Diesel foi uma parada total para a substituição da torre de destilação, que se encontrava com problemas de corrosão naftênica. Essa forma de ataque é devido à presença de ácidos naftênicos no petróleo e seus derivados. Além da acidez, outras variáveis exercem forte influência na característica corrosiva do petróleo, tais como: temperatura, velocidade, turbulência, grau de vaporização, teor de enxofre e composição química do aço.

Ao iniciar a parada foi possível acompanhar os procedimentos de redução de carga para as unidades bem como redução de temperaturas de operação nos trocadores de calor, no forno e na torre fracionadora.

Durante a parada foi possível observar os processos de limpeza e inertização dos equipamentos a ser abertos, observar também a configuração interna dos

equipamentos como pratos da torre de destilação, válvulas de passagem de vapores, como é o sistema de retirada de produtos, ver a parte interna do casco e os tubos de trocadores de calor, e ver como funciona o sistema de separação por passes desses equipamentos.

O momento mais crítico de todos os procedimentos realizados foi a retirada da torre com problemas de corrosão da unidade e colocação da nova torre de destilação feita com material resistente a esse tipo de corrosão.

Realizadas todas as intervenções planejadas deu-se início a partida da unidade. Esse também foi o momento mais crítico, pois todas as variáveis tiveram que ser cuidadosamente acompanhadas para evitar uma parada brusca da unidade. Durante a partida foi possível acompanhar o procedimento de realimentação da carga.

4.2.2 Visita ao Laboratório

A visita ao laboratório teve como objetivo promover o conhecimento das análises do processo feitas pelo laboratório, visto que as mesmas serviam de medidas para acompanhamento do processo. Para facilitar a visão crítica sobre os resultados acompanhados foi necessário ter conhecimento de como tal medida era obtido.

A visita foi realizada durante um dia, para que se tivesse apenas uma idéia de quais análises eram realizadas. Com o acompanhamento de um dos engenheiros de processo e de um dos técnicos do laboratório, foi obtida uma explicação geral sobre todos os ensaios feitos do laboratório, detalhando-se alguns equipamentos e explicando o princípio de funcionamento dos mesmos. Com isso, foi possível entender a origem de alguns dados que eram alimentados na planilha de acompanhamento.

4.2.3 Participação nas reuniões semanais de análise crítica

Semanalmente, eram realizadas reuniões com o gerente, o engenheiro de processamento responsável pelo processo, com os supervisores das áreas de processamento, tratamento, laboratório e manutenção, com o propósito de discutir assuntos pertinentes a operação e processamento de fluidos de forma a se manter um controle sobre o processo administrativo da operação a partir da exposição dos eventos ocorridos durante a semana.

No momento da reunião, havia também distribuição de tarefas entres os engenheiros e supervisores a fim de se realizar ações que mantivessem o processo operando da melhor forma possível.

Minha participação nessa reunião se deu em função do trabalho realizado, o acompanhamento do processo. Nessa reunião era exposto um resumo dos eventos ocorridos na semana bem como estudos realizados sobre os processos. Na ocasião, também novas tarefas eram destinadas a serem realizadas.

4.3 Cursos realizados oferecido pela Petrobras

4.3.1 Curso de Segurança, Meio Ambiente e Saúde (SMS) para parada da Unidade de Diesel:

Com duração de duas horas, o curso foi realizado com o objetivo de obter todas as instruções de segurança para poder ser autorizada a acompanhar a parada da unidade de diesel, tendo-se como foco a prevenção de acidentes e opções de rotas de fugas para a possível ocorrência dos mesmos.

4.3.2 Curso para trabalhador e vigia em espaço confinado

O curso de espaço confinado foi lecionado por dois técnicos de Segurança do Trabalho da Petrobras, com duração de dezesseis horas, direcionado aos funcionários com atividades relativas à parada da Unidade de Diesel. O objetivo

desse curso foi estabelecer critérios e procedimentos necessários para os trabalhos em espaço confinado que em sua grande parte são realizados através da utilização de equipamentos especiais para entradas em vasos, torres, fornos, caixas de passagem, esferas, tanques, etc. Teve como foco estabelecer as condições mínimas de segurança, meio ambiente e saúde a serem observadas, na entrada e conseqüente permanência das pessoas em espaço confinado,

Na parada da Unidade de Diesel ocorreu a troca da torre de destilação, e para inspecionar o interior da torre e seus internos, acompanhar a parte de montagem, inspeção e limpeza, dentro dos limites de competência da Petrobras, o curso de Segurança para Trabalhador e Vigia em Espaço Confinado permitiu a realização da tarefa mencionada.

4.3.3 Curso de treinamento modular de Excel Avançado

Foi feito, como atividade no estágio, um curso de treinamento de Excel Avançado com duração total de 40 horas, dividido em cinco módulos, sendo lecionado por um Técnico de Operação da gerência de Programação e Controle do Ativo de Produção RNCE Mar, que trabalha com o software e já desenvolveu aplicativos que se encontram disseminados na UN-RNCE.

Os cinco módulos foram:

- Módulo I: Funções;
- Módulo II: Recursos avançados na construção de planilhas;
- Módulo III: Gráficos Profissionais;
- Módulo IV: Tabela Dinâmica
- Módulo V: Macros e VBA

O objetivo desse curso foi conhecer ferramentas avançadas do software e aplicá-las nas implementações das planilhas utilizadas na otimização de processos, bem como no auxílio as atividades desenvolvidas no estágio.

CAPÍTULO 5 – CONCLUSÕES

5. CONCLUSÕES

O estágio completou a parte curricular necessária para conclusão do curso de Engenharia Química e assumiu um papel importante, pois possibilitou a integração com o ambiente profissional de atividade do Engenheiro Químico, suavizando a passagem da barreira que separa a vida acadêmica da vida profissional. O contato aluno-empresa trouxe benefícios, promovendo a interação com diversos profissionais, aquisição de conhecimentos e experiência profissional com a execução de atividades específicas desenvolvidas por um Engenheiro Químico.

A falta de conhecimento teórico mais aprofundado em instrumentação, em razão da deficiência de uma disciplina específica na graduação, e a não familiaridade na utilização de ferramentas como o Excel, pouco utilizada durante as disciplinas na faculdade, constituíram as principais dificuldades encontradas durante o desenvolvimento das atividades de estágio. Porém esse obstáculo foi superado, não impedindo a realização das atividades propostas. E a necessidade de uso desse tipo de ferramentas proporcionou uma ampliação dos conhecimentos que, certamente, ajudarão no decorrer de futuras atividades profissionais.

Poder realizar um estágio dentro de uma unidade de processamento foi, sem dúvida, muito enriquecedor para a formação profissional, permitindo conhecer de perto uma unidade de processamento, ver os equipamentos funcionando, ter oportunidade de acompanhar inspeção em equipamentos, ver como é por dentro um trocador de calor, como é o sistema de pratos de uma torre de destilação. Tais conhecimentos são oportunidade únicas durante a graduação e tornam o aluno mais preparado para entrar no mercado de trabalho.

No que diz respeito à empresa, foi excelente poder estagiar em uma empresa como a Petrobras que fornece toda a estrutura física e de conhecimentos necessários para desenvolver as atividades propostas, disponibilizando acesso a informações, seja por meio eletrônico (intranet), seja por meio físico (Biblioteca própria), que se apresentaram como ferramentas importantes para desenvolver as

atividades necessárias, bem como contribuiu enormemente para aumentar os conhecimentos de forma geral.

Outro ponto muito importante do estágio foi possibilitar a vivência do aluno com o ambiente de uma indústria, não somente em relação à familiarização com os processos, mas também no que diz respeito às relações interpessoais, ajudando a entender como deve ser a postura de um profissional e, conseqüentemente nos ajudando a ter um caráter profissional ético.

CAPÍTULO 6 – REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANP. *Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis*. Acesso em 05 de Agosto de 2009, disponível em Resolução ANP N° 16, de 17/06/2008 - DOU 18/06/2008. Estabelece a especificação do Gás Natural de origem nacional ou importado, a ser comercializado em todo o território nacional: <http://www.anp.gov.br>

Boyun guo; Ali Ghalambor. (2005). *Natural Gas Engineering Handbook*. Texas. Gulf Publishing Company.

BP Statistical Review of World Energy. (2009).

CTGÁS-ER. *Centro de Tecnologias do Gás e Energias Renováveis*. Acesso em 13 de Novembro de 2009, disponível em Cadeia Produtiva do GN e os seus Elos de Valor: <http://www2.ctgas.com.br>

Filho, D. H. (2005). *Introdução ao Processamento e Tratamento do Gás Natural*. Manaus. Petróleo Brasileiro S.A.

Nupeg. *Núcleo de Pesquisa em Petróleo e Gás*. Acesso em 6 de Novembro de 2009, disponível em Descrição da Unidade de Tratamento e Processamento de Fluidos: http://www.nupeg.ufrn.br/downloads_spqn2009.html

Paiva, J. W. (2009). *Curso de Especialização em Engenharia de Petróleo e Gás Natural. Condicionamento e Processamento do Gás Natural*. Natal. Universidade Potiguar.

Petróleo Brasileiro S/A. *Nossa História*. Acesso em 17 de Julho de 2009, disponível em Petrobras: <http://www.petrobras.com.br/pt/quem-somos/nossa-historia/>

Anexos

Anexo 1 – Especificação do gás Natural de Origem Nacional ou Importada, a ser comercializada em todo território nacional, conforme Resolução ANP N° 16, de 17/06/2008 – DOU 18/06/2008.

CARACTERÍSTICA	UNIDADE	LIMITE (2) (3)			NBR	MÉTODO	
		Norte	Nordeste	Centro-Oeste, Sudeste e Sul		ASTM D	ISO
Poder calorífico superior (4)	kJ/ m ³	34.000 a 38.400	35.000 a 43.000		15213	3588	6976
	kWh/m ³	9,47 a 10,67	9,72 a 11,94				
Índice de Wobbe (5)	kJ/m ³	40.500 a 45.000	46.500 a 53.500		15213	--	6976
Número de metano, mín.		(3)	65		--	--	15403
Metano, mín.	% mol.	68,0	85,0		14903	1945	6974
Etano, máx.	% mol.	12,0	12,0		14903	1945	6974
Propano, máx.	% mol.	3,0	6,0		14903	1945	6974
Butanos e mais pesados, máx.	% mol.	1,5	3,0		14903	1945	6974
Oxigênio, máx.	% mol.	0,8	0,5		14903	1945	6974
Inertes (N ₂ +CO ₂), máx.	% mol.	18,0	8,0	6,0	14903	1945	6974
CO ₂ , máx.	% mol.	3,0			14903	1945	6974
Enxofre Total, máx.	mg/m ³	70			--	5504	6326-3
							6326-5
							19739
Gás Sulfídrico (H ₂ S), máx.	mg/m ³	10	13	10	--	5504	6326-3
						6228	
Ponto de orvalho de água a 1atm, máx.	°C	-39	-39	-45	--	5454	6327
Ponto de orvalho de hidrocarbonetos a 4,5 MPa, máx.	°C	15	15	0	--	--	6570
Mercurio, máx. (6)	µg/m ³	anotar			--	--	6978-1
							6978-2

Observações importantes:

(1) O gás natural não deve conter traços visíveis de partículas sólidas ou líquidas.

(2) Os limites especificados são valores referidos a 293,15K (20°C) e 101,325kPa (1atm) em base seca, exceto os pontos de orvalho de hidrocarbonetos e de água.

(3) Os limites para a região Norte se destinam às diversas aplicações exceto veicular e para esse uso específico devem ser atendidos os limites equivalentes à região Nordeste.

(4) O poder calorífico de referência de substância pura empregado neste Regulamento Técnico encontrasse sob condições de temperatura e pressão equivalentes a 293,15K, 101,325 kPa, respectivamente em base seca.

(5) O índice de Wobbe é calculado empregando o poder calorífico superior em base seca. Quando o método ASTM D 3588 for aplicado para a obtenção do poder calorífico superior, o índice de Wobbe deverá ser determinado de acordo com a seguinte fórmula:

$$IW = \frac{Pcs}{\sqrt{d}}$$

Onde:

IW – índice de Wobbe

PCS – poder calorífico superior

d) densidade relativa

(6) Aplicável ao gás natural importado exceto o gás natural liquefeito, determinado semestralmente. O carregador deverá disponibilizar o resultado para o distribuidor sempre que solicitado.