

# *Monografia de Graduação*

**Estudo da captura de óleo em uma coluna de flotação utilizada para o tratamento de água produzida**

**José Hilton da Silva**

**Natal, janeiro de 2007**

SILVA, José Hilton – Estudo da captura de óleo em uma coluna de flotação utilizada para o tratamento de água produzida - monografia, UFRN, Departamento de Engenharia Química, Programa de Recursos Humanos – PRH 14/ANP. Áreas de Concentração: Engenharia de Meio-Ambiente, Natal/RN, Brasil.

Orientador: Prof. Dr. Eduardo Lins de Barros Neto

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

---

Este trabalho descreve o estudo da influência do tensoativo óleo de coco saponificado (OCS) em um processo de flotação utilizado para o tratamento de efluentes oleosos provenientes da indústria do petróleo. Para este fim foram preparadas emulsões óleo/água por agitação mecânica com concentração de 50, 100, 200 e 400 ppm, e determinou-se a concentração ótima de tensoativo para cada uma das emulsões. Estas emulsões são estáveis em um período de 8 horas, logo a cada experimento preparou-se a amostra com concentração de óleo desejada. A vazão de borbulhamento foi fixada em  $700 \text{ cm}^3 \cdot \text{min}^{-1}$ . Esta é a vazão ótima de operação da coluna que foi determinada em estudos anteriores. A coluna opera em batelada com um volume 1500 ml. Verificou-se com este estudo que o aumento da concentração de tensoativo OCS no processo, para uma emulsão com uma determinada concentração inicial de óleo, não acarreta em maior eficiência na remoção de óleo. Ou seja, existe uma concentração ótima de tensoativo para cada emulsão. Constatamos ainda que a cinética de remoção de óleo para este sistema segue um modelo de 1ª ordem.

---

Palavras Chaves:

- Flotação; Tensoativos e Água Produzida.

## ABSTRACT

This work describes the study of the influence of the surfactant saponified coconut oil (SCO) in a flotation process that is used for treatment of oily effluents from petroleum industries. For this oil/water emulsions were prepared by mechanic agitation with concentration of 50, 100, 200 and 400 ppm. Thus it was determined optimum surfactant concentration for such emulsions. This emulsions are stable in a period of 8 hours, this way in each experiment was prepared the sample with desiring oil concentration. The flow rate was fixed at  $700 \text{ cm}^3 \cdot \text{min}^{-1}$ . This is the optimum flow rate that was determined in previous studies. In this study it was verified that the increasing of the OCS surfactant concentration in the process it does not implicate in a greater oil removal, for an emulsion with fixed oil concentration. In other words, there is an optimum surfactant concentration for each emulsion. Finally, it was verified that oil removal kinetics in this process can be modeled by an equation of first order.



“A inteligência serve para tudo, mas não é suficiente para nada”.

Albert Einstein



Esta monografia é dedicada:

A Deus, pois criou tudo, no céu e na terra, tanto o que se vê como o que não se vê, inclusive todos os poderes espirituais, as forças, os governos e as autoridades.

Aos meus pais José Silva e Josefa Fernandes e aos meus irmãos Severo e Zeilda, que estão sempre do meu lado em todos os momentos da minha vida.

## AGRADECIMENTOS

A Deus porque Ele é o autor da vida, e a quem devo minha vida. Sem contar que este Deus me deu todo subsídio para entrar nesta base de pesquisa e desenvolver as atividades da melhor forma possível.

Aos meus pais José Silva e Josefa Fernandes, uma vez que me educaram, e sempre me incentivou a crescer na vida profissional. Sem contar que eles não pouparam esforços para oferecer as condições necessárias para que eu estudasse.

Ao meu irmão Severo que sempre me incentivou a estudar e superar desafios. A minha irmã Zeilda pelo companheirismo do dia a dia.

Aos amigos Antonio Alberto, Gledson, Júlio Nadenha e Lêda pelo companheirismo no desenvolver desde trabalho.

Ao professor e orientador Eduardo Lins, meu pai na ciência, uma vez que me ensinou desde o primeiro contato com a universidade como vencer e aproveitar o que a universidade tinha para me oferecer.

Ao professor Afonso Avelino que sempre esteve à disposição para orientar nos assuntos científicos e pessoais. Realmente nos ensinando o principal, a viver. Ainda, sempre trabalhou para o crescimento da universidade e do laboratório de Tecnologia de Tensoativos.

Ao professor Romualdo, que sempre nos ensinou com muita competência e paciência fundamentos da engenharia de petróleo. Sem contar que o mesmo abriu novos horizontes no departamento de engenharia Química, nos possibilitando bons estágios, levando muitos colegas para grandes empresas do setor de petróleo e petroquímica.

A todos amigos do laboratório de Tecnologia de Tensoativos, os quais sempre me ajudaram a crescer na iniciação científica.



A ANP, através da comissão gestora do PRH-14, pela concessão da bolsa, possibilitando ampliar os conhecimentos na área de petróleo e complementar a formação profissional através da infra-estrutura e do apoio de toda a comissão gestora.

Aos amigos de graduação, que durante cinco anos se fizeram presentes nos estudos.

## Índice

|   |    |
|---|----|
| <b>CAPÍTULO I</b> .....   | 12 |
| <b>1. INTRODUÇÃO</b> .....                                      | 13 |
| <b>CAPÍTULO II</b> .....  | 14 |
| <b>2.1 – OBJETIVOS</b> .....                                    | 15 |
| <b>CAPÍTULO III</b> .....                                       | 16 |
| <b>3. JUSTIFICATIVA E RELEVÂNCIA DO TRABALHO</b> .....          | 17 |
| <b>CAPÍTULO IV</b> .....  | 19 |
| <b>4.1 – TRATAMENTO DE ÁGUAS PRODUZIDAS</b> .....               | 20 |
| 4.1.1 - MICROFILTRAÇÃO .....                                    | 20 |
| 4.1.2. FLOTAÇÃO .....   | 20 |
| 4.1.3. TRATAMENTO BIOLÓGICO .....                               | 20 |
| 4.1.4. TRATAMENTO POR MEMBRANAS .....                           | 21 |
| 4.1.5. ADSORÇÃO EM CARVÃO ATIVADO .....                         | 21 |
| 4.1.6. ADSORÇÃO EM ZEÓLITOS SINTÉTICOS .....                    | 21 |
| 4.1.7. CONSIDERAÇÕES A RESPEITO DOS MÉTODOS DE TRATAMENTO ..... | 22 |
| <b>4.2. TEORIA DA FLOTAÇÃO</b> .....                            | 22 |
| 4.2.1. APLICAÇÕES E IMPORTÂNCIA DA FLOTAÇÃO .....               | 23 |
| 4.2.2. VARIÁVEIS QUE AFETAM A SELETIVIDADE DO PROCESSO .....    | 24 |
| 4.2.2.1. <i>Influência do pH</i> .....                          | 24 |
| 4.2.2.2. <i>Influência do tempo</i> .....                       | 24 |
| 4.2.2.3. <i>Tempo de condicionamento</i> .....                  | 25 |
| 4.2.2.4. <i>Tempo de flotação</i> .....                         | 25 |
| 4.2.2.5. <i>Influência da granulometria dos sólidos</i> .....   | 25 |
| <b>4.3. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA DOS TENSOATIVOS</b> .....         | 26 |
| 4.3.1. ASPECTOS GERAIS .....                                    | 26 |
| 4.3.2. CLASSIFICAÇÃO DOS TENSOATIVOS .....                      | 26 |
| 4.3.2.1. <i>Tensoativos Catiônicos</i> .....                    | 27 |
| 4.3.2.2. <i>Tensoativos Aniônicos</i> .....                     | 27 |
| 4.3.2.3. <i>Tensoativos Não-iônicos</i> .....                   | 28 |
| 4.3.2.4. <i>Tensoativos Anfóteros</i> .....                     | 28 |
| 4.3.3. PROPRIEDADES DOS TENSOATIVOS .....                       | 29 |
| 4.3.3.1. <i>Micelização</i> .....                               | 29 |
| 4.3.3.2. <i>Adsorção às interfaces</i> .....                    | 30 |
| 4.3.3.3. <i>Ponto de Kraft</i> .....                            | 31 |
| 4.3.4. DIAGRAMA DE FASES .....                                  | 32 |
| 4.3.4.1. <i>Diagramas ternários</i> .....                       | 32 |
| 4.3.4.2. <i>Diagramas quaternários</i> .....                    | 33 |
| 4.3.4.3. <i>Diagramas pseudoternários</i> .....                 | 34 |
| 4.3.5. ASPECTOS GERAIS SOBRE MICROEMULSÃO .....                 | 34 |
| 4.3.5.1. <i>Classificação de Winsor</i> .....                   | 35 |
| 4.3.6. BALANÇO HIDRÓFILO-LIPÓFILO (HBL) .....                   | 35 |
| <b>CAPÍTULO V</b> .....   | 42 |
| <b>5 – ESTADO DA ARTE</b> .....                                 | 43 |
| <b>CAPÍTULO VI</b> .....  | 44 |
| <b>6.1 – METODOLOGIA EXPERIMENTAL</b> .....                     | 47 |



|   |           |
|---|-----------|
| 6.1 - COLUNA .....                          | 47        |
| 6.2 – TENSOATIVO.....                       | 47        |
| 6.3 – PREPARAÇÃO DAS EMULSÕES .....         | 47        |
| 6.4 - MÉTODO PARA ANALISAR AS AMOSTRAS..... | 48        |
| 6.5 – PROCESSO.....                         | 48        |
| <b>CAPÍTULO VII.....</b>                    | <b>50</b> |
| <b>7 – RESULTADOS E DISCUSSÕES.....</b>     | <b>5</b>  |
| 7.1- REMOÇÃO DE ÓLEO .....                  | 5         |
| 7.2. CORRELAÇÃO EXPERIMENTAL.....           | 53        |
| 6.3. OBTENÇÃO DOS DADOS CINÉTICOS .....     | 54        |
| <b>CAPÍTULO VIII .....</b>                  | <b>58</b> |
| <b>8 – CONCLUSÃO .....</b>                  | <b>59</b> |
| <b>9 - BIBLIOGRAFIA.....</b>                | <b>60</b> |

## *Lista de Figuras*

|  |    |
|--|----|
| <b>FIGURA 1 - REPRESENTAÇÃO ESQUEMÁTICA DE UMA MOLÉCULA TENSOATIVA.</b> .....  | 20 |
| <b>FIGURA 2 - REPRESENTAÇÃO ESQUEMÁTICA DOS TIPOS DE TENSOATIVOS.</b> .....  | 27 |
| <b>FIGURA 3 - REPRESENTAÇÃO ESQUEMÁTICA DA AGREGAÇÃO MOLECULAR EM SOLUÇÃO AQUOSA.</b> .....  | 29 |
| <b>FIGURA 4 - REPRESENTAÇÃO ESQUEMÁTICA DE MICELAS DIRETAS E INVERSAS.</b> .....   | 30 |
| <b>FIGURA 5 - DETERMINAÇÃO DA CMC DO DODECIL SULFATO DE SÓDIO UTILIZANDO ALGUMAS PROPRIEDADES FÍSICAS.</b> .....   | 30 |
| <b>FIGURA 6 - REPRESENTAÇÃO ESQUEMÁTICA DE ATIVIDADES DE MOLÉCULAS ANFIFÍLICAS.</b> .....  | 33 |
| <b>FIGURA 7 - DIAGRAMA DE FASES DE UM TENSOATIVO IÔNICO PRÓXIMO AO PONTO DE KRAFT.</b> .....   | 33 |
| <b>FIGURA 8 - DIAGRAMA TERNÁRIO MOSTRANDO A ZONA DE MICROEMULSÃO EM UM SISTEMA DE TRÊS CONSTITUINTES.</b> .....  | 33 |
| <b>FIGURA 9 - REPRESENTAÇÃO DA REGIÃO DE MICROEMULSÃO EM DIAGRAMA QUATERNÁRIO.</b> .....   | 33 |
| <b>FIGURA 10 - DIAGRAMA PSEUDOTERNÁRIO COM RAZÃO COTENSOATIVO/TENSOATIVO CONSTANTE.</b> .....  | 34 |
| <b>4.4.5.2. - FATORES QUE INFLUENCIAM NO COMPORTAMENTO DAS REGIÕES DE MICROEMULSÃO</b> .....   | 35 |
| <b>FIGURA 12 - EVOLUÇÃO DOS SISTEMAS DE WINSOR EM FUNÇÃO DA TEMPERATURA E SALINIDADE PARA TENSOATIVOS IÔNICOS.</b> .....   | 36 |
| <b>FIGURA 13 - INFLUÊNCIA DA NATUREZA DO HIDROCARBONETO, (A) DODECANO, (B) BENZENO, (C) TOLUENO, PARA O SISTEMA SDS (DODECILSULFATO DE SÓDIO)/ÁGUA/HIDROCARBONETO.</b> .....               | 37 |
| <b>FIGURA 14 - INFLUÊNCIA DA RAZÃO C/T, (A) 0,5, (B) 1, (C) 2, PARA O SISTEMA TENSOATIVO ANIÔNICO/ÁGUA/ÁLCOOL ISO-AMÍLICO/ÓLEO VEGETAL.</b> .....  | 38 |
| <b>FIGURA 15 - INFLUÊNCIA DO ÁLCOOL NA REGIÃO DE MICROEMULSÃO, (A) N-BUTANOL, (B) N HEXANOL, (C) N-HEPTANOL, PARA O SISTEMA SDS (DODECILSULFATO DE SÓDIO) /ÁGUA/DODECANO/ÁLCOOL.</b> ..... | 39 |
| <b>FIGURA 16- COLUNA DE FLOTAÇÃO.</b> .....  | 44 |
| <b>FIGURA 17-EXTRAÇÃO POR SUBLAÇÃO</b> .....   | 44 |
| <b>FIGURA 17. EFICIÊNCIA DE REMOÇÃO DE ÓLEO EM FUNÇÃO DO TEMPO UTILIZANDO UMA VAZÃO DE 700CM<sup>3</sup>/MIN PARA EMULSÕES COM 50, 100, 200 E 400 PPM (25 °C).</b> .....                   | 52 |
| <b>FIGURA 18. EFICIÊNCIA DE REMOÇÃO DE ÓLEO EM FUNÇÃO DO TEMPO UTILIZANDO UMA VAZÃO DE 700CM<sup>3</sup>/MIN PARA ÁGUA DE PRODUÇÃO (25 °C).</b> .....                                      | 53 |
| <b>FIGURE 19. EFICIÊNCIA CALCULADA EM FUNÇÃO DA EFICIÊNCIA EXPERIMENTAL</b> .....  | 54 |

**FIGURA 20. COMPORTAMENTO CINÉTICO PARA AS EMULSÕES DE CONCENTRAÇÃO DE ÓLEO 50 PPM (ESQUERDA) E 100 PPM (DIREITA).** ..... 5

**FIGURA 21. COMPORTAMENTO CINÉTICO PARA AS EMULSÕES DE CONCENTRAÇÃO DE ÓLEO 200 PPM (ESQUERDA) E 400 PPM (DIREITA).** ..... 5

**FIGURA 22. COMPORTAMENTO CINÉTICO PARA A ÁGUA DE PRODUÇÃO.**..... 5

*Lista de Tabelas*

**TABELA 1. VALORES DAS CONSTANTES CINÉTICAS DE REMOÇÃO DE ÓLEO PARA OS EXPERIMENTOS COM AS EMULSÕES E ÁGUA DE PRODUÇÃO.** ..... 5

---

---

## Capítulo I

### INTRODUÇÃO

---

---

## 1. Introdução

Um dos grandes problemas encontrados na indústria petrolífera mundial é a grande quantidade de água que é extraída juntamente com o petróleo. Estes efluentes precisam ser tratados adequadamente, para que possam ser descartados com o menor teor de poluentes orgânicos possíveis no meio ambiente.

Hoje em dia há uma preocupação por parte das indústrias em tratar os efluentes gerados em seus processos, pois a fiscalização por parte dos órgãos públicos é intensa. Preocupando-se em tratar seus efluentes as empresas ficam com uma boa imagem perante a sociedade, além de reaproveitar estas águas em seus próprios processos. Na indústria do petróleo a água produzida representa uma fonte de geração de resíduos, havendo necessidade de se desenvolver técnicas que sejam economicamente viáveis para o tratamento desses efluentes.

A flotação é um processo de separação de partículas suspensas em meio líquido baseado na propriedade da interface sólido-líquido. O processo de flotação é o inverso da sedimentação, no qual as partículas acumulam-se na interface líquido-gás das bolhas de ar, induzidas no meio líquido pelo borbulhamento de gás. As bolhas têm densidade menor que a da fase líquida e migram para superfície arrastando as partículas seletivamente aderidas, em função da afinidade da superfície da partícula com a fase gasosa. Constitui-se numa aplicação muito importante, mas bastante complexa da química de superfície.

Existem vários tipos de flotação, como por exemplo: eletro-flotação, flotação por ar disperso, flotação por ar dissolvido, flotação por aspersão (nozzle), flotação centrífuga, flotação rápida e flotação por cavitação. Dentre estes diversos tipos de processos, a flotação em coluna tem apresentado melhor desempenho na mineração e pode ser adaptada para outras aplicações. Várias técnicas de separação para a água oleosa foram propostas nas últimas décadas, dentre elas incluem-se: métodos gravitacionais, tratamento químico, flotação, métodos de membrana, tratamento biológico e combinações de métodos anteriores. Porém, alguns métodos de separação são restringidos pelo diâmetro crítico das gotas de óleo que será tratado. Outras técnicas que poderiam ser utilizadas, tornam-se limitadas economicamente devido ao grande volume de água que é necessário ser tratado. Por estas razões, o uso de flotação para a separação de óleo emulsificado na água tem despertado grande interesse devido à maior eficiência de separação e baixos investimentos de capital e custo operacional.

---

---

## **Capítulo II**

### **OBJETIVOS**

---

---

## 2.1 – Objetivos

Este trabalho tem por objetivo estudar a influência do tensoativo Óleo de coco saponificado (OCS) na captura de óleo em uma coluna de flotação. Para este fim, foram propostos os seguintes objetivos específicos:

- Estudar a influência do tensoativo OCS (óleo de coco saponificado) na captura de óleo;
- Estudar a influência da concentração inicial de óleo;
- Realizar a modelagem matemática do processo;
- Obtenção de dados cinéticos de remoção do óleo.

---

---

## Capítulo III

### JUSTIFICATIVAS E RELEVÂNCIAS

---

---



### 3. Justificativa e relevância do trabalho

A questão da preservação do meio ambiente é indiscutivelmente um dos assuntos mais preocupantes na atualidade, principalmente em se tratando dos recursos naturais não-renováveis.

A indústria de petróleo convive, diariamente, com a questão da água que é extraída juntamente com o petróleo. Durante as atividades de produção de petróleo, os processos de recuperação necessitam, muitas vezes, de grandes volumes de água para a manutenção da pressão do reservatório produtor. A consequência desse fato é a geração de grandes volumes de água a serem, posteriormente, descartados no mar. Esta água, denominada água de produção, geralmente contém altos teores de sais e uma mistura complexa de compostos orgânicos e inorgânicos, e que acarreta ao longo dos anos uma poluição de graves consequências. A composição dessa água produzida varia durante a vida do campo, e seu volume tende a crescer à medida que o campo envelhece.

Em diversas situações a quantidade de água produzidas no petróleo determina a viabilidade econômica do campo produtor. Isto porque o custo para tratar estas águas é muito elevado e, conseqüentemente fazendo com que o campo petrolífero não seja economicamente viável. Desta forma é de suma importância desenvolver processos para tratamento de águas produzidas de menor custo.

O custo do tratamento desta água tem forte influência sobre a continuidade operacional do campo e sobre a quantidade final de óleo recuperado. Esta água precisa ser tratada adequadamente, obedecendo aos limites estabelecidos pela legislação ambiental, para que possa ser descartada com o menor nível de poluentes possível no meio ambiente. No Brasil, o Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA) estabelece em sua resolução N<sup>o</sup>. 357/05 que o máximo nível de óleo ou graxa presente nas águas de produção para o descarte em cursos d'água é de 20 mg.L<sup>-1</sup>. Devido a esse fato, muitas pesquisas têm sido desenvolvidas de forma a utilizar a extração líquido-líquido para remover esses componentes, que podem degradar o meio ambiente.

As colunas flotação apresentam inúmeras vantagens em relação aos métodos utilizados atualmente pelas indústrias do setor petrolífero, dentre as quais podemos citar:

- Os decantadores, utilizados neste setor produtivo, ocupam um enorme espaço, necessitando ser instalados em locais distantes de onde está sendo extraído o petróleo, requerendo o bombeamento destas águas até o sistema de tratamento, ocasionando uma elevação dos custos destas indústrias. Já as colunas de flotação podem ser instaladas na própria área produtiva, em virtude de não ocuparem muito espaço, desta forma eliminando o custo citado anteriormente.
- Nos decantadores utiliza-se um agente coagulante (utilizado para aumentar a eficiência do processo) que tem um alto valor agregado e, conseqüentemente encarecendo o tratamento destas águas produzidas. E este trabalho propõe utilizar, para viabilizar a captura do óleo, um tensoativo sintetizado a partir de um óleo vegetal (óleo de coco) com baixo custo e ainda encontrado em grande quantidade no nordeste brasileiro. Este tensoativo é o OCS (óleo de coco saponificado).

---

---

## **Capítulo IV**

### **ASPECTOS TEÓRICOS**

---

---

## **4.1 – Tratamento de águas produzidas**

Vários são os sistemas utilizados no tratamento de águas produzidas com a finalidade de reduzir a concentração de óleo disperso para que depois essas águas possam ser descartadas no ambiente ou injetadas em poços para recuperação de petróleo. Entre eles têm se:

### **4.1.1 - Microfiltração**

Cumming et al. (2000) utilizaram a microfiltração através de um filtro com tamanhos de poros de 2, 5, 8 e 10 micrômetros, respectivamente. O tamanho das gotas de emulsão de óleo variou de 1-40  $\mu\text{m}$  e os autores concluíram que a eficiência do filtro diminuía com o aumento do tamanho dos poros e a melhor eficiência neste processo aconteceu para diâmetros de partículas de até 2  $\mu\text{m}$ , limitando o uso desta operação no tratamento de águas contaminadas com óleo.

### **4.1.2. Flotação**

Oliveira et al. (1999) usaram a flotação por gás dissolvido onde o n-dodecano atuava como floculante e a remoção do óleo foi verificada na presença e ausência de um tensoativo (nonyl-fenol). Os resultados deste estudo mostraram que a flotação com o uso do tensoativo melhorou a remoção do óleo devido ao aumento do tempo de indução e à diminuição da tensão interfacial entre as gotas de óleo e bolhas de ar.

### **4.1.3. Tratamento biológico**

Existem dois tipos de tratamentos biológicos: aeróbico e anaeróbico. Contudo, apenas o aeróbico pode ser considerado como economicamente viável para tratamento de águas produzidas em áreas aquáticas, uma vez que o processo anaeróbico é muito lento. No caso do tratamento aeróbico, é fundamental que a carga seja misturada aos nutrientes (fósforo, nitrogênio e traços de minerais) e a biocultura seja realizada em presença de excesso de ar, para que haja alta taxa de biodegradação. O desempenho deste processo de tratamento é governado pela biodegradabilidade da água produzida, apesar da maioria destas águas ser considerada de fácil degradação. A presença de compostos tóxicos nas águas produzidas, tais como os biocidas e o metanol, reduzem, consideravelmente, a taxa de biodegradação.

#### **4.1.4. Tratamento por membranas**

Kong e Li (1999) estudaram a remoção de óleo das misturas água-óleo através de membranas PVDF (polyvinylidene fluoride) hidrofóbicas. Os experimentos foram realizados em um equipamento semi-batelada não agitado em escala de laboratório onde os parâmetros mais importantes como tamanho do poro da membrana, velocidade da alimentação e outros foram controlados. Os resultados experimentais obtidos pelos autores indicaram que é possível utilizar este equipamento na remoção das gotas de óleo obtendo uma remoção de óleo de 77%.

#### **4.1.5. Adsorção em carvão ativado**

A remoção de compostos orgânicos e alguns metais pesados utilizando carvão ativado têm por base o processo de adsorção, no qual os compostos aderem a superfície dos grãos de carvão ou ficam presos dentro dos poros destes grãos. O material adsorvido pode ser removido, sempre que for necessário, permitindo a reutilização do carvão. O carvão ativado tem uma elevada superfície de contato por unidade de massa, maximizando assim sua capacidade de adsorção.

Um dos processos de adsorção utilizados para a remoção de compostos orgânicos dissolvidos presentes nas águas produzidas é o leito móvel de carvão ativado granulado (GAC). Este processo tem a vantagem sobre o leito de fixo, pois o carvão granulado, já saturado, pode ser continuamente removido do processo e regenerado num sistema de oxidação a gás úmido. Neste sistema de oxidação, os compostos nitrogenados são convertidos em amônia, os compostos de enxofre são convertidos em sulfatos e os hidrocarbonetos são convertidos em gás carbônico e água. Em condições menos drásticas, pode-se formar ácido acético, a partir da oxidação dos hidrocarbonetos.

#### **4.1.6. Adsorção em zeólitos sintéticos**

Os zeólitos atuam da mesma forma que as resinas de troca iônica. Os zeólitos hidrofóbicos são usualmente empregados para a adsorção de compostos orgânicos dissolvidos nas águas produzidas. Como o zeólito é friável, utiliza-se o processo em leito fixo. Antes da passagem da água produzida através do leito adsorvedor, é necessária a remoção do óleo disperso e dos sólidos em suspensão.

No processo de adsorção em leito de zeólitos sintéticos, a temperatura da água produzida deve ser mantida próxima à temperatura ambiente (aproximadamente 20 °C). A etapa de regeneração do leito requer primeiro a retirada da umidade por evaporação.

*Silva, J. H..* *Monografia - DEQ/PRH14-ANP/UFRN – Natal/RN - Brasil*

Posteriormente, os compostos orgânicos são removidos pela passagem da fase gasosa aquecida a temperaturas entre 200 °C e 300 °C. A fase gasosa é resfriada a 20 °C e as fases líquidas (orgânica e aquosa) condensadas são separadas.

#### **4.1.7. Considerações a respeito dos métodos de tratamento**

Em geral, as águas produzidas são de difícil tratamento, devido à variedade e à elevada toxicidade dos contaminantes presentes. Os produtos adicionados durante a produção do petróleo são, em muitos casos, agentes complicadores para o tratamento destas águas. A adsorção em carvão ativado e a oxidação biológica têm sido utilizadas como processos para a remoção de metais pesados. No caso de sistemas de tratamento instalados em áreas aquáticas, outras tecnologias, tais como: troca iônica, coagulação/floculação e precipitação eletroquímica, têm sido identificadas como de elevado potencial de aplicação, apesar dos problemas de separação e descarte dos precipitados formados.

Todos os processos considerados como de potencial aplicação para o tratamento de água produzida geram subprodutos que necessitam de posterior manuseio ou descarte. A troca iônica produz ácido clorídrico, contaminado com íons metálicos. O processo biológico produz uma lama que requer disposição final. Os processos de adsorção em zeólitos e a filtração em membranas geram correntes de água contaminada que devem ser recicladas para o sistema de processamento primário. A oxidação com ar úmido, o tratamento biológico e o sistema de borbulhamento com gás também produzem emissões atmosféricas. Nestes casos, também podem ocorrer emissões de mercúrio elementar e de H<sub>2</sub>S.

Dentre os processos possíveis, alguns requerem elevadas temperaturas (oxidação com ar úmido e adsorção em zeólitos) e elevadas pressões (oxidação com ar úmido). Nos processos de adsorção com carvão ativado ou com zeólitos, é necessária a reposição periódica dos adsorvedores. Na troca iônica, é necessária a reposição do ácido e da base consumidos. No processo de filtração em membranas, é necessária a troca periódica das mesmas.

## **4.2. Teoria da Flotação**

Flotação é um processo de separação de sólidos distintos, em meio aquoso, baseado na aderência preferencial de um deles sobre a superfície de bolhas de um gás que permeia a suspensão.

A aderência seletiva dos sólidos sobre as bolhas, é determinada pelo comportamento dos sólidos frente à água: sólidos pouco molháveis pela água, tais como metais em estado nativo, sulfetos de metais, ou espécies como grafita, carvão, talco, entre outros, são corpos

naturalmente hidrofóbicos. Os que têm comportamento inverso, ou seja, se deixam molhar pela água, são chamados hidrofílicos. Incluem-se nesta classe todos os minerais na forma de óxidos, sulfetos, silicatos, carbonatos e a maioria dos minerais estéreis.

Na flotação, quando a substância a ser removida não possui hidrofobicidade natural, adiciona-se à polpa uma substância química ativadora da superfície (ou tensoativo) - o coletor que se adsorve na superfície sólida formando uma camada hidrofóbica, ávida por ar. Com agitação vigorosa e aeração da polpa, geralmente na presença de um espumante, a cobertura hidrofóbica age como uma ponte, permitindo a adesão dos sólidos às bolhas que os transportam até a superfície, onde formam uma espuma "mineralizada", de onde são recolhidos. Os sólidos indesejados adsorvem preferencialmente a água, mantendo suas superfícies inalteradas pela ação do coletor, ou pelo uso de agentes modificadores e são afundados no líquido.

#### **4.2.1. Aplicações e Importância da Flotação**

O surgimento do processo de flotação, no início do século, revolucionou a indústria mineral. Tornou-se possível, a partir de então, o aproveitamento de minérios de baixo teor, bem como aqueles que exigem uma moagem fina para atingir a liberação. Por ser um processo relativamente seletivo, o seu emprego possibilitou a separação e concentração de minerais em minérios complexos como, por exemplo, minerais sulfetados contendo cobre, chumbo e zinco, que os processos gravimétricos jamais concentrariam. Atualmente, quase todo o suprimento de cobre, chumbo, zinco e prata são obtidos através de uma concentração prévia por flotação.

No início do século, instituiu-se a concentração por flotação de minérios dos metais mais utilizados na época, como o cobre, o zinco, o chumbo e a prata. Logo surgiram, e passaram a ser usados, subprodutos destes concentrados (molibdênio e rênio). A utilização do processo estendeu-se à obtenção de outros minerais metálicos (manganês, cromo, níquel, tântalo, antimônio, tungstênio e bismuto) e também ao campo dos não-metálicos (fosfatos, mica, fluorita, Feldspato, berilo, barita e muitos outros) que passaram a ser concentrados por essa via.

Sua principal vantagem é ser uma operação suficientemente eficiente, a um custo substancialmente mais baixo que outros processos de separação. O campo de aplicação ampliou-se a ponto de incluir usos tão divergentes como a separação da tinta de papel reciclado, separação de ervilhas de suas vagens, de óleo dos resíduos industriais e de tons metálicos, bactérias, proteínas e partículas coloidais da água.

#### 4.2.2. Variáveis Que afetam a seletividade do processo

PRYOR enumera as 26 variáveis principais no processo de flotação. Dentre essas, destaque-se as que afetam mais imediatamente a seletividade da operação: o pH da polpa, o tempo de condicionamento, as propriedades físicas e químicas do material envolvido, a densidade da polpa, as características granulométricas do mineral, a temperatura e a qualidade da água:

##### 4.2.2.1. Influência do pH

O pH, obviamente, pode alterar a carga de superfície dos minerais cujos íons determinantes de potencial sejam  $H^+$  e  $OH^-$ . Entretanto, em alguns casos, ele pode também afetar indiretamente os tons determinantes do potencial através de equilíbrio químico, que altera as concentrações destes íons. Por exemplo, na flotação envolvendo a calcita, a baixos valores de pH o íon  $CO_3^{2-}$  da calcita reage mais com  $H^+$ , enquanto que a altos valores de pH, o íon  $Ca^{2+}$  precipita como hidróxido.

De acordo com WARK, existe um pH crítico característico para cada mineral em determinado sistema de reagentes, acima do qual sua flotação não ocorre.

O pH controla a ionização, da espécie molecular para a espécie iônica, especialmente nos coletores tipo ácidos graxos e aminas, o que por sua vez influencia a adsorção do coletor e, portanto, a flotação.

A fixação dos ácidos graxos na superfície dos minerais é favorecida em meio alcalino. Além disso, na flotação da scheelita com coletores deste tipo na presença da calcita, ocorre a flotação preferencial da scheelita em pH inferior a 10.

Os xantatos, ditiofosfatos e a maioria dos reagentes sulfidrilícos, se hidrolisam em circuitos ácidos. As aminas atuam bem em circuitos moderadamente alcalinos e têm sua atividade coletora reduzida em circuitos de alta alcalinidade.

##### 4.2.2.2. Influência do tempo

A flotação se desenvolve em duas etapas distintas: o condicionamento, fase em que os reagentes se adsorvem sobre as superfícies minerais, unicamente sob agitação, e uma segunda etapa, a flotação propriamente dita demarcada pelo início da aeração da polpa, durante a qual ocorre a interação das partículas com as bolhas de ar e o transporte das partículas aderidas até a superfície da cuba. Estas etapas são subseqüentes e se realizam em tempos distintos entre si, diferindo para cada sistema.



#### 4.2.2.3. Tempo de condicionamento

Durante o condicionamento, ocorrem as transformações físico-químicas necessárias para impor seletividade à polpa. A adsorção dos reagentes ao longo desta fase, é função de sua composição química, da solubilidade, da dissociação, da concentração e da temperatura da polpa. O tempo de condicionamento varia muito para cada sistema, situando-se na faixa de 3 a 30 minutos, em condições industriais.

#### 4.2.2.4. Tempo de flotação

É o tempo requerido para que as partículas, tornadas hidrofóbicas pela ação do coletor, se fixem sobre as superfícies das bolhas, sejam transportadas até a superfície da cuba e transbordem. Esse tempo varia de acordo com a natureza do mineral: os minerais oxidados têm resposta à flotação muito mais lenta que os sulfetos e os metais nativos mais rápida do que estes. O tempo médio de flotação é de 8 a 10 minutos, variando bastante acima e abaixo deste limite, de acordo com as condições de cada sistema, como as características do material a separar, o pH da polpa, o agente espumante, dentre outros.

#### 4.2.2.5. Influência da granulometria dos sólidos

O tamanho máximo das partículas do material a ser flotado é limitado pela granulometria em que a espécie mineralógica está liberada. Assim, o minério é reduzido até que cada partícula represente uma só espécie mineral, tomando-se a precaução de adotar-se um método de fragmentação que não produza excesso de partículas ultrafinas que prejudicam o processo.

O tamanho máximo depende da natureza do mineral e de seu peso específico. Entretanto, quando a granulometria de liberação é maior que aquela que permite o transporte das partículas pelas bolhas, esse fator passa a determinar o tamanho máximo na liberação.

O limite inferior da faixa granulometria está relacionado com a geração de ultrafinos durante a fragmentação. Uma grande concentração de finos na alimentação dificulta a flotação de partículas maiores devido ao grande consumo de reagentes pela alta área superficial dos finos, além da possível aglomeração destes sobre partículas maiores recobrando-as e impedindo-lhes a exposição ao coletor. A adsorção corresponde a uma operação de transferência de massa, onde moléculas de uma fase fluida (gás, vapor ou líquido) se concentram espontaneamente sobre uma superfície, geralmente sólida. Esta é uma

propriedade fundamental da matéria, tendo sua origem nas forças atrativas entre as moléculas. A adsorção pode também ser considerada como um tipo de partição que ocorre na referida superfície, isto é, na interfase sólido-fluido.

### 4.3. Fundamentação Teórica dos tensoativos

#### 4.3.1. Aspectos gerais

Os tensoativos são moléculas cuja estrutura química contém grupos com afinidades distintas e interligadas, ou seja, uma cabeça polar ou hidrofílica ligada a uma cauda apolar ou hidrofóbica. A presença na molécula de duas regiões com afinidades diferentes caracteriza o termo anfifílico. Os tensoativos possuem propriedades, dentre as quais, destacam-se: capacidade de formar bolhas e espumas na superfície de um líquido e a se adsorver nas superfícies ou interfaces líquido-líquido, líquido-gás e sólido-líquido, promovendo a redução significativa da tensão superficial ou interfacial. Observe a Figura 1 na qual está representada a estrutura de uma molécula de tensoativo:

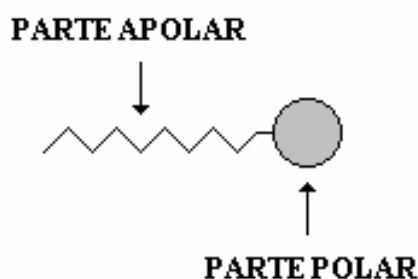


Figura 1 - Representação esquemática de uma molécula tensoativa.

Quando os tensoativos são dissolvidos em água, apresenta a tendência de se adsorverem na interface água-ar ou água-óleo, exibindo por este motivo uma concentração maior na superfície do que no interior da solução. Presentes em baixas concentrações em um sistema têm a propriedade de se adsorverem nas superfícies ou interfaces e de modificarem de forma significativa a energia livre superficial ou interfacial.

#### 4.3.2. Classificação dos tensoativos

Os tensoativos podem ser classificados de acordo com a região polar ou hidrofílica, em: tensoativos iônicos os catiônicos, aniônicos e anfóteros; tensoativos não-iônicos. Observe a

Figura 2 e veja a representação esquemática de tipo de tensoativo citado anteriormente:

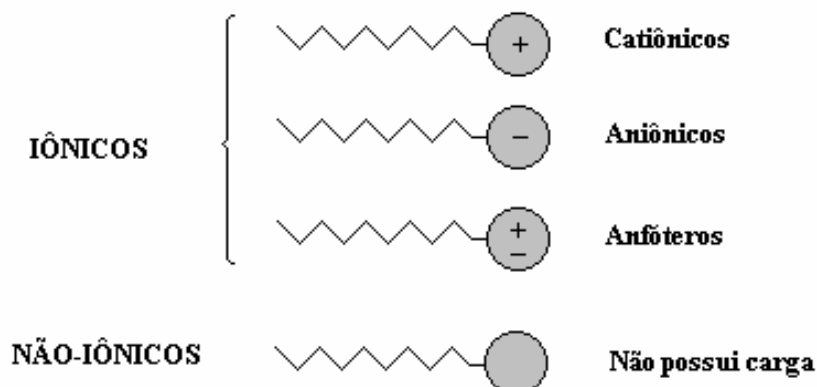
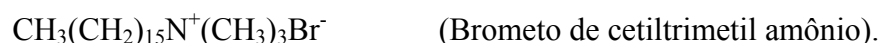


Figura 2 - Representação esquemática dos tipos de tensoativos.

#### 4.3.2.1. Tensoativos Catiônicos

São classificados em tensoativos catiônicos aqueles que possuem um ou mais grupamentos funcionais que, ao se ionizar em solução aquosa, fornece íons carregados positivamente na superfície ativa. Os tensoativos catiônicos mais importantes são baseados em nitrogênio quaternário. Haleto de alquilamônio e haleto de tetra-alquilamônio são os mais numerosos nesta classe. Haleto de alquilamônio, assim como dodecilamônio de bromo, são excelentes doadores para formar ligações de pontes de hidrogênio e podem interagir fortemente com água.

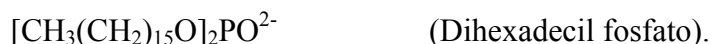
Em geral sua fórmula  $R_nX^+Y^-$ , onde R representa uma ou mais cadeias hidrofóbicas, X é um elemento capaz de formar uma estrutura catiônica e Y é um contra íon. Em sua cadeia polar quase sempre estão presentes cadeias alifáticas, linear ou ramificada. Em princípio, X pode ser N, P, As, Te, Sb, Bi e os halogênios (Attwood; Elworthy; Kayne, 1971). Pelo fato de estes tensoativos apresentarem ação microbiológica, são usados em tratamentos de água, na formulação de desinfetantes, cosméticos, amaciantes, dentre outras aplicações. Veja um exemplo deste tipo de tensoativo:



#### 4.3.2.2. Tensoativos Aniônicos

São tensoativos aniônicos, aqueles que possuem um ou mais grupamentos funcionais que, ao se ionizar em solução aquosa, fornece íons carregados negativamente na superfície ativa. Os tensoativos mais importantes deste grupo são os sabões, compostos sulfonados e os

sulfonatados (Castro Dantas; Dantas Neto; Moura, 2001). Veja um exemplo deste tipo de tensoativo:



#### 4.3.2.3. Tensoativos Não-iônicos

Quando em soluções aquosas, não formam íons. A contribuição da solubilização pode ser promovida por uma cadeia de grupos de óxido de etileno, ligada a uma cadeia geralmente lipofílica. Segundo Viana (1994), este tipo de tensoativo possui poder hidrófilo devido à presença de grupos polares do tipo éter, álcool, carbonila e amina. Os tensoativos não-iônicos são derivados do polioxietileno e polioxipropileno (de compostos com alquil fenol e álcool, ésteres de ácidos graxos, alquilaminas, amidas e mercaptanas) ou polialcoóis, ésteres de carboidratos, amidas de álcoois graxos e óxidos de amidas graxas (Fendler; Day; Fendler, 1972). Um tensoativo não-iônico é mostrado a seguir:



#### 4.3.2.4. Tensoativos Anfóteros

Quando em solução, podem apresentar propriedades iônicas ou não-iônicas porque possuem ambos os grupos aniônicos e catiônicos no meio hidrofóbico, dependendo do pH do meio em que se encontram. Observe as especificações abaixo:

Para  $\text{pH} < 4$  estes atuam como tensoativos catiônicos;

Para  $4 < \text{pH} < 9$  estes atuam como tensoativos não-iônicos;

Para  $9 < \text{pH} < 10$  estes atuam como tensoativos aniônicos.

Os tensoativos anfóteros mais comuns incluem N-alquil e C-alquil betaína e sultaína, como também álcool amino fosfatidil e ácidos (Kurz, 1962). Veja um exemplo de tensoativo anfótero:

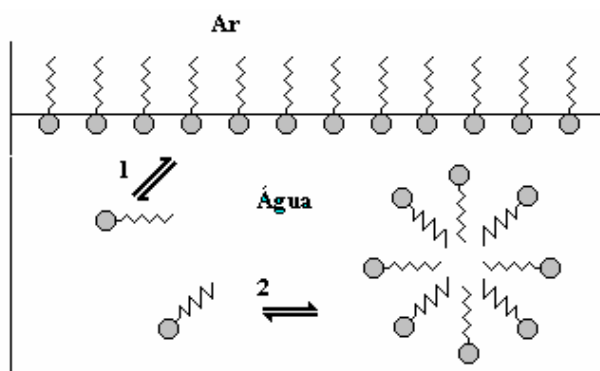


• Importante: Vimos os diversos tipos de tensoativos, mas neste trabalho iremos utilizar um tensoativo aniônico, os quais possuem em solução aquosa, um ou vários grupos ionizáveis que produzem íons carregados negativamente na superfície ativa.

### 4.3.3. Propriedades dos tensoativos

#### 4.3.3.1. Micelização

Dentre várias propriedades importantes podemos citar a micelização. As micelas são agregados moleculares, de tamanho coloidal, em equilíbrio com as moléculas de monômeros das quais são formadas. 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 se encontram em permanente equilíbrio dinâmico. Observe a Figura 3 e veja o fenômeno:



1 - Formação do filme interfacial

2 - Formação da micela

Figura 3 - Representação esquemática da agregação molecular em solução aquosa.

A concentração em que ocorre a micelização, numa dada temperatura, é denominada concentração micelar crítica ou simplesmente CMC que é uma característica de cada tensoativo.

A natureza do solvente em que os tensoativos estão presentes caracteriza a existência de 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 apresentam o comportamento inverso, ou seja, são formadas em solventes apolares com as cabeças hidrofílicas voltadas para o centro e cercadas pelas caudas hidrofóbicas. Observe a Figura 4 que ilustra estas micelas:

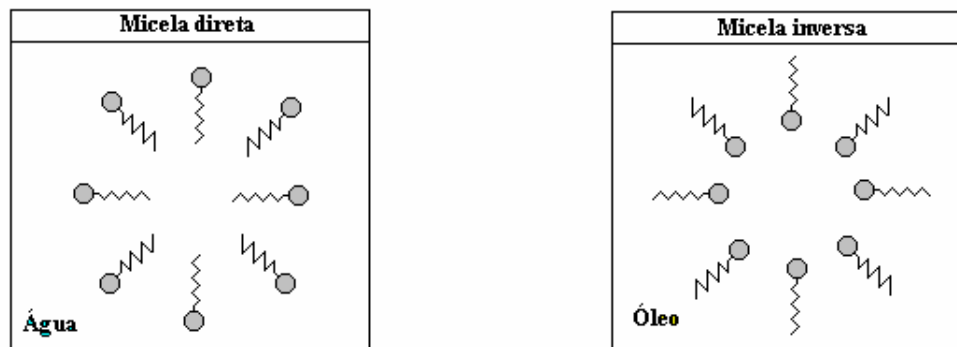


Figura 4 - Representação esquemática de micelas diretas e inversas.

A CMC é a concentração a partir da qual os tensoativos iniciam o processo de micelização. A concentração micelar crítica é influenciada, de modo particular, basicamente por três fatores: a natureza do tensoativo, a temperatura e a força iônica.

A determinação da CMC é realizada, geralmente, através de gráficos que se baseiam na mudança brusca de propriedades físico-químicas, tais como: condutividade, tensão interfacial, etc, como mostra a figura abaixo:

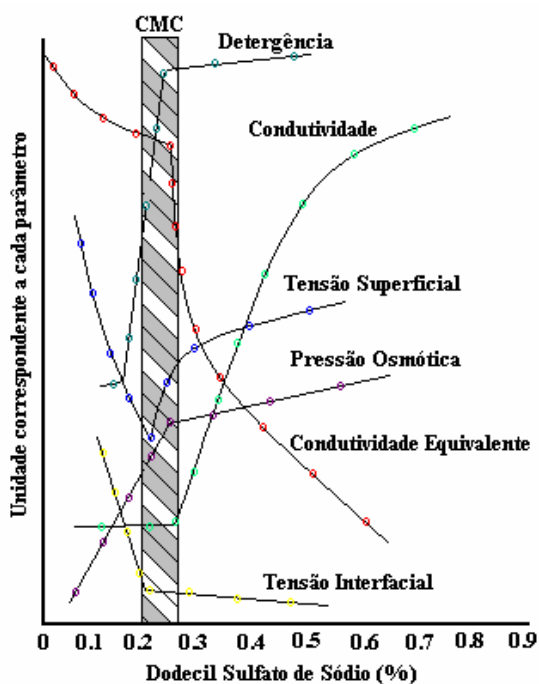


Figura 5 - Determinação da CMC do dodecil sulfato de sódio utilizando algumas propriedades físicas.

#### 4.3.3.2. Adsorção às interfaces

Outra importante propriedade dos tensoativos é a de se adsorver as interfaces,

ocasionando uma redução significativa da tensão interfacial. O fator responsável por essa propriedade é a existência de duas regiões com afinidades diferentes, as quais se direcionam segundo suas características. A Figura 6 que mostra a adsorção em diferentes situações, sendo elas: a) Interface ar/água, b) Interface água/óleo, c) Formação de estrutura organizada, d) Adsorção sobre sólidos não polares, e) Formação de bicamadas e f) Micelas.

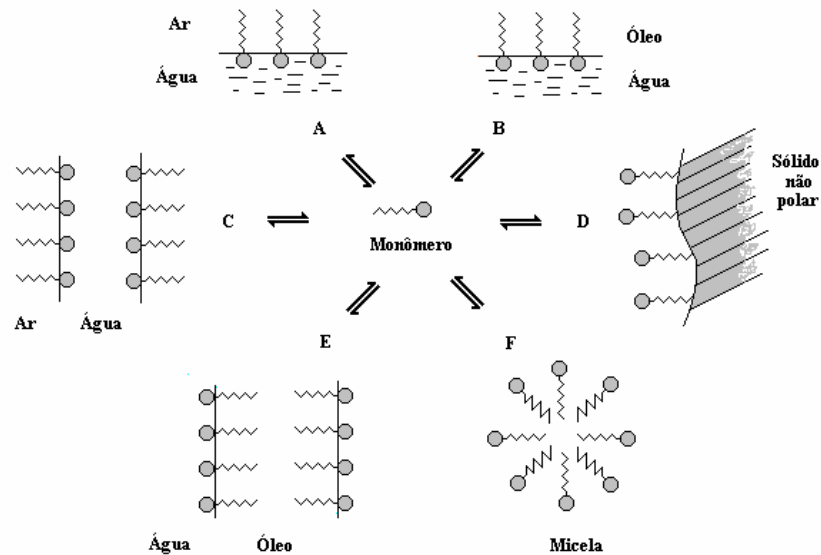


Figura 6 - Representação esquemática de atividades de moléculas anfifílicas.

#### 4.3.3.3. Ponto de Kraft

O ponto de Kraft é observado somente nos tensoativos iônicos, de modo que a partir de uma dada temperatura, sua solubilidade cresce exponencialmente. Somente acima deste valor, temperatura de Kraft, é que se inicia o processo de micelização.

De acordo com a Figura 7, verifica-se que em baixas concentrações e acima da temperatura de Kraft, tem-se uma solução de monômeros (Zona II). A baixas concentrações, entretanto, abaixo da temperatura de Kraft, tem-se o tensoativo hidratado sob a forma de precipitado (Zona I) e para concentrações mais elevadas e acima da temperatura de Kraft verifica-se a formação de soluções micelares (Zona III).

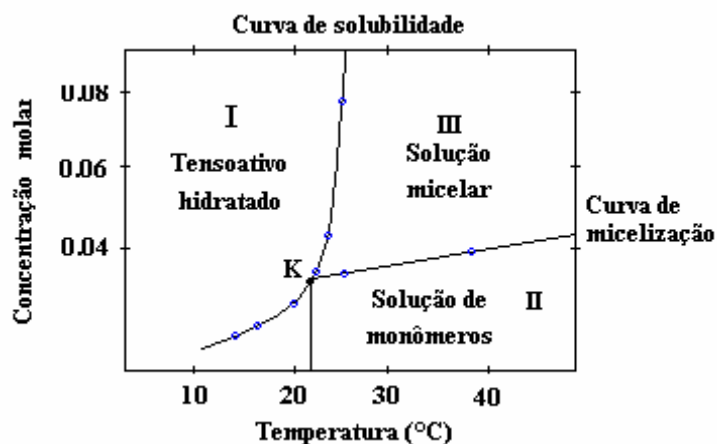


Figura 7 - Diagrama de fases de um tensoativo iônico próximo ao ponto de Kraft.

A temperatura de Kraft pode ser medida através de métodos altamente eficazes, sendo eles: método espectrofotométrico ou turbidimétrico, entretanto, devido à praticidade e a rapidez de determinação, o método visual vem sendo muito difundido.

#### 4.3.4. Diagrama de fases

A maneira mais comum de representar as microemulsões é através de diagramas de fases ternários, quaternários e pseudoternários.

##### 4.3.4.1. Diagramas ternários

Os diagramas ternários representam diretamente microemulsões formadas por três constituintes: água, óleo e tensoativo, onde em um diagrama triangular cada componente assume um dos vértices do triângulo, sendo assim, de acordo com as condições e proporções dos constituintes, pode-se delimitar as regiões de microemulsão, como mostra a Figura 8.



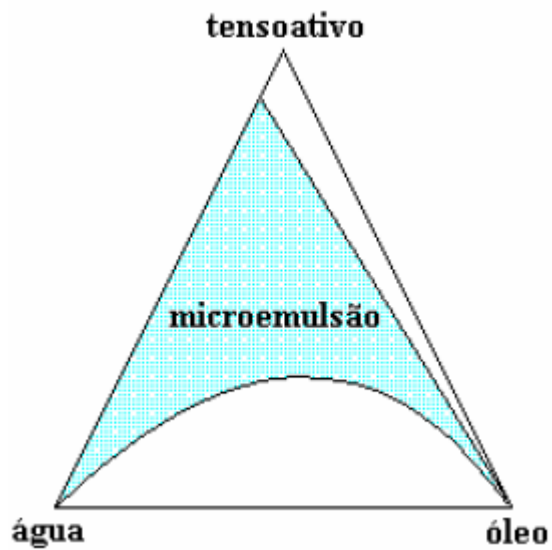


Figura 8 - Diagrama ternário mostrando a zona de microemulsão em um sistema de três constituintes.

#### 4.3.4.2. Diagramas quaternários

O diagrama quaternário utiliza um tetraedro para representar as regiões de microemulsão formadas por quatro constituintes (água, óleo, tensoativo e cotensoativo).

Como nos diagramas ternários, cada constituinte assume um vértice do tetraedro (Figura 9).

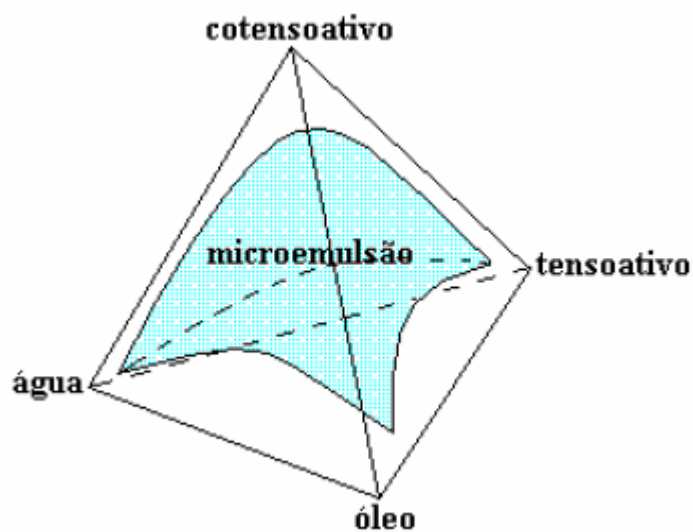


Figura 9 - Representação da região de microemulsão em diagrama quaternário.

#### 4.3.4.3. Diagramas pseudoternários

A representação dos sistemas de microemulsão com quatro constituintes torna-se mais fácil quando é fixada uma razão entre dois componentes, geralmente cotensoativo/tensoativo, obtendo-se um sistema de três pseudo-componentes (água, óleo e a mistura cotensoativo/tensoativo). Os diagramas pseudoternários representam cortes axiais nos diagramas quaternários, onde se obtém diagramas triangulares em que um dos vértices representa a mistura de dois componentes, a uma razão constante (Figura 10).

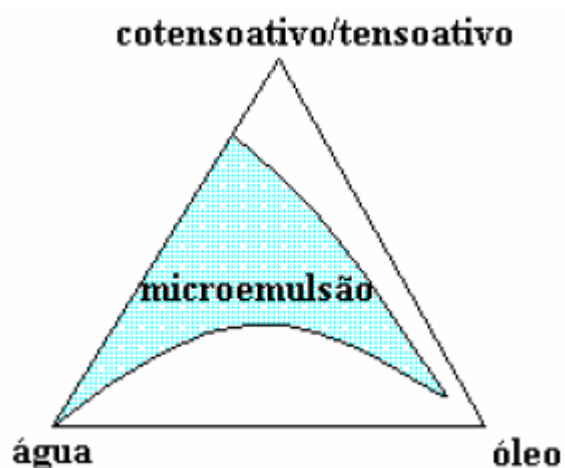


Figura 10 - Diagrama pseudoternário com razão cotensoativo/tensoativo constante.

#### 4.3.5. Aspectos gerais sobre microemulsão

Os meios microemulsionados têm despertado muito interesse dado as suas amplas potencialidades e aplicações industriais. As microemulsões são sistemas dispersos, termodinamicamente estáveis, transparentes ou translúcidos, monofásicos, formados a partir de uma aparente solubilização espontânea de dois líquidos, normalmente imiscíveis, na presença de tensoativo e cotensoativo. O cotensoativo é uma molécula não iônica que tem a função de estabilizar a microemulsão diminuindo a repulsão entre as partes hidrofílicas do tensoativo. As microemulsões são constituídas de microgotículas dispersas, dinâmicas, com um diâmetro variando entre 10 e 200 nm. Atualmente, o termo microemulsão é utilizado para designar sistemas de fases microheterogêneas que podem ter quatro constituintes: tensoativo, cotensoativo (álcool, aminas de cadeia curta), água e óleo. As microemulsões a quatro constituintes (água + óleo + tensoativo + cotensoativo), podem ser representadas através diagramas pseudoternários.

#### 4.3.5.1. Classificação de Winsor

As microemulsões podem existir em equilíbrio com outras fases, aquosas ou orgânicas, formando sistemas multifásicos. Portanto, a classificação de Winsor é baseada na natureza das fases envolvidas e estabelece quatro tipos de sistemas (Figura 11):

- WINSOR I (WI): Quando a fase microemulsionada está em equilíbrio com uma fase orgânica em excesso.
- WINSOR II (WII): Quando a fase microemulsionada está em equilíbrio com uma fase aquosa em excesso.
- WINSOR III (WIII): É caracterizado por um sistema trifásico, onde a microemulsão está em equilíbrio com uma fase aquosa e outra orgânica ao mesmo tempo.
- WINSOR IV (WIV): É um sistema monofásico, em escala macroscópica, constituído por uma fase microemulsionada única.

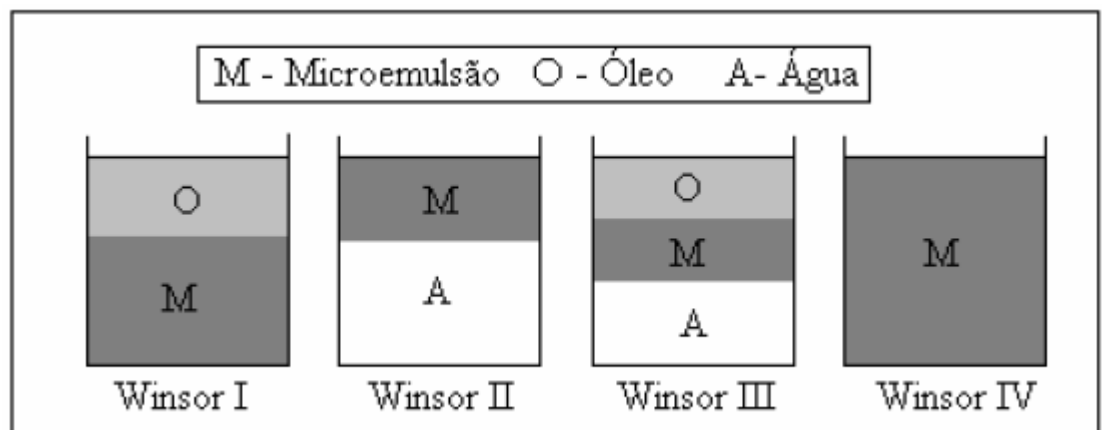


Figura 11 - Sistemas de Winsor.

#### 4.4.5.2. - Fatores que influenciam no comportamento das regiões de microemulsão

São vários os fatores que interferem no comportamento da microemulsão, tais como: temperatura, salinidade, razão cotensoativo/tensoativo (C/T), natureza do óleo, natureza e concentração do cotensoativo.

- Temperatura

O aumento da temperatura faz aparecer a fase óleo no sistema e aumenta o seu volume relativo, ao mesmo tempo que se tem uma redução e um conseqüente desaparecimento da fase aquosa. Isto pode ser explicado, pelo fato do tensoativo contido no meio, com o aumento da temperatura, ter sua capacidade hidrofóbica reduzida e a hidrofílica elevada. Desta forma, o

*Silva, J. H.. Monografia - DEQ/PRH14-ANP/UFRN – Natal/RN - Brasil*

tensoativo solubiliza mais facilmente a água, dissolvendo-a cada vez mais na microemulsão.

Então, pode-se dizer que o aumento da temperatura provoca a transição  $WII \rightarrow WIII \rightarrow WI$ , conforme a Figura 12.

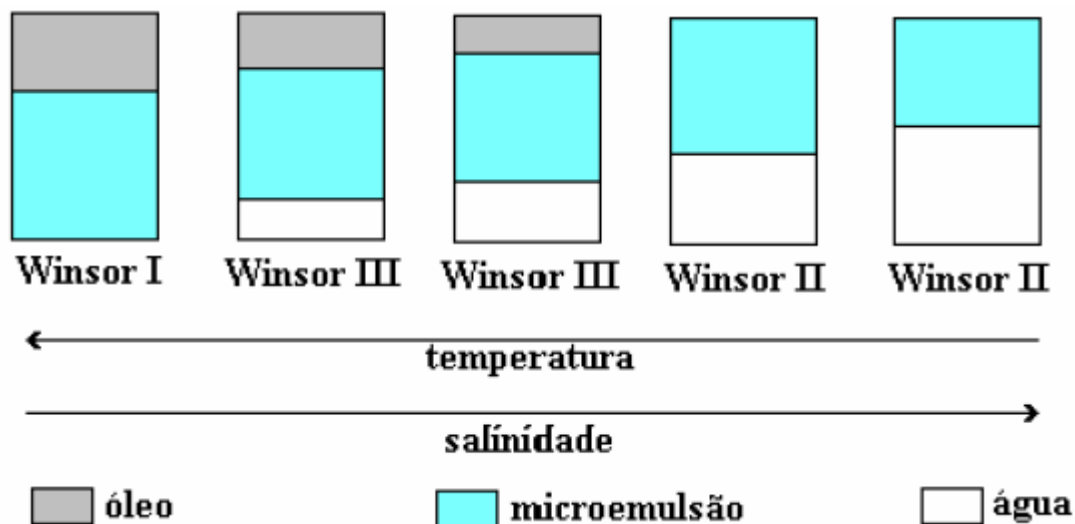


Figura 12 - Evolução dos sistemas de Winsor em função da temperatura e salinidade para tensoativos iônicos.

- Salinidade

A salinidade pode afetar a afinidade do tensoativo pelo óleo ou pela água, assim como a temperatura e a natureza dos componentes. O aumento da salinidade faz com que as forças Coulombianas, entre as cabeças polares das moléculas de tensoativo, reduzam a afinidade destas pela água, ao mesmo tempo em que a afinidade pelo óleo aumenta. Esta transformação pode ser bem observada, analisando os sistemas de Winsor (Figura II.18), onde o aumento da salinidade em WI, faz com que o óleo se solubilize na microemulsão e ao mesmo tempo se forma uma fase aquosa, evidenciando a transformação do sistema para WIII. Continuando com o aumento da salinidade chegamos a solubilizar totalmente a fase óleo na microemulsão, provocando o crescimento da fase aquosa, evidenciando a formação do sistema de WII.

- Natureza do óleo

O aumento da cadeia do hidrocarboneto ou a substituição por um grupo aromático provoca uma diminuição da região de microemulsão. Como exemplo, a Figura 13 mostra a diferença entre as regiões de microemulsão para três hidrocarbonetos diferentes, dodecano, tolueno e benzeno, em diagramas pseudoternários. Porém, neste caso, também deve ser levada em consideração a razão entre o cotensoativo e o tensoativo.

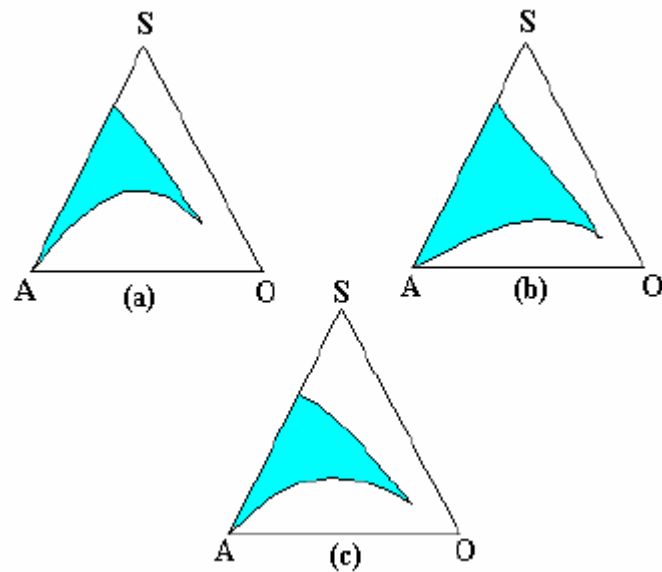


Figura 13 - Influência da natureza do hidrocarboneto, (a) dodecano, (b) benzeno, (c) tolueno, para o sistema SDS (dodecilsulfato de sódio)/água/hidrocarboneto.

- Influência da razão cotensoativo/tensoativo

A razão cotensoativo/tensoativo é um fator fundamental para o aumento da solubilização do sistema. O domínio de existência das microemulsões em diagramas pseudoternários, aumenta com a razão C/T. A Figura 14 exemplifica a diferença entre as regiões de microemulsão para três diferentes razões de C/T, 0,5, 1 e 2, em diagramas pseudoternários.

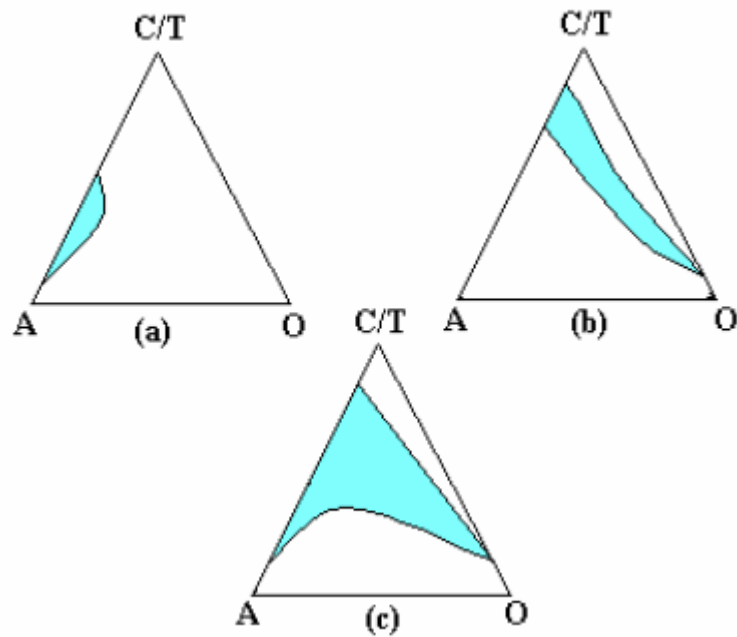


Figura 14 - Influência da razão C/T, (a) 0,5, (b) 1, (c) 2, para o sistema tensoativo aniônico/água/álcool iso-amílico/óleo vegetal.

- Natureza e concentração do cotensoativo

O cotensoativo da microemulsão é freqüentemente um álcool e apresenta propriedades importantes, dentre as quais temos:

- A redução das tensões interfaciais a níveis muito baixos;
- Interações de várias formas na camada interfacial;
- Melhora a fluidez do filme.

O álcool, assim como o tensoativo, apresenta um grupamento polar hidrofílico e um apolar hidrofóbico. Estudos mostram que a estrutura do álcool, tanto interfere na forma quanto no tamanho da região de microemulsão. Ou seja, quanto maior for a cadeia do álcool menor a região de microemulsão. Como exemplo temos o n-heptanol, que forma uma região de microemulsão semicircular, muito pequena e com grandes regiões de solubilização, enquanto que o n-butanol apresenta uma região triangular bem maior que ocupa grande parte do diagrama representado na Figura 15.

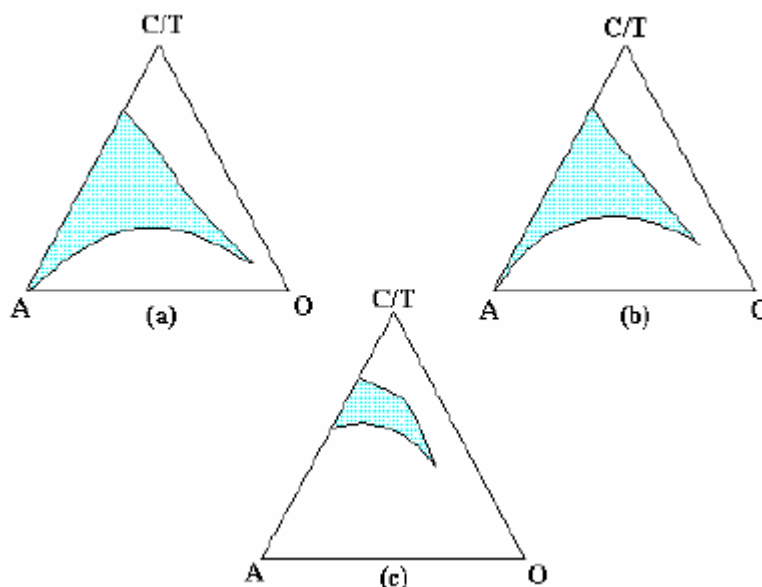


Figura 15 - Influência do álcool na região de microemulsão, (a) n-butanol, (b) n hexanol, (c) n-heptanol, para o sistema SDS (dodecilsulfato de sódio) /água/dodecano/álcool.

Com relação à concentração do álcool, cotensoativo, seu aumento é similar ao da razão (C/T), onde o mesmo eleva a razão C/T e, conseqüentemente, o sistema tem o mesmo comportamento, provocando assim, a transição entre os sistemas de Winsor, WI→WIII→WII.

#### 4.3.6. Balanço Hidrófilo-Lipófilo (HBL)

Como já vimos os tensoativos podem ser adsorvidos à superfície de duas fases. Entretanto, a hidrofília e lipofília dos tensoativos terão que ser equilibrada, pois, de outro modo, eles serão totalmente adsorvidos no interior de uma das fases. Na prática, porém, nunca se obtém tensoativos em que a parte hidrófila e lipófila se contrabalanceiam perfeitamente, motivo pelo qual uma substância será sempre mais solúvel na fase aquosa na fase oleosa. Desta forma em 1949 Griffin introduziu o método do balanço hidrofílico-lipofílico (BHL) para a escolha de um tensoativo capaz de preparar uma emulsão do tipo desejado, ou seja, A/O ou O/A (Griffin, 1949). O número BHL é característico de cada tensoativo e determina sua região de aplicação. O valor do BHL é mais alto quando o tensoativo é mais hidrofílico, assim este tensoativo irá estabilizar emulsões óleo em água. Apesar de sua natureza empírica, ele nos dá sugestões diretas para a escolha, na prática, de um emulsificante ótimo. Quando uma molécula predomina o caráter lipofílico, a substância exibe uma maior afinidade com os compostos apolares, sendo visível sua solubilidade nestes. Quando o grupo hidrófilo da

*Silva, J. H..*

molécula é maior, sua solubilidade é maior em solventes polares.



---

---

## Capítulo V

### ESTADO DA ARTE

---

---

## 5 – Estado da Arte

A seguir serão discutidos alguns trabalhos relacionados aos sistemas contendo moléculas tensoativas, equipamentos de separação para sistemas O/A, flotores e processos de coalescência.

Carvalho (1992) realizou um estudo comparativo do desempenho de coletores derivados de óleos vegetais na recuperação de rejeitos da scheelita em uma célula de flotação. Neste estudo, buscou-se avaliar a eficiência destes produtos como possíveis substitutos de coletores de flotação comerciais. Os coletores estudados foram o óleo de coco saponificado, óleo de mamona e de dendê. A análise global dos resultados concluiu que o óleo de coco saponificado, derivado de uma mistura de ácidos graxos saturados, apresentou maior atividade coletora frente aos óleos de dendê e mamona.

Leite (1992) avaliou o desempenho do óleo de mamona saponificado (OMS), como coletor na flotação de barita e comparou seu desempenho com outros coletos encontrados comercialmente. Avaliou parâmetros que influenciam na flotação e após a otimização desses parâmetros, testou um modelo matemático que correlacionou algumas variáveis do processo de flotação. Os resultados obtidos a partir do modelo, foram comparados com os obtidos experimentalmente. A correlação aplicada através do modelo matemático apresentou resultados satisfatórios para o sistema estudado, com respostas próximas aos resultados observados em laboratório. Fazendo-se a comparação entre os coletores estudados, ficou evidente que o OMS trabalhando nas mesmas condições de flotação, mostrou-se mais seletivo e, portanto, atingindo valores maiores de recuperação da barita.

Viana (1992) estudou alguns óleos vegetais obtidos de matéria-prima regional, com a finalidade de obter novos produtos com propriedades tensoativas. Os óleos vegetais estudados foram o óleo de mamona e dendê, cujas composições apresentam alto teor de ácido ricinoléico (86%) e oleico (43%) respectivamente. Os produtos obtidos foram caracterizados através de métodos clássicos de análise e testes relacionados ao comportamento dos tensoativos em solução, ou seja, estudo de agregação molecular. Testes relacionados a possíveis aplicações industriais para o produto obtido e uma avaliação econômica do processo finalizaram o estudo.

Hafskjold *et al.* (1994) analisa o desempenho de dois separadores óleo/água, onde um dos modelos consta de uma planta piloto de laboratório e o outro de um separador de uma plataforma marítima. Em ambos os casos a análise de separação foi baseada em medidas da qualidade do efluente, taxa de fluxo, tempo de retenção, coalescência etc. Para relacionar os parâmetros com relação ao desempenho do equipamento, foi utilizado um modelo matemático

Silva, J. H..

para os resultados obtidos nos dois equipamentos. Alguns fatores foram importantes no processo de eficiência como a coalescência e o tempo de retenção. Os efeitos das variações de fluxo, comprimento e largura do separador, eficiência hidráulica podem ser analisados através do modelo computacional para diferentes condições operacionais.

Chíavenato (1999) propôs um novo projeto de um misturador-separador chamado de MDIF (misturador-decantador à inversão de fases), com o objetivo de avaliar a eficiência de separação de fases para dispersões e/ou emulsões do tipo óleo/água. O estudo deste novo equipamento constitui uma alternativa em relação aos misturadores-separadores convencionais, devido ao seu “design” verticalizado, a sua fácil operação e manutenção. Para alimentações com teor de óleo em torno de 41mg/L, obteve-se eficiência de separação de 70%, enquanto que para alimentações com 4.609mg/L foi obtida uma eficiência de separação de 99,6 %. Os resultados concluíram que quanto maior a quantidade de óleo bruto na dispersão, maior a eficiência de separação do MDIF.

Finborud *et al.* (1999) apresenta o separador conhecido como Hidroflokk, que tem como base de funcionamento a adição de um agente coagulante, para neutralizar as cargas eletrostáticas das gotas de óleo e, depois, um floculante, para facilitar a coalescência entre gotas, gerando gotas maiores e, conseqüentemente, mais fáceis de serem separadas.

Gu & Chang (1999) desenvolveram uma coluna de flotação para estudar seu desempenho na recuperação de águas oleosas. A característica principal do equipamento consistia em no uso de tubos internos, que proporcionavam uma maior hidrodinâmica e uma maior eficiência de separação. As constantes cinéticas foram correlacionadas aos parâmetros hidrodinâmicos, diâmetro de bolhas e a taxa de circulação de líquidos. Foi concluído que com o aumento da circulação de líquido, houve um contato maior entre as partículas, resultando em um melhora na eficiência de remoção. O percentual de remoção maior foi alcançado para o desenho de tubos menores.

Dantas *et al.* (1995, 2001) realizou estudos utilizando sistemas microemulsionados para a extração de cromo e galium. Estes autores (2002) exploraram, também, os problemas industriais ligados a área de petróleo, onde no mesmo, destaca-se as microemulsões como uma nova tecnologia a ser empregada em um setor que utiliza uma tecnologia fina a um alto custo.

Rubio *et al.* (2002) fizeram uma avaliação dos diversos processos de flotação encontrados, bem como, sua utilização na recuperação de águas contaminadas com vários tipos de poluentes. Concluiu-se que múltiplos fatores deveriam ser levados em consideração ao selecionar um equipamento de flotação, sua capacidade e as técnicas a serem empregadas.

Alguns fatores são destacados como: o tamanho das bolhas formadas, a natureza dos poluentes que podem ser voláteis, inorgânicos, orgânicos, livres ou em forma de complexos, mistura de um ou mais compostos e em que concentrações se apresentam. A necessidade da utilização de coletores e os fatores como temperatura, pH, tempo de residência, densidade, viscosidade, tensão superficial etc. Como avaliação final, consideram o uso da flotação vantajoso, devido a capacidade de tratar grandes volumes de efluentes, alta seletividade e eficiência de separação a um baixo custo operacional.

Garnica (2003) apresenta um estudo completo em um extrator de pratos perfurados, onde realiza estudos sobre dispersão axial, fração de retenção da fase dispersa e unidade de transferência, bem como o efeito produzido pelas principais variáveis de operação, gerando assim novas correlações empíricas para cada um deles. O equipamento destaca-se como uma nova alternativa frente aos extratores convencionais, mostrando-se perfeitamente viável em processos industriais de extração.

---

---

# Capítulo VI

METODOLOGIA EXPERIMENTAL

---

---

## 6.1 – METODOLOGIA EXPERIMENTAL

### 6.1 - Coluna

A coluna que foi utilizada no desenvolvimento deste trabalho foi construída com vidro borossilicato, fabricado usando areia de quartzo, óxido de boro, alumínio, potássio e sódio. Tem um baixo coeficiente de dilatação, que o torna resistente a mudanças de temperatura (choque térmico). Além disto, este vidro apresenta outras características interessantes, como: transparência, superfície plana e resistência à corrosão química, e até mesmo a temperaturas altas. Observe a Figura 16:

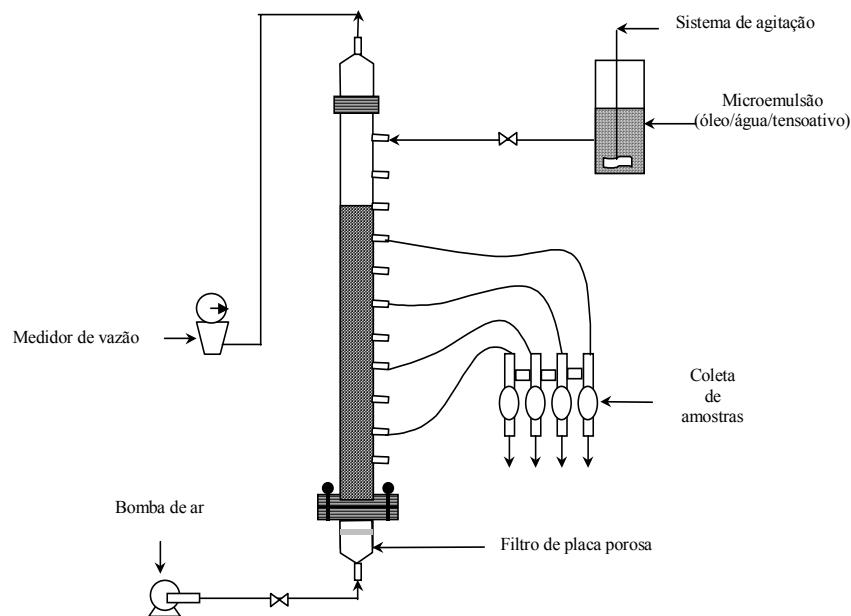


Figura 16- Coluna de flotação.

### 6.2 – Tensioativo

O tensioativo OCS é derivado do óleo de coco, e foi obtido por reação de saponificação utilizando o hidróxido de sódio (NaOH). O tensioativo foi obtido com rendimento de aproximadamente 90%, sendo assim usado sem purificação adicional. Óleo de coco é achado em abundância e com baixo custo no Rio Grande do Norte, além de ser um produto biodegradável.

### 6.3 – Preparação das emulsões

Para estudar a influência da concentração ótima de tensioativo para processos contendo diferentes quantidades de óleo foi necessário preparar emulsões (óleo/água) com concentração

definida. Para este fim, foi utilizado um sistema com agitação mecânica com rotação de 2000 rpm, impelidor do tipo par plana com diâmetro de 4 cm e eixo medindo 25 cm de comprimento.

Foram ainda realizados testes para comprovar a estabilidade das emulsões que, durante um período de 8 horas, não apresentaram decréscimo da concentração de óleo. Uma vez que os experimentos realizados tiveram duração de 1 hora e 30 minutos, as emulsões apresentaram estabilidade satisfatória.

#### **6.4 - Método para analisar as amostras**

Para determinar a concentração de óleo no decorrer do experimento utilizamos a seguinte metodologia: coletamos 2 mL de amostra, adicionamos 5 mL de clorofórmio, agitamos por 10 min e, após a separação de fase, coletamos a fase orgânica. Ainda centrifugamos durante 2 min e em seguida analisamos em um espectrofotômetro (U-2000/Hitachi) na região do UV-visível com um comprimento de onda de 260,8 nm.

#### **6.5 – Processo**

Neste estudo foi utilizado o processo por adsorção em bolhas sem espuma. Geralmente a adsorção é utilizada na retenção de uma espécie pela superfície de um sólido. Mas este processo também pode ocorrer na interface gás-líquido. Assim, a adsorção seletiva de solutos à superfície de bolhas gasosas que se deslocam através de uma fase líquida constitui a base de processos separativos ditos de adsorção em bolhas. Assim, quando as bolhas gasosas atravessam a fase líquida, os solutos, adsorvidos na interfase líquido-gás, são arrastados pelas bolhas para a parte superior do líquido da coluna, assim purificando a água de produção, e o óleo é retirado posteriormente (Pombeiro, 1998). A este processo dar-se o nome de sublação. O mesmo encontra-se ilustrado na Figura 17.

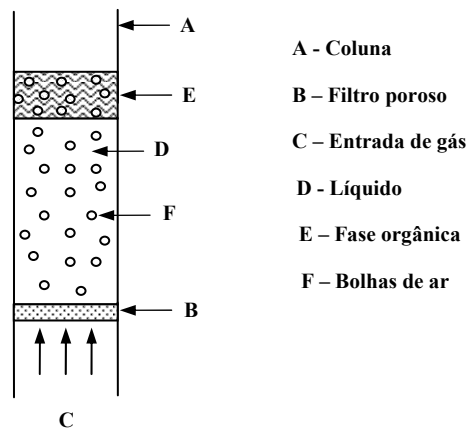


Figura 17-Extração por sublimação



---

---

# Capítulo VII

RESULTADOS E  
DISCUSSÕES

---

---

## 7 – Resultados e Discussões

### 7.1- Remoção de óleo

Com o intuito de gerar um modelo matemático que relacionasse eficiência de captura de óleo com concentração de tensoativo, concentração de óleo e tempo de flotação, foram preparadas emulsões com concentração fixa de óleo (50, 100, 200 e 400 ppm) e se determinou a concentração ótima de tensoativo para cada uma das emulsões.

Para avaliar a influência da quantidade de óleo e tensoativo presentes no sistema, o processo de remoção de óleo foi realizado usando emulsões óleo/água preparadas em laboratório. A eficiência de remoção de óleo (%E) foi obtida usando a equação abaixo:

$$\%E = \left( \frac{C_o - C_f}{C_o} \right) * 100 \quad (1)$$

em que,  $C_0$  é a concentração inicial de óleo no processo e  $C_f$  é a concentração de óleo no processo depois da flotação.

Observando as Figuras 18 e 19, podemos verificar que não há variação significativa da concentração de óleo após 20 minutos de flotação.

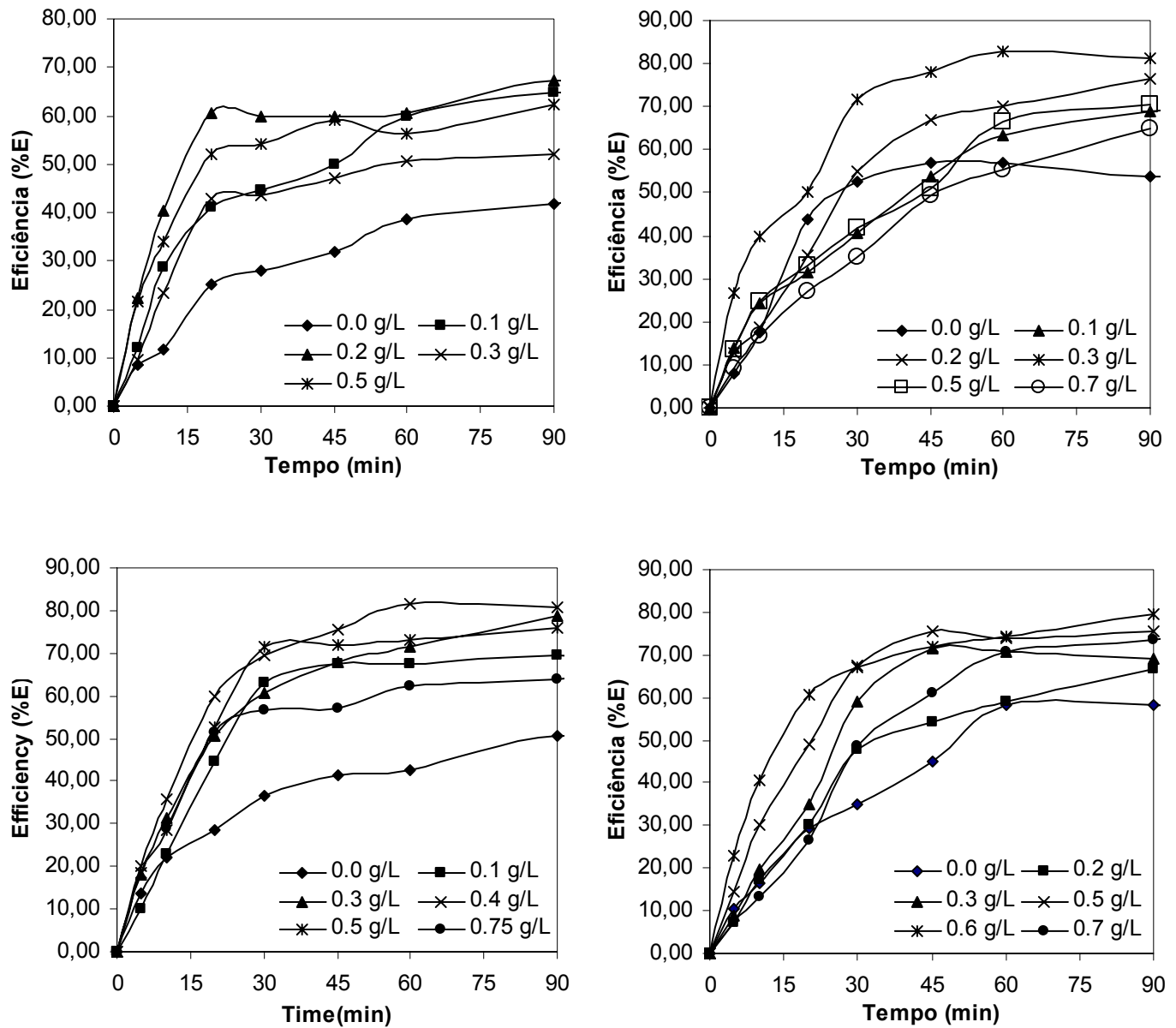


Figura 17. Eficiência de remoção de óleo em função do tempo utilizando uma vazão de 700cm<sup>3</sup>/min para emulsões com 50, 100, 200 e 400 ppm (25 °C).

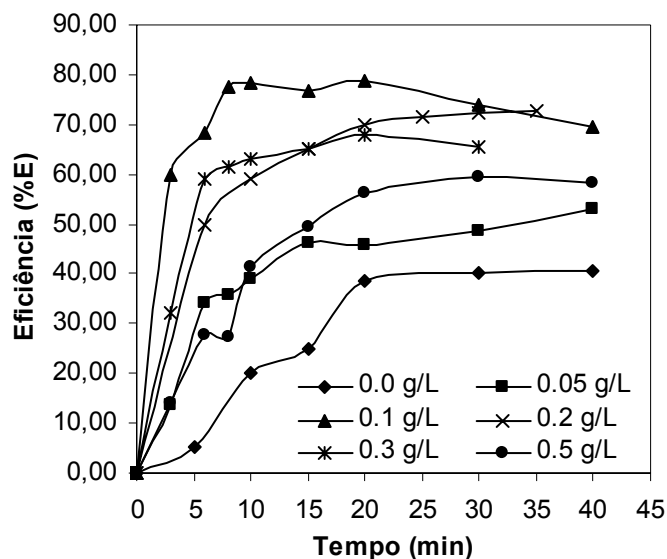


Figura 18. Eficiência de remoção de óleo em função do tempo utilizando uma vazão de 700cm<sup>3</sup>/min para água de produção (25 °C).

Analisando os resultados podemos verificar que o aumento da concentração de tensoativo no processo não implica em maiores eficiências de remoção de óleo. Como, por exemplo, na Figura 17 realizando o experimento com 0,3 g/L de tensoativo obtemos uma eficiência máxima de 82,05%, enquanto que quando o experimento foi conduzido com 0,5 g/L a eficiência máxima foi de 70,02%. Isto pode ser explicado em função de na região de baixas concentrações de tensoativos OCS, em que este agente químico age na superfície das gotículas sem saturá-la, somente viabilizando a coalescência das gotículas de óleo e, conseqüentemente, aumentando o arraste da fase orgânica pelas bolhas para a superfície. Ainda podemos justificar este fenômeno devido o OCS ter um BHL (balanço hidrófilo lipófilo) alto, característico para formar microemulsões óleo em água, tendendo a estabilizar as gotículas de óleo disperso, reduzindo assim a eficiência da remoção do óleo. Ainda podemos constatar que após o intervalo de tempo de 20 minutos não há variação significativa da concentração de óleo no processo.

## 7.2. Correlação experimental

Uma equação empírica foi obtida para correlacionar os resultados obtidos com diversas condicionais operacionais. A equação obtida utilizando uma regressão não-linear é a seguinte:

Remoção de óleo (%) = 1,95512 + 1,31371 \* t + 86.61413 \* Cs + 0,004047 \* Co - 0,007583 \* t<sup>2</sup> - 102,965 \* Cs<sup>2</sup>, em que t é o tempo, Cs é a concentração de tensoativo, Co é a

concentração inicial de óleo. Esta equação é válida somente para tempos entre 0 - 120 minutos, concentrações de tensoativo OCS entre 0 - 0,75 g/L e concentrações de óleo inicial entre 30 – 400 ppm.

A equação obtida ajustou muito bem os dados experimentais como podemos observar na Figura 6 com desvio médio de 7,0% e coeficientes da regressão não-linear  $R = 0,94$  and  $R^2 = 0,91$ .

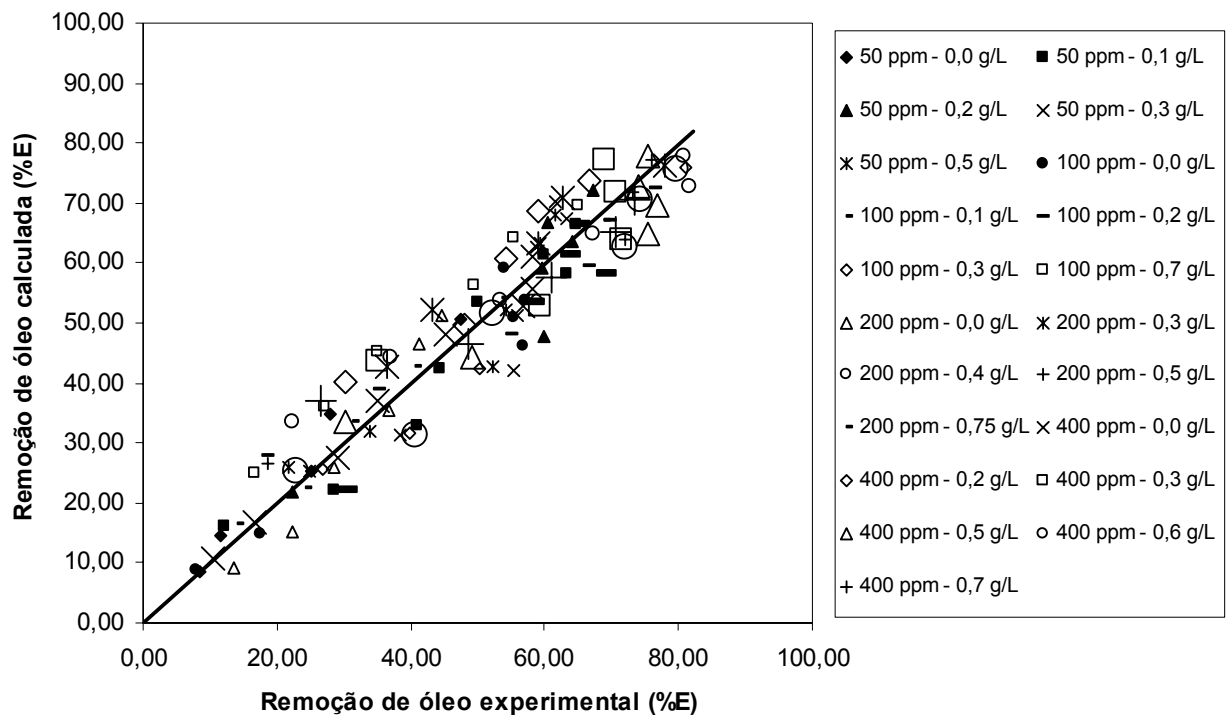


Figure 19. Eficiência calculada em função da eficiência experimental

### 7.3. Obtenção dos dados cinéticos

É de fundamental importância estimar a variação da concentração de óleo em função do tempo para entender o mecanismo de remoção de óleo pelas bolhas de ar. Levando-se em consideração que a coluna opera a temperatura e volume constante, foi proposto um modelo diferencial de 1ª ordem para descrever a cinética de remoção de óleo, dado pela equação:

$$-\frac{dC}{dt} = \kappa \cdot C$$

(2)

Integrando-se a equação acima, obtém-se uma equação linear cujo coeficiente angular é a constante cinética de 1ª ordem, dada em  $\text{min}^{-1}$ :

$$\ln C_o / C_t = \kappa \cdot t \quad (3)$$

Desta forma, plotando-se o  $\ln Co/Ct$  versus tempo, pode-se obter os valores de  $K$ , pela

inclinação das retas, para cada experimento.

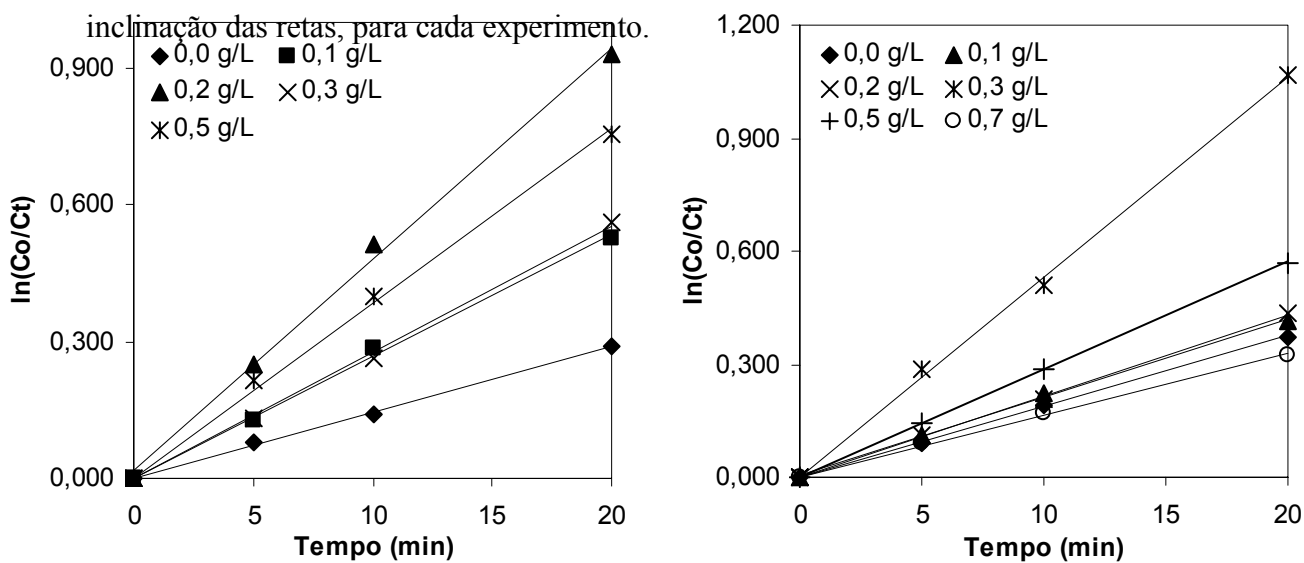


Figura 20. Comportamento cinético para as emulsões de concentração de óleo 50 ppm (esquerda) e 100 ppm (direita).

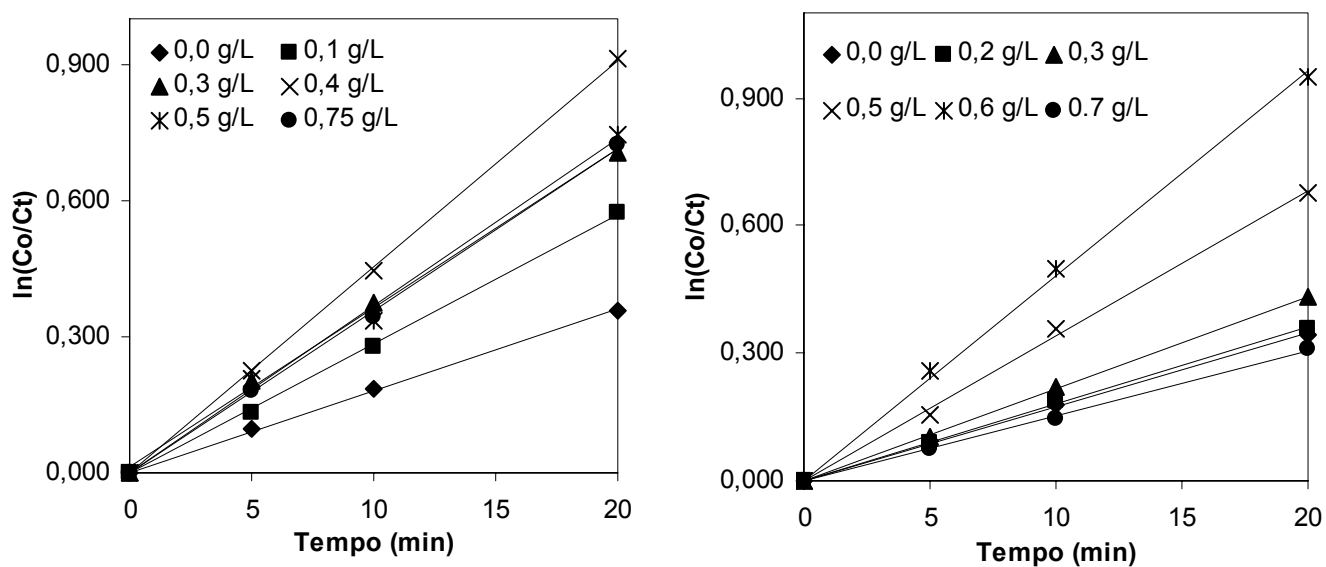


Figura 21. Comportamento cinético para as emulsões de concentração de óleo 200 ppm (esquerda) e 400 ppm (direita).

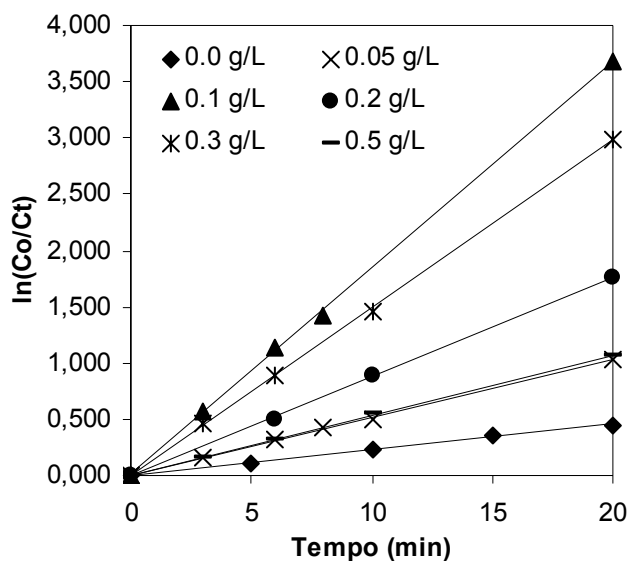


Figura 22. Comportamento cinético para a água de produção.

Estes resultados foram obtidos no intervalo de tempo de zero até vinte minutos por não ocorrer variação significativa da concentração de óleo após este período de tempo, para a grande parte dos experimentos.

Na Tabela 1 temos os valores de K para cada experimento. Desta forma podemos verificar que maiores valores desta constante implica em maior remoção do óleo. A constante cinética teve seu valor aumentado pelo acréscimo de tensoativo nos experimentos até um determinado ponto, a partir do qual este agente emulsificante contribuiu para estabilização das emulsões e, conseqüentemente dificultando a captura de óleo pelas bolhas de ar.

Tabela 1. Valores das constantes cinéticas de remoção de óleo para os experimentos com as emulsões e água de produção.

| Emulsão 50 ppm |        | Emulsão 100 ppm |        | Emulsão 200 ppm |        | Emulsão 400 ppm |        | Água de produção |        |
|----------------|--------|-----------------|--------|-----------------|--------|-----------------|--------|------------------|--------|
| C <sub>s</sub> | K      | C <sub>s</sub>  | K      | C <sub>s</sub>  | K      | C <sub>s</sub>  | K      | C <sub>s</sub>   | K      |
| 0.0            | 0.0145 | 0.00            | 0.0188 | 0.00            | 0.0180 | 0.00            | 0.0175 | 0.00             | 0.0277 |
| 0.1            | 0.0268 | 0.10            | 0.0211 | 0.10            | 0.0284 | 0.20            | 0.0181 | 0.05             | 0.0512 |
| 0.2            | 0.0476 | 0.20            | 0.0216 | 0.30            | 0.0359 | 0.30            | 0.0215 | 0.10             | 0.1839 |
| 0.3            | 0.0276 | 0.30            | 0.0530 | 0.40            | 0.0454 | 0.50            | 0.0340 | 0.20             | 0.1132 |
| 0.5            | 0.0384 | 0.50            | 0.0285 | 0.50            | 0.0367 | 0.60            | 0.0481 | 0.30             | 0.0987 |
| -              | -      | 0.70            | 0.0165 | 0.75            | 0.0358 | 0.70            | 0.0152 | 0.50             | 0.0536 |

C<sub>s</sub> – concentração de tensoativo; K – Constante cinética de remoção de óleo.

Pode-se constatar através da Tabela 1 que a constante cinética (K) de remoção de óleo é função da concentração de tensoativo, desta forma, com o aumento da concentração deste agente químico no processo, ocorre também acréscimo na constante cinética até a concentração ótima de tensoativo. Este fenômeno ocorre em função do OCS ser um tensoativo iônico, pois com o acréscimo da concentração deste no meio, a superfície das gotas do óleo começam a ser cobertas com as moléculas deste agente emulsificante, o que viabiliza a coalescência das gotículas de óleo, aumentando a constante K até o ponto de eficiência máxima. Entretanto com o aumento contínuo da concentração do tensoativo utilizado ocorre uma estabilização eletrostática, o que dificulta conseqüentemente, o arraste das gotículas de óleo pelas bolhas de ar, causando uma diminuição da constante cinética K. Ainda da tabela 1, verifica-se que as máximas constantes cinética foram obtidas para as concentrações ótimas de tensoativo determinadas no estudo da remoção de óleo.



---

---

## **Capítulo VIII**

# **CONCLUSÕES**

---

---

## 8 – Conclusão

Concluimos com este trabalho que quando utilizamos o tensoativo OCS para aumentar a eficiência do processo de flotação de óleo existe uma concentração ótima deste agente química no processo. Isto ocorre porque para uma emulsão com uma determinada concentração de óleo o tensoativo OCS estabiliza as gotículas de óleo, dificultando o arraste das mesmas pelas bolhas de ar. Fenômeno este explicado pelo fato deste tensoativo ter como característica estabilizar emulsões óleo/água.

Podemos ainda verificar que existe um determinado ponto em que o sistema não arrasta mais óleo. Isto ocorre porque à medida que o óleo é arrastado, as gotículas de óleo se tornam menores, dificultando o processo de coalescência das mesmas e, conseqüentemente diminuindo a área superficial de contato bolha de ar/gotícula de óleo.

Verificamos ainda que a cinética de remoção do óleo é de 1ª ordem, pois os dados ficaram bem ajustados quando modelado com uma equação deste tipo. Constatamos que há um acréscimo na constante cinética de remoção do óleo (K) até a concentração ótima de tensoativo; após este ponto o valor de K diminui devido ocorrer estabilização eletrostática em função do tensoativo utilizado ser iônico.

---

---

## BIBLIOGRAFIA

---

---

## 9 - Bibliografia

APLAN, F. F. – Flotation. In: Kirk-othmer: Encyclopedia of chemical techonology. 3th. Ed., John Wiley & Sons, v. 10, New York, 1980.

ARAÚJO, E. C. – Contribuição ao estudo da separação sheelita calcita, por flotação. Tese de Mestrado. PUC, Rio de Janeiro, 1973.

ARAÚJO, R. S. Desenvolvimento de processos a partir de óleos vegetais: aplicação às reações de sulfatação e epoxidação. 216 p., Dissertação (Mestrado), Universidade federal do Rio Grande do Norte. Natal: DEQ/PPGEQ, 1994.

ATTWOOD, D.; ELWORTHY, P. H.; KAYNE, S.B. Membrane osmometry of solubilized systems. *The Journal of Pharmacy and Pharmacology*. v.23, p. 77-84, 1971.

CARVALHO, C. H. M.; OLIVEIRA, R. C. G. *Estado da arte da técnica de redução de viscosidade de petróleos por emulsificação*. Rio de Janeiro: PETROBRÁS-CENPES-DIPLOT-SETRAF, 1997. 51 p. Relatório técnico.

CUMMING, I. W.; HOLDICH, R. G.; SMITH, I. D.; The rejection of oil by microfiltration of astabilised kerosene/water emulsion, *Journal of Membrane Science*, vol. 169, p. 147-155, 2000.

CHÍAVENATO, M. C. *Construção de um novo extrator para tratamento de águas residuais contaminadas com óleo*. 147 p., Dissertação (Mestrado), Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal: DEQ/PPGEQ, 1999.

DANTAS, T.N.C, SOUSA, P.F. *A new alternative in petroleum emulsion break down: microemulsions*. First International Symposium on Colloid Chemistry in Oil Production, UFRN Rio de Janeiro, Brazil, 267– 273, 1995.

DANTAS, T. N. C. *Removal of chromium from aqueous solutions by diatomite treated with microemulsion*. Elsevier Science Ltda, v.35, p.2219-2224, 2001.

DANTAS, T. N. C. Gallium extraction by microemulsions. *Talanta*, v.56, p.1089-1097, 2002.

DUDENHOV, S. V.; SHUBOV, L. Y.; GLAZUNOV, L. A. e outros. Fundamentais de la teoria e la práctica de empleo de reactivos de flotación. Moscow, Editorial MIR, 1980.

FENDLER, E. J.; DAY, C. L.; FENDLER, J. H. Proton magnetic resonance investigation of the environment of aromatic compounds in aqueous zwitterionic micellar solutions. *Journal Physical Chemistry*. v.76, p. 1460-1466, 1972.

FIGUEIRA, H. V. O. – Flotação. Publicação didática. COPPE/UFRJ 130 PP. Rio de Janeiro, 1981.

FINBOROUD, ANNE et al. *New Method for Improving Oil Droplet Growth for Separation Enhancement*. Society of Petroleum Engineer, Huston, Texas, 1999.

FLORENCIO, T. C. R. M. Desenvolvimento de processos para obtenção de novos tensoativos esterificados a partir de óleos vegetais. 112 p., Dissertação (Mestrado), Universidade federal do Rio Grande do Norte. Natal: DEQ/PPGEQ, 1995.

FOGLER. S. Elementos de engenharia das reações químicas. 3. ed., São Paulo: LTC, p. 199-252, 2002.

GARNICA, A. I. C. *Extrator de pratos perfurados recíprocos: construção, montagem e estudos da hidrodinâmica e da transferência de massa*. 202 p., Tese (Doutorado), Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal: DEQ/PPGEQ, 2003.

GRIFFIN, W. C. *Journal Society Cosmdic Chemical*. v. 1, p. 311, 1949.

GU, X; CHIANG, S. H. *A novel flotation column for oily water cleanup*. Separation and Purification Technology, v.16, p.193-203, january,1999.

HAFSKJOLD, BJØRN et al. *Drop-drop coalescence In oil/water separation*. Society of Petroleum Engineer, New Orleans, p. 203-212, september, 1994.

HAFSKJOLD, BJØRN et al. *A New Mathematical Model for Oil/Water Separation in Pipes and Tanks*. Society of Petroleum Engineer, San Antonio, Texas, 1999.

KELLY, E. G.; SPOTTISWOOD, D. J. – Introduction to Minerals Processing, John Willey e Sons, New York, 1982.

KONG, J., Li, K.; Oil removal from oil-in-water emulsions using PVDF membranes, Separation and purification Technology, vol. 16, p. 83-93, 1999.

KURZ, J. L. Effects of micellization on the kinetics of the hydrolysis of monoalkyl sulfates. *Journal Physical Chemistry*. v.66, p. 2239-2246, 1962.

LEITE, J. Y. P. *Estudo e modelagem da flotação de barrita utilizando como coletor o óleo de mamona saponificado*. 87 p., Dissertação (Mestrado), Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal: DEQ/PPGEQ, 1992.

MILLER, J. D. – Semi-soluble Salt flotation. In: Mineral Processing Handbook. New York, A. I. M. E., 1973.

OLIVEIRA, J. F., GONZALEZ, G., OLIVEIRA, R. C. G.; Interfacial studies on dissolved gas flotation of oil droplets for water purification, Colloids and Surfaces: Physicochemical and Engineering Aspects, vol. 154, p. 127-135, 1999.

POMBEIRO, A. J. L. Técnicas e operações unitárias em química laboratorial. 3. ed., Lisboa: Fundação Calouste Gulbenkian, p. 175–182, 1998.

PRYOR, E. J. – Mineral Processing. London, Elsevier, 1985.

RUBIO, J.; SOUZA, M. L.; SMITH, R. W. *Overview of flotation as a wastewater treatment technique*. Minerals Engineering, v.15, p. 139-155, december, 2002.

SUTHERLAND, K. L. WARK, I. W. – Principles of Flotation. Melbourne, Aust. Inst. Min. Met. Inc., 1955.

VIANA, F. A. *Obtenção de novos tensoativos a partir de óleos vegetais: processo, caracterização e avaliação econômica*. 159 p., Dissertação (Mestrado), Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal: DEQ/PPGEQ, 1992.

VIANA, F. A. *Obtenção de novos tensoativos a partir de óleos vegetais: processo, caracterização e avaliação econômica*. 159 p., Dissertação (Mestrado), Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal: DEQ/PPGEQ, 1992.

---

---

## ANEXO

---

---



---

**Universidade Federal do Rio Grande do Norte  
Centro de Tecnologia**

**Departamento de Engenharia Química**

*Relatório de Estágio Supervisionado*

*Empresa:*



**PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.  
PETROBRAS**

**“Simulação e avaliação das Malhas de Escoamento da  
UN-RNCE”**

**Aluno:**

*José Hilton da Silva*

**Orientador de Estágio:**

*Prof<sup>o</sup> Afonso Avelino Dantas Neto*

**Supervisor de Estágio:**

*Eng. Processamento Cícero Sena Moreira Gomes*

Natal, 11 de Janeiro de 2007. ■



José Hilton da Silva

## Relatório de Estágio Supervisionado

*Relatório apresentado junto ao Departamento de Engenharia Química da UFRN como pré-requisito para obtenção do conceito na disciplina DEQ0330 – Estágio Supervisionado, visando a conclusão do curso de graduação em Engenharia Química.*

Natal/RN  
Janeiro de 2007

# Resumo

---

O presente relatório visa relatar as atividades realizadas pelo estagiário José Hilton da Silva, aluno do curso de Engenharia Química da Universidade Federal do Rio Grande do Norte - UFRN, na empresa Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRAS, na área correspondente ao Suporte Técnico da Engenharia de Instalações, Processamento e Automação da Unidade de Negócios do Rio Grande do Norte e Ceará (UN-RNCE), durante o período de 21 de Setembro de 2006 a 21 de Janeiro de 2007, com uma carga horária total superior a 560 horas, sendo supervisionado pelo Engenheiro de Processamento Cícero Sena Moreira Gomes e orientado pelo Prof. Dr. Afonso Avelino Dantas Neto, professor do Departamento de Engenharia Química da UFRN.

A disciplina de estágio supervisionado tem como objetivo possibilitar que o aluno possa vivenciar o dia-a-dia de uma indústria, facilitando a sua inserção no mercado de trabalho. Durante o estágio o aluno pode expor seus conhecimentos adquiridos durante a sua vida acadêmica, adquirir conhecimentos não só no trabalho, como também de vida e participar da rotina da empresa.

# Índice

---

|  |    |
|--|----|
| 1 - INTRODUÇÃO.....                                  | 8  |
| 2 - A EMPRESA.....                                   | 10 |
| 2.1-ATIVIDADES DA PETROBRAS .....                    | 11 |
| 2.2- ATIVIDADES DA PETROBRAS NA BACIA POTIGUAR ..... | 12 |
| 3 - FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....                       | 15 |
| 3.1 - A ORIGEM DO PETRÓLEO.....                      | 15 |
| 3.2 - CLASSIFICAÇÃO DO PETRÓLEO.....                 | 15 |
| 3.3 - FLUIDOS PRODUZIDOS.....                        | 15 |
| 3.3.1.1.1 – Gás Rico.....                            | 18 |
| 3.3.1.1.2 – Gás Pobre .....                          | 18 |
| 3.3.1.1.3 – Gás Industrial .....                     | 18 |
| 3.3.1.1.4 – Gás Natural Liquefeito (GNL).....        | 18 |
| 3.3.1.1.4 – Gás Natural Comprimido (GNC).....        | 18 |
| 3.4 – PROCESSAMENTO DE HIDROCARBONETOS .....         | 19 |
| 3.5 – TEORIA DO ESCOAMENTO DE FLUIDOS.....           | 19 |
| 3.6 - PERDA DE CARGA .....                           | 20 |
| 3.7 – ESCOAMENTO MULTIFÁSICO.....                    | 23 |
| 3.7 - EQUAÇÕES DE ESTADO .....                       | 28 |
| 3.8 - SIMULADORES .....                              | 29 |
| 3.9 – COMPRESSORES .....                             | 29 |
| 3.10- PLANT INFORMATION .....                        | 34 |
| 4 - ATIVIDADES REALIZADAS.....                       | 39 |
| 4.1 ATIVIDADES PROPOSTAS .....                       | 39 |
| 4.2 ATIVIDADES DESENVOLVIDAS.....                    | 39 |
| 5 - CONCLUSÕES.....                                  | 60 |
| 6 - REFERÊNCIAS .....                                | 62 |

# Lista de Figuras

|   |    |
|---|----|
| FIGURA 1 – ORGANOGRAMA SIMPLIFICADO DO ÓRGÃO DE LOTAÇÃO DO ESTÁGIO. <b>ERRO! INDICADOR NÃO DEFINIDO.</b> 16       |    |
| FIGURA 2 - ILUSTRAÇÃO DE RESERVATÓRIO DE GÁS ASSOCIADO E NÃO-ASSOCIADO.....                                       | 16 |
| FIGURA 3 - COMPOSIÇÃO DO GÁS NATURAL.....   | 17 |
| FIGURA 4- RAZÃO DE SOLUBILIDADE RS NA TEMPERATURA DO RESERVATÓRIO. ....   | 26 |
| FIGURA 5- FATOR VOLUME-FORMAÇÃO DE ÓLEO BO NA TEMPERATURA DO RESERVATÓRIO. ....                                   | 27 |
| FIGURA 6- PADRÕES DE ESCOAMENTO PARA ESCOAMENTO GÁS-LÍQUIDO HORIZONTAL. <b>ERRO! INDICADOR NÃO DEFINIDO.</b> 28   |    |
| FIGURA 7- PADRÕES DE ESCOAMENTO PARA ESCOAMENTO GÁS-LÍQUIDO VERTICAL..... <b>ERRO! INDICADOR NÃO DEFINIDO.</b> 29 |    |
| FIGURA 8: CLASSIFICAÇÃO DOS COMPRESSORES. ....  | 30 |
| FIGURA 9: PRINCÍPIO DE FUNCIONAMENTO DE UM COMPRESSOR DINÂMICO.....   | 31 |
| FIGURA 10: PRINCÍPIOS DE FUNCIONAMENTO DE UM COMPRESSOR ALTERNATIVO. ....   | 31 |
| FIGURA 11: DIAGRAMA PV – TIPOS DE COMPRESSÃO.....   | 33 |
| FIGURA 12 – CURVAS CARACTERÍSTICAS DO SISTEMA DE COMPRESSÃO SEM RECICLO.....                                      | 44 |
| FIGURA 13 – CURVAS CARACTERÍSTICAS DO SISTEMA DE COMPRESSÃO COM RECICLO (1º ESTÁGIO). ....                        | 45 |
| FIGURA 14 – CURVAS CARACTERÍSTICAS DO SISTEMA DE COMPRESSÃO COM RECICLO (2º ESTÁGIO). ....                        | 46 |
| FIGURA 15 – DESCARGA DAS BOMBAS DO CAMPO X1.....  | 47 |
| FIGURA 16– LINHA PROVENIENTE DE TANQUE. ....  | 47 |
| FIGURA 17 – INTERLIGAÇÃO DAS BOMBAS EM X2.....  | 48 |
| FIGURA 18– CHEGADA DOS OLEODUTOS NO PÓLO. ....  | 48 |
| FIGURA 19- MALHA DE ESCOAMENTO MODELADA NO PIPESIM.....   | 51 |
| FIGURA 20- PERFIL DE PRESSÃO E VAZÃO DO TRECHO A / B.....   | 52 |
| FIGURA 21- TELA DE PROCESSO NO PI. ....   | 55 |
| FIGURA 22 - LOCALIZAÇÃO GEOGRÁFICA DO PÓLO DE GUAMARÉ.....  | 57 |
| FIGURA 23 - PÓLO INDUSTRIAL DE GUAMARÉ.....   | 57 |
| FIGURA 24– CAMPO DA ÁREA SUL DE MOSSORÓ.....  | 58 |
| FIGURA 25 – LAYOUT DA PLANILHA DESENVOLVIDA PARA O CÁLCULO DA PERDA DE CARGA EM LÍQUIDOS. ....                    | 64 |
| FIGURA 26 – TELA PLANT INFORMATION (KICAL). ....  | 64 |

# Lista de Tabelas

---

|   |    |
|---|----|
| TABELA 1. VARIÁVEIS DE ENTRADA PARA O SISTEMA SEM RECICLO (OVERALL). .... | 40 |
| TABELA 2. VARIÁVEIS DE ENTRADA PARA O SISTEMA COM RECICLO.....            | 40 |
| TABELA 3. COMPOSIÇÃO DO GÁS NA SUCÇÃO DO PRIMEIRO ESTÁGIO. ....           | 41 |
| TABELA 4. RESULTADOS SIMULAÇÃO TESTES EM FÁBRICA SEM RECICLO.....         | 42 |
| TABELA 5. RESULTADOS SIMULAÇÃO TESTES EM CAMPO SEM RECICLO.....           | 42 |
| TABELA 6. RESULTADOS SIMULAÇÃO TESTES EM CAMPO COM RECICLO. ....          | 43 |
| TABELA 7- ANÁLISE DE SEGREGAÇÃO DE ÓLEO PESADOS.....                      | 49 |
| TABELA 8- RESULTADOS OBTIDOS COM A SIMULAÇÃO.....                         | 51 |

---

---

# Introdução

---

---

# 1 - Introdução

Neste relatório serão apresentadas as atividades desenvolvidas referentes ao estágio supervisionado realizado na PETROBRAS, no Setor de Engenharia de Instalações, Processamento e Automação, do Suporte Técnico da Unidade de Negócios do Rio Grande do Norte e Ceará - UN-RNCE.

As atividades foram realizadas como intuito de modelar, simular e avaliar as malhas de escoamento da UN-RNCE no Simulador PIPESIM, que são utilizadas na empresa com a finalidade de escoar toda produção de óleo e gás para o pólo industrial de Guamaré, onde estas fontes de energia são beneficiadas e exportadas para o mercado consumidor. Além dessas atividades, outras foram realizadas com o objetivo de adquirir conhecimentos na área de Engenharia de Processamento, participar de pareceres técnicos, e resolver problemas operacionais que ocorrem eventualmente no campo.

---

---

# **A empresa**

---

---



## 2 - A Empresa

A Petrobrás foi a indústria de petróleo pioneira no Brasil, e este pioneirismo foi o responsável por várias dificuldades, entre as quais a falta de infra-estrutura e de tecnologias adequadas. Nos anos 50 e 60, a empresa construiu suas primeiras refinarias, que em conjunto com os campos descobertos e explorados no solo baiano iriam formar o núcleo de crescimento de uma das mais importantes empresas da América Latina.

A indústria nacional era, então, pouco desenvolvida, e a Petrobrás contribuiu, assim, para estimular seu crescimento.

Naquela época, com a necessidade de dotar o Brasil de uma infra-estrutura adequada, o Governo brasileiro optou pela substituição de importações e pelo incentivo à instalação de empresas estrangeiras no Brasil.

No início da década de 80, este modelo foi substituído, na Petrobrás, pelo Sistema de Nacionalização. Além da substituição da importação de itens prioritários, este sistema passou a buscar fornecedores alternativos e uma maior autonomia de decisão da empresa nos aspectos tecnológicos e industriais.

A demanda por materiais altamente sofisticados era crescente, principalmente pela necessidade de viabilizar a extração do óleo e do gás em águas cada vez mais profundas, situação em que, muitas vezes, não havia, no mundo, tecnologias disponíveis para esse propósito.

No final da mesma década, com a legislação que previa a modernização e o aumento da competitividade do parque industrial no Brasil, foram criados mecanismos de estímulo ao desenvolvimento tecnológico. O mercado interno, a esta altura, já atendia a 94% das necessidades da Petrobrás.

Em 1997, a Petrobras passou a atuar em um novo cenário de competição instituído pela Lei 9478, que abriu as atividades da indústria petrolífera no Brasil à iniciativa privada. Nesse mesmo ano, o Brasil ingressou no seleto grupo de 16 países que produz mais de 1 milhão de barris de óleo por dia. Com a lei, foram criados a Agência Nacional do Petróleo (ANP), encarregada de regular, contratar e fiscalizar as atividades do setor e o Conselho Nacional de Política Energética, um órgão formulador da política pública de energia.

Em 1998, a Petrobras ocupava a posição de 14ª maior empresa de petróleo do mundo e a sétima maior entre as empresas de capital aberto, segundo a pesquisa divulgada pela Petroleum Intelligence Weekly.

Com sede localizada na cidade do Rio de Janeiro, a Petrobrás possui escritórios e gerências de administração em importantes cidades brasileiras como Salvador, Brasília e São Paulo. Devido à alta competitividade do novo cenário da indústria de energia, a Petrobrás reposicionou-se em relação ao futuro, utilizando os mais modernos instrumentos de gestão.

A Petrobrás desenvolve diversas atividades no exterior e mantém uma consistente atividade internacional, tal como: compra e venda de petróleo, tecnologias, equipamentos, materiais e serviços; acompanhamento do desenvolvimento da economia americana e européia; operação financeira com bancos

e bolsa de valores; recrutamento de pessoal especializado; afretamento de navios; apoio em eventos internacionais, entre outros.

Além de estar presente em diversos países da América (Argentina, Bolívia, Colômbia e Estados Unidos) e África (Angola e Nigéria), a Petrobras conta ainda com o apoio de seus escritórios no exterior como em Nova Iorque (ESNOR), e no Japão (ESJAP).

Além disso, existe ainda o Centro de Pesquisas da Petrobras – CENPES que possui uma das mais avançadas tecnologias na área de petróleo, desenvolvendo técnicas e métodos próprios. As pesquisas realizadas posicionam o Brasil entre os países de tecnologia de ponta da indústria do petróleo.

## **2.1-Atividades da PETROBRAS**

### **2.1.1 – Exploração e Produção**

A Petrobrás, desfrutando do reconhecimento internacional, com tecnologia própria para águas ultra-profundas, está produzindo petróleo a preços competitivos em campos offshore a profundidades cada vez maiores, atraindo o interesse de companhias petrolíferas de todo o mundo, com as quais está assinando acordos de parceria para a exploração e produção de suas reservas na enorme plataforma submarina brasileira. A abertura da área de exploração e produção de suas reservas na enorme plataforma submarina brasileira. A abertura da área de exploração e produção para parceiros internacionais gerou, por sua vez, oportunidades E&P em outras partes do mundo, principalmente onde o know how da Petrobrás possa contribuir para a realização de negócios. Um exemplo disso é a expansão da presença da Companhia no Golfo do México e na costa Oeste da África, onde sua experiência em águas profundas adiciona valor aos empreendimentos.

### **2.1.2 – Gás Natural**

O gás natural é um combustível limpo, um produto sem restrições ambientais e que reduz significativamente os índices de poluição. O combustível do futuro, como já está sendo chamado, colabora diretamente para a melhoria da qualidade de vida nas grandes metrópoles. Utilizado como matéria-prima nas indústrias siderúrgica, química, petroquímica e de fertilizantes, o gás natural fornece calor, gera eletricidade e força motriz. Na área de transportes tem a capacidade de substituir o óleo diesel, a gasolina e o álcool, participando assim direta e indiretamente da vida de toda a população. O gás natural é uma nova e promissora fronteira que se abre no horizonte energético brasileiro. Por todas as suas virtudes energéticas, econômicas e ambientais, o gás natural deverá multiplicar a sua presença na matriz energética brasileira, saltando dos atuais 8,9% para 12% em 2015. Além disso, a área de Gás & Energia atua no desenvolvimento de fontes alternativas de energia e energia renovável como forma de agregar valor aos seus negócios.

### **2.1.3 – Energia**

No início deste novo milênio a Petrobrás começou a implementar um importante plano de reestruturação com o objetivo de se tornar uma Empresa de Energia. Ao investir em energias renováveis (eólica, solar, hídrica, geotermia, biomassa, biocombustíveis), a companhia ajuda a diversificar a matriz energética brasileira.

A Petrobrás produz energia para o conforto do homem e usa toda a tecnologia a seu alcance para transformar as diferentes fontes energéticas em progresso e crescimento. Essas ações fazem parte do Plano

Estratégico da Petrobrás que entre suas metas, prevê para 2010, que 10% da energia elétrica consumida em toda companhia seja obtida a partir de fontes renováveis.

#### **2.1.4 – Refino**

O refino vem acompanhando de perto as transformações que a Petrobrás vivencia nos últimos anos, adequando-se ao novo modelo de mercado do setor no Brasil. O desafio de processar a crescente produção de óleo pesado brasileiro, permitindo a conversão para derivados de alto valor agregado, vem sendo vencido com investimentos e grandes avanços tecnológicos.

A Petrobrás tem batido sucessivos recordes em suas refinarias, desenvolvendo tecnologia própria e possibilitando que o petróleo nacional, de característica mais pesada, possa render uma percentagem maior de produtos nobres e aumentar a rentabilidade do negócio.

A atuação do downstream (abastecimento) é fundamental para consolidar os objetivos estratégicos da Petrobrás, que caminha para se transformar numa corporação de alto desempenho na área de energia. A intenção é firmar sua liderança no mercado brasileiro, além de expandir suas atividades no exterior, sobretudo em outros países da América Latina, onde já dispõe de refinarias na Bolívia e na Argentina.

#### **2.1.5 – Transporte e Armazenamento**

A empresa subsidiária da Petrobrás responsável pelas atividades de transporte e armazenamento é a Petrobrás Transporte S.A., a Transpetro. A empresa tem como missão atuar de forma rentável na indústria de petróleo e gás, nos mercados nacional e internacional, como fornecedora de serviços de transporte e armazenamento, respeitando o meio ambiente, considerando os interesses dos seus acionistas e contribuindo para o desenvolvimento do País.

#### **2.1.6 – Distribuição**

Prestar sempre os melhores serviços em mais de sete mil postos espalhados por diversas cidades e rodovias do País é o objetivo da Petrobrás Distribuidora. Com uma trajetória marcada por iniciativas pioneiras e resultados expressivos, a BR mantém a liderança no mercado brasileiro de distribuição de derivados de petróleo, tendo mais de dez mil grandes empresas como clientes.

A maior distribuidora do Brasil está presente em diversos segmentos da indústria: automotivo, marítimo, ferroviário e na aviação. Com isso, os produtos da Petrobrás Distribuidora estão voltados para diferentes aplicações no mercado. Através de um rígido sistema de controle, a empresa garante a alta qualidade que a colocou na liderança do mercado nacional.

### **2.2- Atividades da PETROBRAS na Bacia Potiguar**

As atividades da PETROBRAS no Rio Grande do Norte e Ceará abrangem as áreas de produção da Bacia Potiguar, e estão vinculadas ao sistema PETROBRAS mediante a existência da UN-RNCE.

A UN-RNCE é uma unidade integrada que, além de explorar, processa o petróleo e o gás natural transformando-os em: diesel, querosene de aviação - QAV, GLP, NAFTA e gás industrial.

A UN-RNCE tem como objetivos:

- Procurar reservatórios de petróleo e gás natural;

- Conduzir trabalhos de perfuração de poços visando, principalmente, a descoberta e exploração de reservatórios de óleo e gás;
- Promover o desenvolvimento, a produção e o armazenamento de petróleo e gás natural associados a UN-RNCE, estão os ativos de produção:
- Ativo de Produção de Mossoró – ATP-MO;
- Ativo de Produção do Alto do Rodrigues – ATP-ARG;
- Ativo de Produção do Mar – ATP-MAR;
- Unidade de Tratamento e Processamento de Fluidos – UTPF.

---

---

# **Fundamentação Teórica**

---

---

# 3 - Fundamentação Teórica

## 3.1 - A Origem do Petróleo

Existem várias teorias para a origem do petróleo, a mais aceita atualmente é a que o petróleo tem origem a partir da matéria orgânica depositada junto com os sedimentos. A matéria orgânica marinha é basicamente composta de microorganismos e algas que formam o fitoplâncton e não pode sofrer processos de oxidação. A necessidade de condições não-oxidantes pressupõe um ambiente de deposição composto de sedimentos de baixa permeabilidade, inibidor da ação da água circulante em seu interior. A interação dos fatores - matéria orgânica, sedimento e condições termoquímicas apropriadas - é fundamental para o início da cadeia de processos que leva à formação de petróleo. A matéria orgânica proveniente de vegetais superiores também pode dar origem ao petróleo, todavia sua preservação torna-se mais difícil em função do meio oxidante onde vivem.

O tipo de hidrocarboneto gerado, óleo ou gás, é determinado pela constituição da matéria orgânica original e pela intensidade do processo térmico atuante sobre ela. A matéria orgânica proveniente do fitoplâncton, quando submetida a condições térmicas adequadas, pode gerar hidrocarboneto líquido. O processo atuante sobre a matéria orgânica vegetal lenhosa poderá ter como consequência a geração de hidrocarboneto gasoso.

Assim, o processo de geração de petróleo como um todo é resultado da captação da energia solar, através da fotossíntese, e transformação da matéria orgânica com a contribuição do fluxo de calor oriundo do interior da terra.

## 3.2 - Classificação do petróleo

A classificação do petróleo, de acordo com seus constituintes, interessa desde os geoquímicos até os refinadores. Os primeiros visam caracterizar o óleo para relacioná-lo à rocha-mãe e medir seu grau de degradação. Os refinadores querem saber a quantidade das diversas frações que podem ser obtidas, assim como sua composição e propriedades físicas.

Assim, os óleos parafínicos são excelentes para produção de querosene de aviação (QAV), diesel, lubrificantes e parafinas. Os óleos naftênicos produzem frações significativas de gasolina, nafta petroquímica, QAV e lubrificantes, enquanto que os óleos aromáticos são mais indicados para a produção de gasolina, solventes e asfalto.

- Classe parafínica (75% ou mais de parafinas)
- Classe parafínico-naftênica (50-70% parafinas, >20% de naftênicos)
- Classe naftênica (>70% de naftênicos)
- Classe aromática intermediária (>50% de hidrocarbonetos aromáticos)
- Classe aromático-naftênica (>35% de naftênicos)
- Classe aromático-asfáltica (>35% de asfaltenos e resinas)

## 3.3 - Fluidos produzidos

Um comportamento padrão esperado para um reservatório de óleo é que ele produza óleo, gás natural e água. Assim, um reservatório típico apresenta uma vazão de produção de óleo, uma vazão de produção de gás e uma vazão de produção de água.

As vazões são sempre expressas nas condições de superfície, como, por exemplo, metro cúbico *standard* por dia ( $m^3$  std/dia) ou barril *standard* por dia (stb/dia). As condições de superfície também são chamadas de “condições padrão” ou “condições *standard*”, e correspondem à pressão de 1 atm e temperatura de 20°C.

### 3.3.1 – O gás natural

O gás natural é uma mistura de hidrocarbonetos cuja composição abrange desde o metano até o hexano. Encontra-se na forma livre ou associada ao óleo em reservatórios naturais, contendo pequenas quantidades de diluentes e contaminantes.

O gás natural associado encontra-se dissolvido no petróleo bruto, sendo separado durante a produção do óleo. Já o gás não- associado é aquele obtido diretamente de um reservatório onde se tem predominantemente gás natural. Um esquema desses dois tipos de reservatórios pode ser visto na Figura 2.

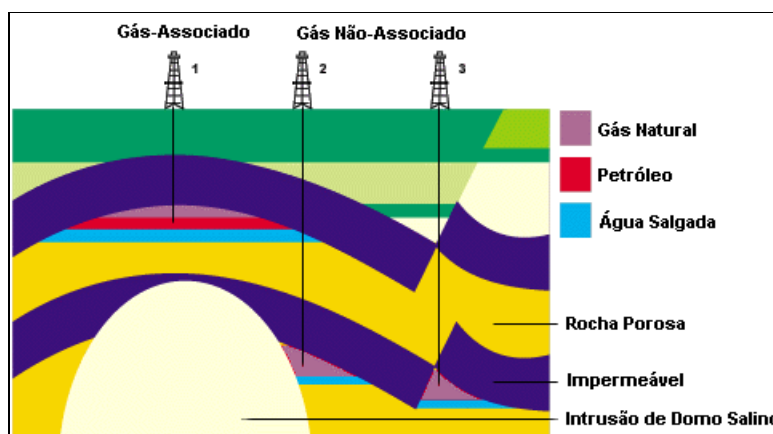


Figura 2 - Ilustração de reservatório de gás associado e não-associado.

O Processamento de Gás Natural é realizado através de uma instalação industrial denominada Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN), cujo objetivo é separar as frações pesadas ou ricas (propano e mais pesados) existentes no gás natural úmido ou rico, gerando o chamado gás natural seco ou pobre (metano e etano) e uma corrente de Líquido de Gás Natural (LGN). A composição do gás natural varia em função do reservatório do qual é produzido. A Figura 3 contempla um esquema geral dos componentes do gás natural, antes e depois do seu processamento.

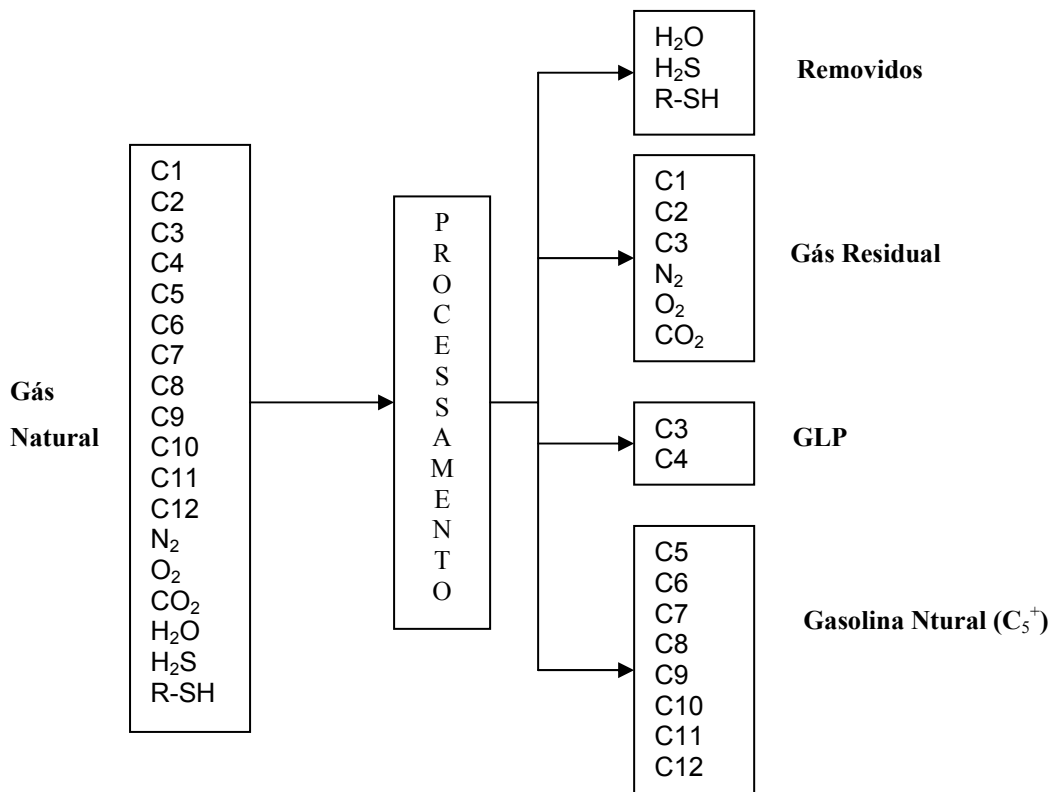


Figura 3 - Composição do Gás Natural.

O LGN é composto pelas frações mais pesadas que o propano: o gás liquefeito de petróleo (GLP), popularmente conhecido como gás de cozinha, e a gasolina natural. Eventualmente, pode-se produzir uma corrente de LGN composta de frações mais pesadas que o etano, de onde será possível separar frações líquidas de etano, de GLP e de gasolina natural. Nesse caso, recupera-se, também, uma fração de gás natural pobre predominante em metano. Essa UPGN recebe o nome de Unidade de Recuperação de Líquidos (URL).

O conceito de riqueza empregado diz respeito ao teor de compostos mais pesados que o propano, constituído pelas frações de GLP e gasolina natural. Assim, quando se diz que uma determinada corrente de gás natural úmido ou rico apresenta riqueza de 6%, isso significa que aquela corrente é constituída de 6% de GLP e gasolina natural e 94% de gás natural propriamente dito. E será esta parcela de 94% que constituirá, após tratamento e processamento em uma UPGN, a corrente de gás natural seco ou pobre, também chamada de gás natural processado ou residual.

Os principais tipos de processos aplicáveis a uma UPGN são os seguintes:

- Refrigeração simples;
- Absorção refrigerada;
- Expansão Joule-Thompson;
- Turbo-expansão.

De maneira simplificada, pode-se dizer que estes processos realizam as mencionadas separações através de uma seqüência de operações, que pode incluir tratamento (para eliminação de teores remanescentes de umidade), compressão, absorção e resfriamento, dependendo do tipo a ser empregado. Os hidrocarbonetos recuperados podem ser estabilizados e separados por fracionamento, para obtenção dos



produtos desejados, na própria UPGN ou em outras unidades específicas, tais como as Unidades de Fracionamento de Líquidos (UFL) e de Processamento de Condensado de Gás Natural (UPCGN).

Os principais processos de tratamento que o gás é submetido são: desidratação ( retirada de água) e dessulfurização ( retirada de ácido sulfídrico, mercaptans).

### **3.3.1.1 – Tipos de gás natural**

#### **3.3.1.1.1 – Gás Rico**

O gás rico é aquele que apresenta quantidade de hidrocarbonetos superiores ao propano ( $C_3$ ) num percentual maior que 4% (4% é o limite mínimo para processamento de forma que seja obtido LGN em quantidade comercial).

#### **3.3.1.1.2 – Gás Pobre**

O gás pobre é aquele que não possui hidrocarbonetos que justifiquem o processamento para a recuperação de líquidos. Diante disso, podem ser colocados no mercado com um montante menor de investimentos.

#### **3.3.1.1.3 – Gás Industrial**

Trata-se do gás pronto para ser comercializado. Possuem componentes e características peculiares conferidas por algum tipo de processamento.

O gás industrial apresenta teor muito baixo de água e tem sua composição determinada pelo gás de origem, podendo conter  $CO_2$ ,  $N_2$  e compostos de enxofre.

Suas características são determinadas de acordo com uma legislação que é influenciada pelo tipo de indústria consumidora.

#### **3.3.1.1.4 – Gás Natural Liquefeito (GNL)**

Trata-se do gás que sofreu processo de liquefação a pressão atmosférica. É uma mistura, dos vários componentes que deram origem, porém em fase líquida. É facilmente transportável e estocável por estar em fase líquida.

#### **3.3.1.1.4 – Gás Natural Comprimido (GNC)**

Trata-se mais de uma alternativa ao escoamento por dutos do que propriamente um tipo de gás. Serve tanto para transportar gás natural (após tratamento) como gás industrial. Consiste no envasamento de gás a alta pressão (200 bar).

### **3.3.2 – O Óleo**

O óleo é à parte dos hidrocarbonetos que permanece no estado líquido quando a mistura é levada para superfície. Quando se diz que um poço está produzindo com uma vazão de  $100\text{ m}^3$  std/dia de óleo, está se dizendo que da mistura líquida que está saindo diariamente do reservatório através daquele poço  $100\text{ m}^3$  permanecem no estado líquido na superfície. Esta é uma maneira muito prática de exprimir os volumes, em primeiro lugar, porque as medições são feitas na superfície e, em segundo lugar, porque é esse volume que interessa comercialmente. Mesmo que a mistura de hidrocarbonetos nas condições de reservatório estivesse

toda no estado gasoso, ainda assim seria possível obter líquido nas condições de superfície. Esse líquido obtido a partir do gás natural é mais conhecido pela sigla LGN (líquido do gás natural).

### **3.3.3 – A Água**

Além dos hidrocarbonetos, é bastante comum a produção de água. A quantidade de água produzida depende das condições em que ela se apresenta no meio poroso.

Apesar de a água estar sempre presente nos reservatórios, nem sempre a sua quantidade, expressa pela sua saturação, é suficiente para que ela se desloque. Existe uma saturação mínima de água a partir da qual ela se torna móvel. Essa saturação depende da rocha e dos fluidos nela contidos. Se a saturação de água for igual a esse valor mínimo, não haverá fluxo, e conseqüentemente não haverá produção de água dessa rocha.

A água produzida também pode ter origem em acumulações deste líquido, chamadas aquífera, que podem estar adjacentes às formações portadoras de hidrocarbonetos, ou pode ser devida à água injetada em projetos que visam aumentar a recuperação de óleo.

## **3.4 – Processamento de Hidrocarbonetos**

### **3.4.1 - Transporte de Hidrocarbonetos**

O transporte de hidrocarbonetos surge da necessidade de interligar: campos de produção, refinarias, plantas de tratamento e processamento, terminais, etc. O processo de transporte de hidrocarbonetos é feito basicamente por dutos, sendo usados também navios petroleiros que ajudam no escoamento da produção em grandes distâncias, onde as condições ambientais são desfavoráveis ao transporte por dutos. O gás natural, por exemplo, é transportado na sua fase gasosa em dutos, quando liquefeito (GNL) em reservatórios pressurizados.

### **3.4.2 - Separação de Hidrocarbonetos**

A separação de hidrocarbonetos se dá pelo princípio da destilação que tem por base a existência de duas fases: líquida e vapor.

## **3.5 – Teoria do Escoamento de Fluidos**

### **3.5.1 – Classificação dos fluidos**

Um fluido pode ser definido como uma substância que não resiste permanentemente a uma distorção.

Ao pretender se modifica a forma de uma massa de fluido, observa-se que as camadas do mesmo se deslocam umas em relação às outras, até que se alcance uma nova forma. Durante este processo ocorrem tensões tangenciais (esforços cortantes) que dependem da viscosidade e da velocidade de fluxo do fluido. Um fluido em equilíbrio está completamente livre de esforços cortantes.

Os fluidos subdividem-se em líquidos e gases, podendo ser classificados das seguintes formas:

1- De acordo com o seu comportamento sob a ação de uma pressão aplicada exteriormente:

- **Incompressíveis**

Se o volume de um elemento de fluido é independente da sua pressão e temperatura. Ex.: Líquidos. Para pequenas variações de pressão, podem-se considerarem incompressíveis.

- Compressíveis

Se o volume de um elemento de fluido varia com a sua pressão e temperatura. Ex.: Gases

Note, contudo que nenhum dos fluidos reais é completamente incompressível. No entanto, os líquidos podem ser encarados como tal para efeitos de estudo do seu mecanismo de fluxo.

2- De acordo com os efeitos produzidos sob a ação de um esforço de corte:

O comportamento de um fluido sob a ação de um esforço de corte é muito importante, pois determina a forma como ele se movimentará. A fim de que se possa introduzir a noção de esforço de corte (tensão tangencial), torna-se necessário analisar as forças exteriores que atuam numa determinada massa de fluido sujeita à ação da aceleração da gravidade. Essas forças são de dois tipos:

a- Peso do fluido;

b- Forças de contato que atuam sobre a superfície que limita o volume ocupado pela massa de fluido.

### 3.6 - Perda de Carga

Um fluido ao escoar transforma (dissipa) parte de sua energia em calor. Essa energia não é mais recuperada na forma de energia cinética e/ou potencial e, por isso, denomina-se **perda de carga**. A perda de carga também pode ser conhecida como a perda de pressão do gás ou do fluido, devido ao atrito ou obstrução em tubos, válvulas, conexões, reguladores e queimadores. Trata-se de perda de energia devido ao atrito contra as paredes e à dissipação devido à viscosidade do fluido em escoamento.

#### 3.6.1 -Tipos de perda de carga

- Distribuída - São aquelas que ocorrem em trechos retos de tubulação.
- Localizada - São perdas de pressão ocasionadas pelas peças e singularidades ao longo da tubulação, tais como curvas, válvulas, derivações, reduções, expansões, etc.
- Total - É a soma das perdas de carga distribuídas em todos os trechos retos da tubulação e as perdas de carga localizadas em todas as curvas, válvulas, junções, etc.

As perdas de carga distribuídas e localizadas no escoamento em tubulações podem ser determinadas através das medidas de pressão. Por outro lado, estas perdas podem ser calculadas através de fórmulas experimentais ou empíricas, conhecendo-se as dimensões da tubulação, características do líquido, conexões, etc.

#### 3.6.2 - Expressão geral da perda de carga distribuída

A fórmula de Darcy-Weisback é uma das utilizadas na indústria, pois pode ser utilizada para qualquer tipo de líquido (fluido incompressível) e para tubulações de qualquer diâmetro e material.

$$H_p = f \frac{L}{D} \frac{v^2}{2g} \quad (1)$$

Onde:  $H_p$  – perda de carga distribuída (m)

L – comprimento do trecho reto do tubo (m)

D – diâmetro interno da tubulação (m)

v – velocidade média do escoamento (m/s)

f – coeficiente de atrito ou de fricção (adimensional)

g – aceleração da gravidade ( $m/s^2$ )

O coeficiente de atrito f ou de fricção é um coeficiente adimensional, do qual é função do Número de Reynolds e da rugosidade relativa. A rugosidade relativa é definida como  $k/D$ , onde k é a rugosidade da parede do tubo (dado conhecido) e D é o diâmetro do tubo. Ele pode ser determinado pelo diagrama de Moody-Rouse, ou também pelas expressões mostradas abaixo:

\* Escoamento laminar

$$f = \frac{64\mu}{\rho VD} = \frac{64}{Re} \quad (2)$$

\* Escoamento turbulento

$$f = 0,316 Re^{-0,25} \quad \text{para } 4000 < Re < 10^5$$

Onde:

f – fator de fricção

Re - número de Reynolds

### 3.6.3 - Expressão geral da perda de carga localizada

- Método do coeficiente de resistência

Neste método a perda de carga devida ao acidente é determinada através da seguinte relação:

$$H_p = k \frac{v^2}{2g} \quad (3)$$

A equação (8) expressa a perda de carga local como um múltiplo da carga da velocidade que o acidente produz.

Onde:  $H_p$  – perda de carga localizada (m)

k – coeficiente obtido experimentalmente, este valor é tabelado, dependendo do tipo de singularidade. Os valores do coeficiente de resistência são encontrados em literaturas diversas da área, como:

- ✓ Crane – apêndice A-26 e seguintes.
- ✓ Hydraulic Institute – páginas 28 a 34.
- ✓ Perry páginas 5-53 - tabela 5-19 – 5ª edição.

v – velocidade média do líquido na entrada da singularidade (m/s)

g – aceleração da gravidade ( $m/s^2$ )

- Método do comprimento equivalente

O método consiste em determinar o comprimento de tubo reto, de diâmetro idêntico ao acidente

considerado, que produz a mesma perda de carga para o mesmo regime de escoamento.

Então a equação de Darcy

$$H_p = \frac{k v^{-2} L}{2D} \quad (4)$$

Passa a

$$H_p = f \frac{L_e v^{-2}}{D} \quad (5)$$

Onde  $L_e$  é o comprimento equivalente em tubulação de mesmo diâmetro, que produz a mesma perda de carga que o acidente.

Os valores de comprimento equivalente são encontrados em literaturas diversas da área, como:

- ✓ Crane página A-30.
- ✓ Brown página 141.

Conversão de Comprimento Equivalente para Coeficiente de Resistência e Vice-Versa.

Como:

$$H_p = f \frac{L_e v^{-2}}{D} = \frac{k v^{-2}}{2} \quad \text{tem-se} \quad \frac{k}{f} = \frac{L_e}{D} \quad (6)$$

Esta equação (6) é apresentada em gráficos, o que permite a rápida conversão. Este gráfico é encontrado em Crane página A-31.

### 3.6.4 – Escoamento de Gases Combustíveis – Fórmula de Weymouth.

Para que ocorra o escoamento tem que haver uma diferença de pressão entre os pontos extremos da tubulação.

$$Q = 18,062 \times \frac{T_0}{P_0} \times \sqrt{\frac{(P_1^2 - P_2^2) \times d^{5,33}}{\gamma TL}} \quad (7)$$

Onde:

$Q$  = vazão (ft<sup>3</sup>/h), medida em  $P = P_0$  e  $T = T_0$ ;

$T_0, P_0$  = Temperatura e pressão absoluta (°F+460);

$P_1, P_2$  = Pressões nos extremos da tubulação (psia);

$d$  = diâmetro interno do tubo (pol);

$\gamma$  = densidade do gás em relação ao ar na  $T$  de escoamento;

$T$  = Temperatura de escoamento (°F+460 → T abs);

$L$  = comprimento equivalente (milhas).

## 3.7 – Escoamento Multifásico

### 3.7.1- Algumas Definições Básicas

Quando duas ou mais fases escoam simultaneamente em dutos, o comportamento se torna muito mais complexo do que para uma única fase. As fases tendem a separar devido à diferença de densidades. O atrito na parede da tubulação também é diferente para cada fase (diferentes viscosidades). A expansão da fase gasosa com a diminuição da pressão aumenta a vazão volumétrica *in-situ* do gás. Como resultado, as fases líquida e gasosa usualmente apresentam diferentes velocidades de escoamento.

Sejam  $Q_L$  e  $Q_G$  as vazões volumétricas das fases líquida e gasosa, respectivamente. Em um escoamento em tubulação, definimos **velocidade superficial** de uma fase a relação entre a vazão volumétrica dessa fase e a área  $A$  da seção da tubulação por onde ela escoar.

$$\text{Assim, } u_{SG} = \frac{Q_G}{A} \quad \text{e} \quad u_{SL} = \frac{Q_L}{A} \quad (8), (9)$$

A velocidade superficial de uma fase é a velocidade média com que essa fase escoaria se ela estivesse sozinha na tubulação. A velocidade superficial total (ou velocidade da mistura)  $u_M$  é a soma das velocidades superficiais de cada fase.

$$u_M = u_{SG} + u_{SL} = \frac{Q_G + Q_L}{A} \quad (10)$$

A velocidade superficial total é também chamada de velocidade média do escoamento. Na maioria dos casos, nenhuma das fases está se deslocando efetivamente nesta velocidade. (Isto só ocorre quando não há escorregamento entre as fases, ou seja, quando elas se deslocam na mesma velocidade).

Chama-se **escorregamento** (ou *slippage*) o fato que as fases não se deslocam a uma mesma velocidade, dentro da tubulação. A diferença entre a velocidade do gás e a velocidade do líquido é chamada **velocidade de deslizamento** ( $u_D$ ) ou *drift velocity*.

$$u_D = u_G - u_L \quad (11)$$

, onde  $u_G$  e  $u_L$  são as velocidades médias efetivas de cada fase.

Define-se fração de líquido  $H_L$  (**hold-up de líquido**) como a razão entre o volume de líquido em um trecho do tubo e o volume total deste trecho. O *hold-up* de líquido é um número que varia entre 0, quando só existe gás no trecho, e 1, quando o trecho está cheio de líquido. O *hold-up* de gás ( $H_G$ ), mais comumente chamado de fração de vazios, é o seu valor complementar.

$$H_G = 1 - H_L \quad (12)$$

Define-se o **hold-up de líquido sem escorregamento** (*no-slip hold-up*)  $\lambda_L$  como a razão entre a vazão volumétrica de líquido e a vazão volumétrica total.

$$\lambda_L = \frac{Q_L}{Q_G + Q_L} = \frac{u_{SL}}{u_M} \quad (13)$$

Ele seria igual ao *hold-up* de líquido caso as fases se deslocassem na mesma velocidade. Analogamente, a fração de vazios sem escorregamento é o valor complementar.

$$\lambda_G = 1 - \lambda_L = \frac{Q_G}{Q_G + Q_L} = \frac{u_{SG}}{u_M} \quad (14)$$

A área que uma fase ocupa na tubulação pode ser determinada pela razão entre a vazão dessa fase e a sua velocidade de escoamento.

$$A_k = \frac{Q_k}{u_K} \quad (15)$$

Pela definição de *hold-up*, temos:

$$H_k = \frac{A_k}{A} \quad (16)$$

Relembrando a definição de velocidade superficial de uma fase:

$$u_{SK} = \frac{Q_K}{A} \quad (17)$$

Combinando as três expressões anteriores, podemos escrever:

$$u_K = \frac{u_{SK}}{H_K} \quad (18)$$

Como o *hold-up* é um valor entre 0 e 1, a velocidade de uma fase é sempre superior à sua velocidade superficial.

A velocidade de deslizamento também pode ser expressa por:

$$u_D = \frac{u_{SG}}{1 - H_L} - \frac{u_{SL}}{H_L} \quad (19)$$

Note que, se conhecermos a velocidade de deslizamento, podemos calcular o *hold-up* de líquido invertendo a equação acima.

### 3.7.2. Propriedades de Fluidos para o Modelo Black-oil

Chama-se Black-oil o modelo no qual as fases líquida e gasosa são tratadas através de variáveis que permitem reproduzir o comportamento de uma mistura de hidrocarbonetos sem a necessidade de se conhecer a sua composição molar. É uma alternativa simplificada aos chamados modelos composicionais.

Para simular o comportamento de uma mistura, deve-se conhecer em cada trecho do escoamento a massa específica, a viscosidade e a fração volumétrica de cada uma das fases. Observou-se que essas propriedades dependem unicamente da natureza dos fluidos e da sua pressão e temperatura. Assim, os modelos black-oil utilizam tabelas com estas propriedades em diferentes condições de pressão e temperatura, determinadas empiricamente ou através de correlações.

- Massa específica e densidade do gás:

A massa específica do gás pode ser calculada, pela lei dos gases:

$$\rho_G = \frac{P[PM]}{zRT} \quad (20)$$

, onde PM é o seu peso molecular e  $R = 8,314 \text{ J / (mol K)}$  a constante universal dos gases. A variável  $z$  é chamada de fator de compressibilidade do gás. Na indústria do petróleo é comum se

identificar o gás por sua densidade relativa  $\gamma_G$  que é a razão entre o peso molecular do gás e o peso molecular do ar.

$$\gamma_G = \frac{PM}{PM_{Ar}} = \left( \frac{\rho_G}{\rho_{Ar}} \right)_{SC} = \frac{PM}{(29,1 \text{ g / mol})} \quad \text{e} \quad \rho_G = 3,50 \cdot 10^{-3} \left[ \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \frac{\text{°K}}{\text{Pa}} \right] \frac{P\gamma_G}{zT}; \quad (21), (22)$$

- Densidade do óleo morto:

Chama-se óleo morto àquele em condições de tanque (1 atm e 60°F), após todo o gás ter saído de solução. Normalmente mede-se a densidade do óleo morto em graus API, que se relaciona com a densidade relativa à água através da expressão:

$$\lambda_0 = \frac{141,5}{131,5 + (^\circ API)} \quad (23)$$

- Pressão de saturação:

Quando uma mistura de hidrocarbonetos é submetida a uma pressão muito alta, os chamados componentes leves (metano, etano etc.) encontram-se dissolvidos na fase líquida. Nesta condição não há gás livre e a mistura é dita subsaturada. Quando a pressão cai, irá chegar um momento no qual as frações mais leves irão ‘sair de solução’. Nesta condição teremos líquido e gás “livre” em contato, e a mistura é dita saturada. A pressão na qual o gás começa a sair de solução é chamada pressão de saturação ou bubble pressure ( $P_B$ ). Ela depende da natureza dos fluidos e de sua temperatura.

- Razão de solubilidade do gás no óleo:

Quando o fluido se desloca para regiões de menor pressão, parte do gás que se encontrava dissolvido na fase gasosa sai de solução. Uma medida da quantidade de gás que ainda permanece em solução é dada pela razão



de solubilidade. Este parâmetro relaciona o volume que o gás em solução irá ocupar em condições standard quando sair de solução e o volume que o óleo terá, em condições de tanque.

$$R_s = \frac{\text{Volume do gás em solução (1 atm, 60° F)}}{\text{Volume do óleo morto (1 atm, 60° F)}} \quad (24)$$

Na Petrobras utiliza-se a unidade [std m3/ std m3] enquanto nas companhias norte-americanas a unidade mais utilizada é [scf/stb] - standard cubic feet per standard barreil. Note que 1 std m3/ std m3 = 5,615 scf/stb.

A Figura 4 abaixo ilustra a variação de  $R_s$  com a pressão. Quando a mistura se encontra na pressão atmosférica, todo o gás já saiu de solução e  $R_s=0$ . Para pressões superiores à pressão de saturação, o valor de  $R_s$  permanece constante e é chamado de razão gás-óleo de formação ( $RGO_F$ ).

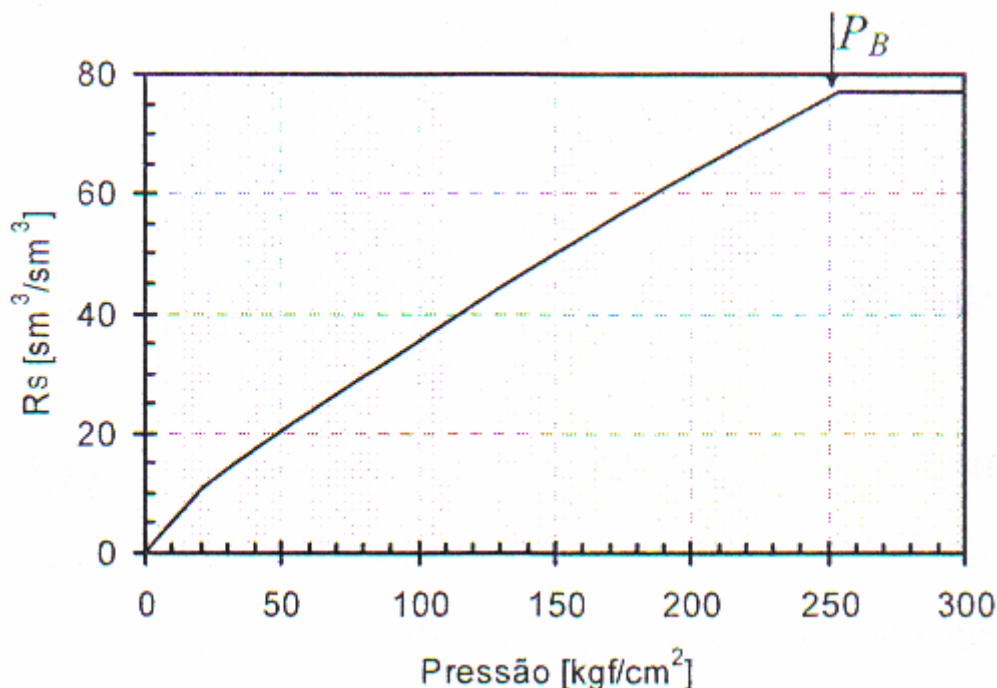


Figura 4- Razão de solubilidade  $R_s$  na temperatura do reservatório.

Se desejarmos conhecer o volume de gás (em condições standard) que saiu de solução entre dois pontos quaisquer de uma coluna de produção, basta fazermos:

- Fator volume-formação do óleo:

Já foi visto que quando a mistura de hidrocarbonetos se desloca para uma região de menor pressão, os componentes mais leves saem de solução. A massa de líquido diminui e, apesar de menos comprimido, o volume de óleo também diminui. Dizemos que há um encolhimento do óleo. Define-se o fator volume-formação do óleo ( $B_o$ ) como a razão entre o volume do óleo a uma dada pressão e temperatura e seu volume em condição de tanque.

$$B_o = \frac{\text{Volume de óleo in situ}}{\text{Volume do óleo no tanque}} \quad (25)$$

A unidade utilizada é o [m3 / std m3]. O valor de  $B_o$  é normalmente maior do que um. A Figura 5 abaixo ilustra a evolução de  $B_o$  com a pressão.

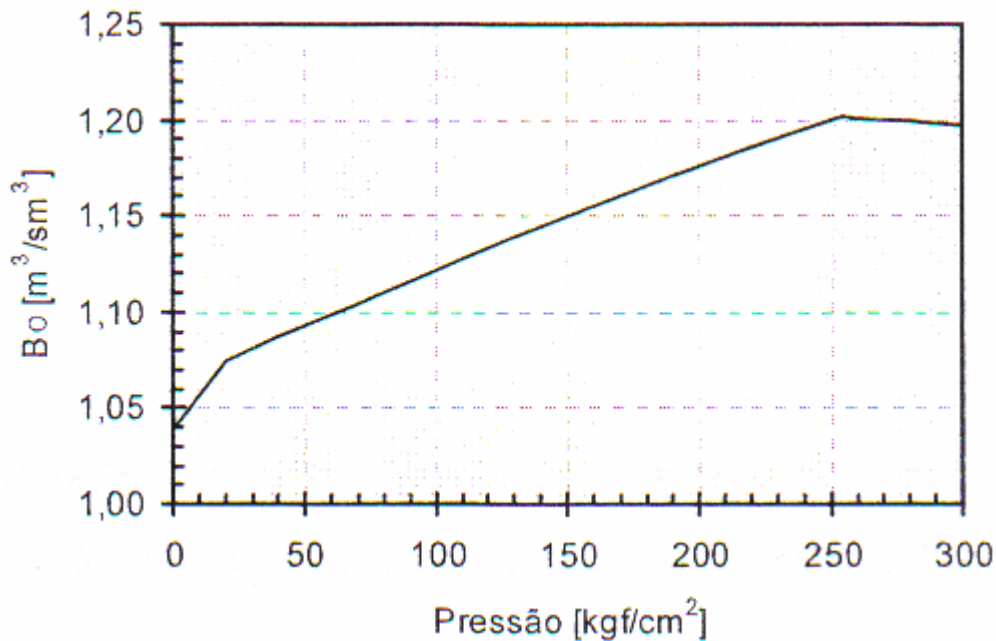


Figura 5- Fator volume-formação de óleo BO na temperatura do reservatório.

O valor de  $B_0$  é superior a 1 na pressão atmosférica já que a curva acima foi levantada para a temperatura de reservatório, que é superior à temperatura de tanque. O óleo aquecido ocupa um volume maior que o óleo frio. Quando se aumenta a pressão a partir da pressão de saturação, o valor de  $B_0$  diminui, já que nenhum gás entra mais em solução e o único efeito sobre o fluido é o da compressão.

- Fator volume-formação do gás:

De forma análoga ao óleo, define-se o FVF do gás ( $B_G$ ) como a relação entre o volume do gás em uma pressão e temperatura qualquer e o volume desta mesma massa de gás em condições padrão.

$$B_G = \frac{\text{Volume de gás in situ}}{\text{Volume de gás std}} \quad (26)$$

P ode-se então escrever:

$$B_G = \frac{\left( \frac{m_{GAS}}{\rho_{GAS}} \right)}{\left( \frac{m_{GAS}}{\rho_{GAS}} \right)_{STD}} = \frac{\rho_{GAS, STD}}{\rho_{GAS}} \quad (27)$$

Usando a definição de densidade do gás mencionada anteriormente:

$$B_G = \frac{P_{ATM}}{P} \frac{zT}{(520^\circ R)} \quad (28)$$

### 3.7.3- Padrões de Escoamento

Quando líquido e gás escoam em uma tubulação, diferentes configurações geométricas, denominadas “padrões de escoamento”, podem ocorrer. A identificação correta do padrão de escoamento é fundamental para que uma boa previsão do gradiente de pressão seja obtida.

Em um escoamento horizontal onde tanto o líquido quanto o gás escoam a baixas velocidades, é intuitivo imaginar que a fase gasosa irá fluir completamente separada da fase líquida, o gás ocupando a parte

superior da tubulação e o líquido se movendo na parte inferior. Tal configuração é denominada de “escoamento estratificado”. Por outro lado, se imaginarmos o líquido escoando com uma velocidade muito elevada, é também intuitivo imaginar que a turbulência deste líquido irá quebrar e carrear a fase gasosa na forma de pequenas bolhas, em um escoamento usualmente descrito como “bolhas dispersas”. É evidente que a forma de se calcular o gradiente de pressão em tais configurações não pode ser a mesma.

Os estudos de padrões de escoamento mais adotados pela indústria de petróleo foram os desenvolvidos pelos professores Taitel e Dukler em 1976 (escoamento horizontal) e 1980 (escoamento vertical). Nestes trabalhos, as transições entre os diferentes padrões são apresentadas em gráficos denominados “mapas de padrão de escoamento”, cuja abscissa é a velocidade superficial do gás e a ordenada a velocidade superficial do líquido.

### **3.7.3.1- Padrões no Escoamento Horizontal**

Quando uma mistura bifásica gás-líquido escoar em uma tubulação horizontal, pode-se identificar pelo menos cinco diferentes padrões de escoamento: estratificado liso, estratificado ondulado, intermitente (*slug flow*), anular e bolhas dispersas.

A classe de escoamento segregado apresenta as fases líquida e gasosa ocupando espaços bem definidos da tubulação e divide-se em dois padrões, estratificado e ondulado. Em ambos a fase líquida ocupa a parte inferior da tubulação, havendo uma completa separação entre líquido e gás; a diferença é apenas o grau de ondulação da interface.

O escoamento intermitente divide-se em dois padrões, a saber, bolha alongada e golfada. Em ambos observa-se a alternância entre fases.

Na classe anular o líquido ocupa as paredes da tubulação e o gás, o núcleo. Podem haver gotas de líquido dispersas no meio gasoso. Apresenta basicamente dois padrões, que são o anular, propriamente dito, e o anular com ondas.

### **3.7.3.2- Padrões no Escoamento Vertical**

No caso de escoamento vertical, Taitel identifica cinco padrões de escoamento.

No primeiro tipo de escoamento - bolhas - a fase contínua é a líquida e o gás flui na forma de bolhas dispersas. Exceto pela baixa densidade, é pouca a influência do gás no gradiente de pressão. É tipicamente o padrão de escoamento encontrado com baixa velocidade de gás.

No escoamento em golfadas a fase contínua também é a líquida. O gás flui em bolhas com formato de projétil (bolha de Taylor) seguido por um pistão de líquido, além de uma grande quantidade de pequenas bolhas dispersas na massa líquida. Ambas as fases tem forte influência no gradiente de pressão.

O escoamento no padrão de transição ou caótico ocorre para velocidades altas de gás e moderadas de líquido. Ambas as fases são descontínuas e tem grande impacto no gradiente de pressão. Neste padrão, não existem formas características das porções de líquido e de gás.

Finalmente no último padrão - anular - o gás passa a ser a fase contínua, ficando o líquido na forma de gotas dispersas no núcleo central gás, além de um filme aderido a parede. O gás tem influência predominante no gradiente de pressão. Este padrão é observado para altas velocidades de gás.

## **3.7 - Equações de Estado**

Os simuladores utilizados oferecem várias equações de estado, isto possibilita a modelagem de inúmeros sistemas reais. Para uma abrangência maior de uma faixa das condições de operação de diferentes sistemas escolheu-se a equação de estado Peng-Robinson.

$$P = \frac{ZRT}{V-b} - \frac{a}{(V(V+b) + b(V-b))} \quad (29)$$

Em que:

$$a = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N x_i x_j (a_i a_j)^{0,5} (1 - k_{ij}) \quad (30)$$

$$b = \sum_{i=1}^N x_i b_i \quad (31)$$

As constantes a e b são função das propriedades críticas temperatura ( $T_c$ ) e pressão ( $P_c$ ) e de um terceiro parâmetro, usualmente o fator acêntrico  $\omega$ . No caso de misturas, são necessárias regras de mistura para determinar os valores de a e b ( Van Ness, 1996).

### 3.8 - Simuladores

Durante o estágio foram realizadas simulações em que se fez uso dos simuladores UNISIM, HYSYS e PIPESIM.

O HYSYS da Hyprotech (Hyprotech's Integrate System of Engineering Software, 1995) é um simulador utilizado para o processamento do gás, óleo refinado, petroquímica, químicas e combustíveis sintéticos industriais. Todas as suas aplicações utilizam modelos termodinâmicos comuns, oferecendo várias opções de equação de estado para cálculo das propriedades termodinâmicas. Após a escolha do modelo a ser utilizado pode-se também caracterizar o fluido de trabalho podendo esse ser um fluido real ou hipotético

O simulador PIPESIM 2000 (Baker jardine versão 1.35.604) é um software de engenharia de petróleo, que utiliza modelos de sistemas de gás e óleo integrados com uma boa análise de desempenho dos dados de entrada e saída nos dutos, podendo ser usado na produção de gás, óleo, água, separadamente ou em conjunto.

Na simulação da avaliação do compressor alternativo utilizou-se o simulador Unisim.

### 3.9 – Compressores

#### 3.9.1- Introdução

Em inúmeros processos industriais, onde estejam envolvidas substâncias gasosas, existe a necessidade de transportá-las entre as várias etapas de operação. Para movimentar os gases, é necessário utilizar as unidades motrizes adequadas, da mesma forma que os líquidos são transportados através de bombas. Os equipamentos destinados a movimentar gases se classificam em três categorias, que dependem das faixas de aumento de pressão desejadas no gás. A saber:

| CATEGORIAS   | GAMA DE APLICAÇÃO                             |
|--------------|---|
| VENTILADORES | $\uparrow \Delta P < 0,03 \text{ atm.}$       |
| SOPRADORES   | $0,03 < \uparrow \Delta P < 0,3 \text{ atm.}$ |
| COMPRESSORES | $0,3 < \uparrow \Delta P < 4000 \text{ atm.}$ |

A distinção entre estes tipos nem sempre é clara, nem se devem encarar as pressões acima mencionadas como fronteiras rígidas entre as três categorias de equipamento. O conceito de compressores compreende a ação de qualquer equipamento de deslocamento de gases, independentemente do aumento de pressão envolvido.

A compressão consiste em aumentar a pressão, fazendo com que  $P_{saída} > P_{entrada}$  no compressor. Muitas vezes, o gás a ser comprimido está inicialmente à pressão atmosférica. Na compressão, pode-se alcançar aumentos de pressão baixos ou elevadíssimos e, ainda, o gás ser debitado em pequenas vazões de alguns litros por hora até milhares de metros cúbicos por minuto. Obviamente, estas hipóteses têm a ver com a capacidade, a potência e o tipo de compressor a selecionar, levando em conta os objetivos que se pretende atingir.

### 3.9.2- Classificação dos Compressores

Existem vários tipos de compressores, visto que a sua configuração exata depende do tipo de aplicação. Os diferentes tipos de compressores podem ser classificados em dois grandes grupos, baseados no modo de compressão. A compressão de um gás é feita segundo um de dois procedimentos básicos, os quais determinam duas classes de compressores: Volumétricos e Dinâmicos.



Figura 6: Classificação dos compressores.

A distinção entre compressores dinâmicos e volumétricos subsiste nos dois modos de compressão que podem ocorrer – COMPRESSÃO DINÂMICA e COMPRESSÃO VOLUMÉTRICA.

A escolha do compressor, papel que pode caber ao Eng.º Químico, necessita, tal como para a escolha de uma bomba, de ponderação adequada para o processo. Os fatores que são preponderantes na escolha de um compressor, são os seguintes:

- Pressões de entrada e saída do gás;
- Propriedades físicas e químicas do gás a comprimir;
- Aspectos do processo (como a continuidade e estabilidade de operação);
- Custos operatórios e custo do compressor.

#### - Compressão Dinâmica

Esta compressão é o resultado da transformação de energia cinética em energia de pressão, ou seja, gastamos energia para movimentar fortemente o gás e quando este perde velocidade, a pressão aumenta. A Figura 7 exemplifica, de uma forma simples este conceito, isto é, num compressor Dinâmico, o fluxo de gás é acelerado à entrada das pás, sendo a seção de saída das mesmas superior à da entrada. A compressão dinâmica também é designada por turbo-compressão ou compressão de fluxo contínuo.

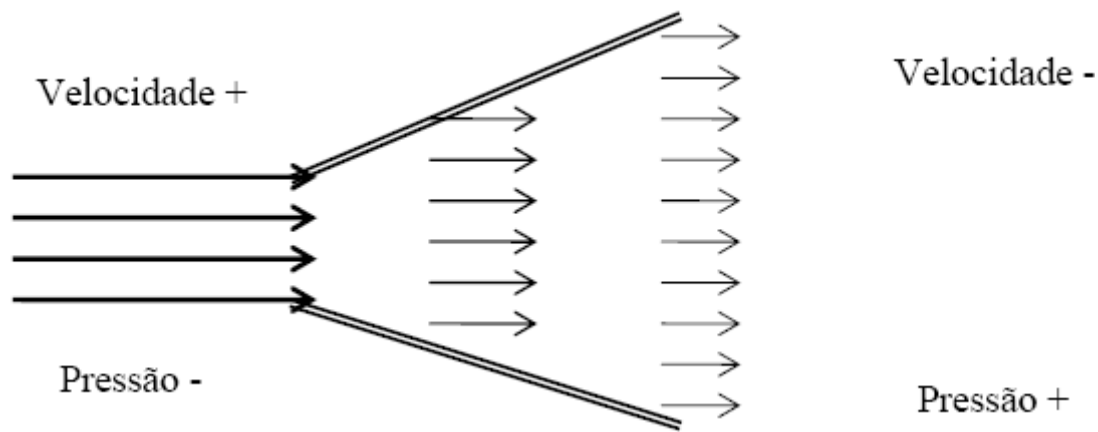


Figura 7: Princípio de funcionamento de um compressor Dinâmico.

Esta diferença de seções, existente na pá impulsora, bem com a elevada velocidade de rotação desta, são responsáveis pelas transformações energéticas. O aumento progressivo da seção faz com que a velocidade do gás diminua, e conseqüentemente a pressão aumenta. Assim, a energia cinética do gás é convertida em energia de pressão, devido à contínua desaceleração do referido fluxo.

### - Compressão Volumétrica

Nesta compressão, o aumento da pressão de certa massa de gás é conseguido pela redução de volume que este ocupava. A compressão volumétrica, também é conhecida por deslocamento positivo ou compressão de fluxo intermitente.

Vejam, por exemplo, na figura seguinte, o que se passa num compressor Alternativo (de êmbolo ou pistão) de simples efeito (compressão só numa das faces do êmbolo).

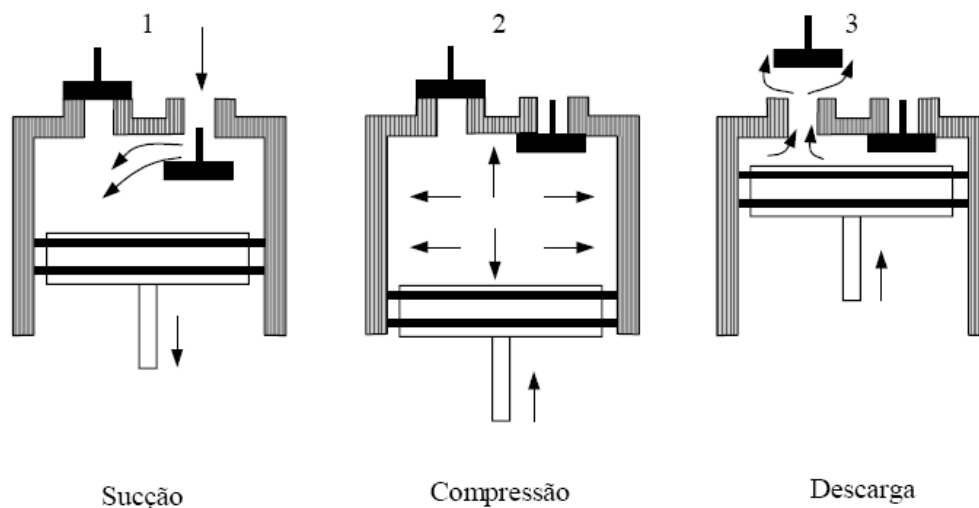


Figura 8: Princípios de funcionamento de um compressor alternativo.

Como se pode observar na Figura 8, na posição 1 o gás é admitido (aspirado) por sucção (válvula de admissão aberta), o que equivale a dizer que não entra à pressão atmosférica, mas sim ligeiramente abaixo desta. Deve-se ter sempre presente este défice (vácuo parcial), uma vez que ele é responsável pela diminuição do débito à saída da unidade. No entanto vamos admitir (teoricamente) que a pressão de admissão é constante e que é igual à pressão do meio onde o ar está a ser aspirado. Na posição 2 (válvula de admissão fechada), vê-se que o volume inicialmente aspirado começa a diminuir, porque o êmbolo começa a subir, resultando desse fato um aumento de pressão do gás. Na posição 3, depois de o volume ter sido

reduzido ao mínimo e a pressão elevada ao máximo, dá-se a abertura da válvula de descarga, saindo o gás para o exterior com a pressão resultante da compressão.

### 3.9.3- Ciclos de Compressão

A compressão de qualquer gás, antes de mais, é um fenómeno termodinâmico. Ora, são os ciclos termodinâmicos de compressão que estão na “base” deste fenómeno.

De uma forma geral, considera-se que existem três ciclos básicos de compressão: os ciclos de compressão ISOTÉRMICO, ISENTRÓPICO (ADIABÁTICO) e POLITRÓPICO, respectivamente, dois teóricos e um real. Em qualquer dos casos, os princípios a que todos obedecem são válidos para os métodos de compressão já referidos: Dinâmicos e Volumétricos. Não serão englobadas, neste estudo, a compressão Isocórica (volume constante), nem a compressão Isobárica (pressão constante) por não serem relevantes para o estudo dos compressores.

#### 3.9.3.1- Compressão Isotérmica

Sob o ponto de vista teórico, esta compressão significa que durante o aumento de pressão, a temperatura do gás (T) mantém-se sempre constante. Para que tal fosse possível, seria necessário remover, continuamente, todo o calor produzido na fase de compressão. Por exemplo, partindo do princípio que o ar atmosférico seria captado à temperatura de 20°C e, após ter atingido, por hipótese, a pressão de 7 bar, a temperatura de descarga desse mesmo ar continuaria a 20°C. Este tipo de compressão segue a Lei de Boyle-Mariotte, ou seja,

Para T = constante ,  $P_1.V_1 = P_2.V_2$ ,  $P.V = \text{constante}$

Onde:

P1, P2 – Pressão do gás à entrada e à saída do compressor, respectivamente;

V1, V2 – Volume ocupado pelo gás nas condições de entrada e saída do compressor, respectivamente.

Porém, na realidade, não é possível remover o calor tão rapidamente quanto ele é gerado durante a fase de compressão.

#### 3.9.3.2- Compressão Adiabática ou Isentrópica

Neste ciclo, todo o calor desenvolvido não se remove, ou seja, é considerada uma compressão a calor constante. Este ciclo segue a lei de Poisson:

$$P_1.V_1^k = P_2.V_2^k \quad (32)$$

, onde (k) representa a constante da compressão adiabática.

Atendendo a que, durante este ciclo, a indisponibilidade de energia se mantém sempre ao mesmo nível (não há degradação energética), diz-se então, que a entropia permanece constante e por isso, este ciclo é igualmente, conhecido por compressão isentrópica.

Por analogia com a Isotérmica, também não é possível, na prática, a obtenção da compressão Adiabática, na medida em que há sempre perda de calor nas unidades compressoras. De resto, por condução, radiação e convecção, há transferência contínua de calor para o exterior que impede o referido ciclo de se processar conforme, teoricamente, foi admitido.

#### 3.9.3.3- Compressão Politrópica

Na prática, a compressão Politrópica constitui o ciclo real e segue a equação abaixo indicada:

$$P_1.V_1^n = P_2.V_2^n \quad (33)$$

A constante de compressão politrópica (n), obtida por via experimental, é normalmente inferior à constante da compressão isentrópica (k) pelo que este tipo de compressão está compreendido entre a Isotérmica e a Adiabática, conforme se pode observar na figura 9. Neste diagrama Pressão (P)/Volume (V), a área referente à compressão politrópica (2-3-7-5) é intermediária às outras duas, pelo que se chega à conclusão que este tipo de compressão requer menos de 20% do que a Adiabática (2-3-6-5) e mais 16% que a Isotérmica (2-3-4-5).

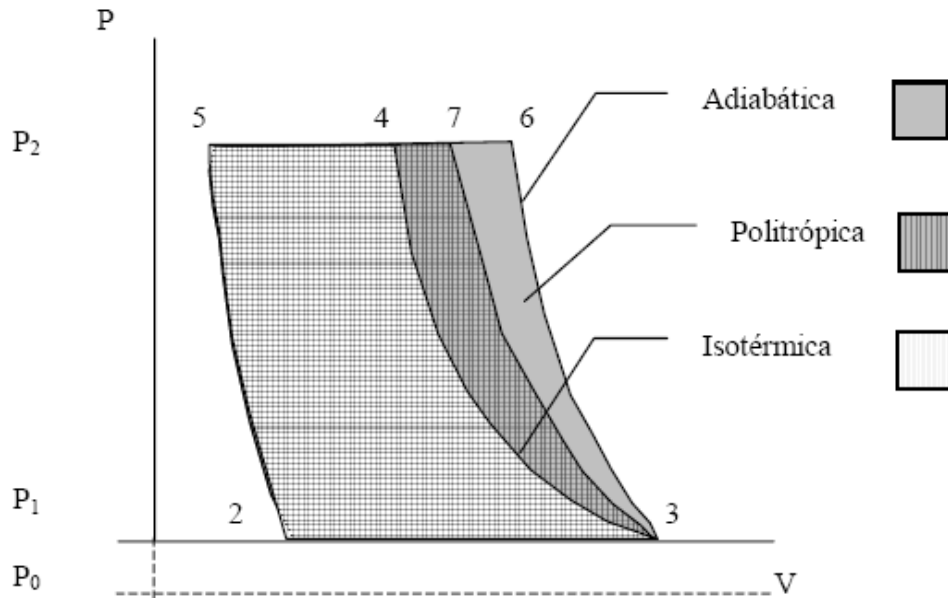


Figura 09: Diagrama PV – Tipos de Compressão.

A teoria vem, muito claramente, demonstrar-nos que, quanto maior for a quantidade de calor removida mais econômica será a compressão, porque menos energia é necessária fornecer à unidade compressora. Ou seja, o trabalho é tanto menor quanto mais baixa for a elevação de temperatura durante a compressão.

Um compressor industrial transforma a energia elétrica em energia mecânica e esta, por sua vez, é transformada em calor e pressão. Obviamente, o que se pretende é produzir energia na forma de pressão e não na forma calorífica, isto é, estamos a pagar por duas, quando só pretendemos uma. O ideal será a construção de unidades compressoras capazes de se libertarem da maior quantidade de calor possível, o que significa, em termos reais, a aproximação da compressão Politrópica à Isotérmica, ainda que na prática seja impossível de atingir. No entanto, é possível uma boa aproximação quando se recorre à técnica de vários andares de compressão e, por complemento, otimamente arrefecida.

### 3.9.4- O Aumento de Temperatura durante a Compressão

A temperatura final do gás nos compressores alternativos pode ser estimada a partir de um diagrama de Mollier, uma vez que os compressores alternativos se aproximam da compressão isentrópica. Para compressores centrífugos não arrefecidos, a subida de temperatura isentrópica não é, contudo, comparável à subida atual da temperatura neste tipo de máquinas, uma vez que a maior parte das perdas serve para aquecer o gás a ser comprimido. No entanto uma aproximação da subida da temperatura pode obter-se da seguinte relação:



$$\eta_s = C_p \Delta T_s / C_p \Delta T_A$$

Ou

$$\Delta T_A = \frac{\Delta T_s}{\eta_s}$$

, em que:

$\Delta T_A$  = subida real da temperatura;

$\Delta T_s$  = subida de temperatura isentrópica =  $T_2 - T_1$ ;

$\eta_s$  = Eficiência isentrópica.

### 3.9.5- Compressores Multi-Estágios

Num compressor simples (com um único andar de compressão) a razão de compressão, está limitada pelo aumento de temperatura e projeto da câmara de compressão nesse único andar. Ora, para razões de compressão não necessariamente muito elevadas, na compressão isentrópica e politrópica, o aumento de temperatura é significativo, atingindo-se temperaturas no compressor elevadas. Temperaturas elevadas nos compressores podem degradar os lubrificantes, degradar o gás se este for sensível à temperatura e ainda afetar os materiais de construção. Ou seja, o sobre-aquecimento nos compressores provoca a deterioração mecânica dos mesmos.

Para evitar esta situação, que habitualmente se aplica para razões de compressão significativas, é necessário que a compressão seja feita por várias etapas. A compressão por etapas consiste, no fundo, em ter vários compressores em série. A este procedimento dá-se o nome de compressão multi-andares, multi-etapas ou multi-estágio.

Na compressão multi-andares, esta se processa com arrefecimento intermédio do gás, ou seja, o gás é arrefecido, por meio de permutadores de calor, entre cada dois andares. Estes permutadores de calor normalmente utilizam como fluido frio, gás ou água e, como já foi referido, são instalados entre os andares dos compressores. Deste modo, o gás à saída de uma determinada etapa é arrefecido quase até à temperatura de entrada do andar anterior e, desta maneira, o processo de compressão aproxima-se duma operação isotérmica para o qual o trabalho de compressão é mínimo. O trabalho de compressão numa operação multi-andar é simplesmente a soma do trabalho de cada um dos andares.

### 3.10- Plant Information

O sistema PI (Plant Information) é uma infra-estrutura para o gerenciamento de informações que torna os dados de operação um grande recurso para a empresa. O Sistema PI coleta dados de plantas ou de processos industriais, geralmente através de sistemas de controle automatizados ou de outras fontes.

Os dados são trazidos para o sistema, onde são transformados em informações úteis. Com o Sistema PI, todos os níveis da empresa ganham um ilimitado acesso a informações em tempo real, ajudando a tomar as melhores decisões de negócio.

Embora o Sistema PI tenha sido usado principalmente em indústrias de processos, sua flexibilidade e sofisticação de recursos fazem dele um ativo valioso em qualquer lugar onde informações importantes precisam ser gerenciadas com precisão.

Basicamente, o PI é um software que contém um repositório, onde são concentradas todas as informações relevantes das células de produção, diretamente ligadas aos sistemas de supervisão e controle.

O PI coleta informações dos sistemas de supervisão, CLPs, SDCDs e sistemas legados e os armazena em uma base de dados “real time”. Tal base tem características não encontradas nos bancos de dados convencionais, como: grande capacidade de compactação (tipicamente de 10:1) e alta velocidade de resposta a consulta em sua base histórica. Devido a isto, é capaz de armazenar um grande volume de dados com recursos mínimos, se comparado às soluções convencionais.

A função de distribuição de dados para outros níveis organizacionais é uma das metas do PI, que através de uma série de mecanismos e aplicativos, democratiza a informação dentro da organização. Assim, informações antes acessadas apenas no local onde eram geradas, agora estão disponíveis para qualquer parte da organização com interesse nelas. Além de a informação romper a barreira dos departamentos, divisões e níveis hierárquicos, ela quebra barreiras de distância física, podendo ser acessada de sites remotos ou pela Internet. Vários softwares que utilizam o PI possibilitam a visualização da informação a grandes distâncias, entre plantas instaladas em lados opostos do globo terrestre. O grau de sofisticação de tais sistemas é tão elevado que informações são disponibilizadas no formato de tempo GMT, que considera a posição terrestre.

A informação armazenada na base de dados do PI pode ser consultada de várias formas. Geralmente através de uma ferramenta gráfica, bem simples de ser usada, para que os usuários possam efetuar a pesquisa on-line, para saber o que ocorre no processo. Além disto, informações colhidas em dias e horários diferentes, podem ser exibidas em um mesmo gráfico e comparadas. Pode-se também consultar as variáveis on-line ou históricas.

As informações contidas dentro da base de dados do PI também podem ser acessadas com as ferramentas de análise de dados mais comuns do mercado, tais como Excel e Access. Isto é possível devido à disponibilização das informações através de Add-Ins (Excel) ou através do mecanismo ODBC, que permite consulta “real time” à base de dados, através de comandos SQL.

As facilidades descritas acima possibilitam que o próprio usuário do PI gere os relatórios que deseja, sem a necessidade de contratar uma “software house” para desenvolvê-los. Isto representa uma grande economia em relação a custos de implementação de software.

Além das formas de visualização através de ferramentas que disponibilizam gráficos e textos, as informações ainda podem ser acessadas através de sinóticos resumidos e através da internet.

O sistema PI incorpora outras funções que antes só existiam nos níveis de supervisão e controle ou no nível corporativo. É possível associar um alarme para quaisquer variáveis ou acompanhar essas variáveis com contexto financeiro. Tabelas contendo os preços associados aos diversos insumos podem ser obtidas dos sistemas corporativos e novas variáveis no processo podem ser criadas através de cálculos. Feito isto, o usuário passa a ter, além da tradicional visão de processo, uma visão financeira do seu negócio.

Tipicamente, os sistemas DCS e PLCs têm um conceito operacional e uma visão de acompanhamento e troubleshoot voltados para o tempo real e solução de problemas relacionados ao chão-de-fábrica. Os sistemas supervisórios dispõem de um histórico, que normalmente não ultrapassam um ou dois meses, tornando-se impossível a análise comparativa do comportamento do processo hoje, no mesmo período do ano passado, ou nos últimos 5 anos.

O sistema PI é capaz de armazenar informações de processo com históricos que variam de 1 a 15 anos. Assim, é possível comparar informações entre vários períodos para a mesma variável, cruzar informações provenientes de células de processo distintas e basicamente efetuar qualquer análise nos dados históricos. Além disto, existem ferramentas prontas, utilizadas pelos usuários para análises avançadas de processo.

Pode-se fazer consultas a quaisquer variáveis (tags) armazenadas na base histórica do PI. Estas consultas se tornam especialmente interessantes quando comparamos uma, ou várias variáveis em momentos distintos no tempo, no qual temos uma mesma variável em momentos diferentes.

Hoje, a implantação de um software com estas características é o primeiro passo para quem precisa de sistemas realmente inteligentes, cujas implementações trazem grandes benefícios.

Após a implementação do PI, pode-se agregar a ele uma série de funcionalidades e outros produtos, tais como: controle avançado do processo, cálculos estatísticos on-line, sistemas de qualidade, otimização de processos, conexão com ERP, supply chain, reconciliação de dados, e-business etc.

### 3.10.1- O que é um Tag?

Todo o Sistema PI é baseado no conceito de tags. Tag é uma entidades única, para a qual dados são armazenados.

Alguns exemplos podem incluir:

- A taxa de vazão de um medidor de vazão;
- Um modo de controle de operação;
- Um texto de comentário de um operador;
- Os resultados de um totalizador ou cálculo de engenharia, etc.

Praticamente, qualquer coisa que possa ser medida pode ser capturada usando as definições do TAG no PI.

### 3.10.2- Tratamento de Dados

A Figura 10 apresenta como ocorre o tratamento de dados no PI.

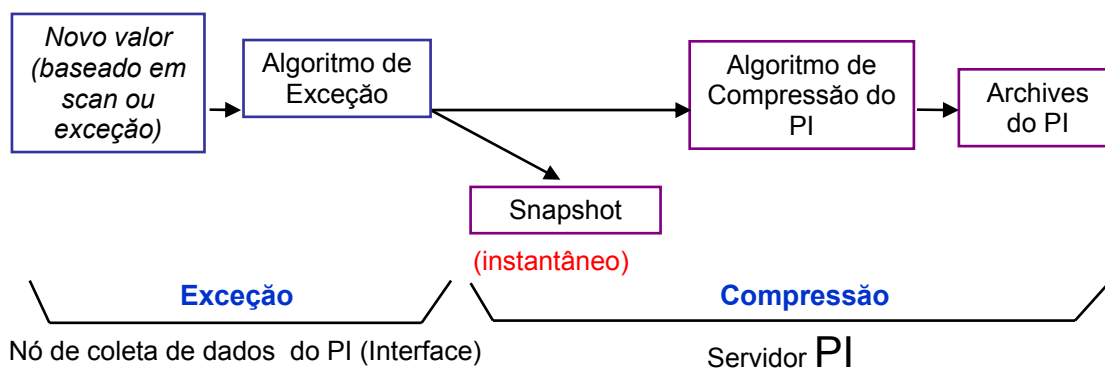


Figura 10- Este é o desenho esquemático de como os dados são tratados e armazenados no sistema PI.

#### 10.3.3.1- Teste de Exceção (Exception Test)

O primeiro realizado pelo PI é o Teste de Exceção, que é realizado no servidor de interface. Este teste evita que todos os dados “scaneados” sejam enviados para serem armazenados no banco de dados. Os dados somente passam neste teste quando ocorre uma variação acima do valor determinado pela configuração do ponto (Exception Deviation) em relação ao valor anterior.

Após este teste e caso atenda os valores configurados, os dados são enviados para o Snapshot e Teste de Compressão.

- Snapshot

O snapshot é uma estrutura de dados na memória principal que retém os dados mais recentes enviados pelo Teste de Exceção.

Os valores mais recentes de tendência, Performance Equation e Totalizadores aqisitam os dados do snapshot.

Outro local que o Teste de Exceção envia os dados é para o Teste de Compressão (Compression Test) que, no caso dos dados passarem também neste teste, então eles serão arquivados no Archive, que é a base de dados do sistema.

### **10.3.3.2- Teste de Compressão (Compression Test)**

O Teste de Compressão é similar ao Teste de Exceção. A diferença é que ele verifica a diferença entre os valores que estão no Archive em vez de dados do processo. Semelhante ao Teste de Exceção, os valores também podem ser ajustados para cada TAG, através do Compression Deviation.

---

---

# **Atividades Realizadas**

---

---

# 4 - Atividades Realizadas

## 4.1 Atividades Propostas

- Capacitação em processamento:

- Utilização de simuladores de processo;
- Utilização de simuladores de escoamento;
- Escoamento e distribuição de líquidos;
- Escoamento e distribuição de gás natural;
- Simulação de escoamento;

- Solução de problemas de processo:

- Caso de escoamento de líquidos;
- Caso de processo;
- Caso de escoamento de gás/vapor;
- Avaliação de equipamentos;

- Avaliação de Compressores Centrifugos;

- Visitas Técnicas.

## 4.2 Atividades Desenvolvidas

- Simulação de processos no HYSYS e escoamento no PIPESIM;
- Avaliação de compressores centrífugos;
- Elaboração de Relatório Técnico;
- Avaliação de perda de carga no sistema de medição de líquidos nas plataformas da UN-RNCE;
- Elaboração de Telas no Plant Information;
- Estudo de Segregação de óleos da UN-RNCE;
- Simulação e Análise das Malhas de escoamento da UN-RNCE;
- Participação em Hazop;
- Visitas Técnicas.

As atividades de maiores relevâncias foram à avaliação do desempenho de um compressor centrífugo que não foi aprovado em testes de Fábrica e a Simulação e Análise das Malhas de escoamento da UN-RNCE. Também apresentaram bastante relevância as planilhas desenvolvidas para a avaliação de perda de carga de gases e líquidos.

A capacitação em processamento foi de fundamental importância para o desenvolvimento das atividades descritas a seguir, pois o treinamento para utilização dos simuladores facilitou bastante o desenvolvimento dos projetos.

## 4.2.1 - Avaliação do teste de Performance de compressor centrífugo

### 4.2.1.1 - Introdução

Esta atividade teve como objetivo apresentar os resultados referentes à avaliação do compressor tag no C-UC-900-001 A, uma vez que o projeto deste equipamento não foi aprovado em testes de fábrica, devido o Head Politrópico do segundo estágio está 11% abaixo do projetado. Desta forma analisaremos a possibilidade deste compressor atender a pressão e vazão mássica de descarga especificada para os parâmetros de projeto (Eficiência Politrópica e Head Politrópico).

### 4.2.2.2 – Premissas básicas

Para a avaliação dos parâmetros mencionados foram estabelecidas as seguintes premissas:

- **Variáveis de entrada**

A análise foi realizada comparando dados dos testes em campo e de fábrica com dados gerados no simulador UniSim. Desta forma as variáveis de entrada foram vazões de sucção no primeiro estágio, pressões e temperaturas de sucção e descarga em cada estágio. Assim sendo, obteve-se o Head Politrópico e Eficiência Politrópica do sistema necessária para comprimir o gás à pressão de descarga prevista em projeto. As faixas das variáveis utilizadas nesta análise encontram-se nas Tabelas 1 e 2.

Tabela 1. Variáveis de entrada para o sistema sem reciclo (Overall).

| Variável          | unidade               | TC1   | TC2   | TC3   | TC4   | TC5   | TF1   | TF2   |
|-------------------|-----------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Press. suc 1 stg  | kg/cm <sup>2</sup> _g | 3,7   | 3,7   | 3,7   | 3,5   | 3,5   | 4,1   | 4,1   |
| Temp. suc 1 stg   | °C                    | 31,4  | 32,0  | 32,1  | 32,3  | 32,5  | 34,7  | 34,5  |
| Vazão suc 1 stg   | ACTm <sup>3</sup> /h  | 5300  | 5171  | 4943  | 5215  | 5012  | 5272  | 5556  |
| Press. desc 1 stg | kg/cm <sup>2</sup> _g | 18,2  | 18,6  | 19,0  | 17,7  | 18,1  | 19,8  | 19,1  |
| Temp. desc 1 stg  | °C                    | 151,9 | 152,9 | 155,2 | 154,5 | 156,9 | 151,8 | 148,5 |
| Press. suc 2 stg  | kg/cm <sup>2</sup> _g | 17,3  | 17,8  | 18,2  | 16,9  | 17,3  | 18,74 | 18,1  |
| Temp. suc 2 stg   | °C                    | 36,1  | 37,3  | 37,1  | 36,9  | 36,6  | 44,7  | 44,7  |
| Press. desc 2 stg | kg/cm <sup>2</sup> _g | 69,9  | 73,3  | 75,2  | 69,8  | 72,8  | 76,0  | 71,0  |
| Temp. desc 2stg   | °C                    | 174,7 | 176,6 | 179,4 | 177,8 | 181,4 | 179,3 | 173,7 |

TC: Testes em campo;  
TF: Testes de Fábrica.

Tabela 2. Variáveis de entrada para o sistema com reciclo.

| Variável          | unidade               | TC7   | TC8   | TC9   | TC10  | TC11  |
|-------------------|-----------------------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Press. suc 1 stg  | kg/cm <sup>2</sup> _g | 3,8   | 3,9   | 3,8   | 3,5   | 3,5   |
| Temp. suc 1 stg   | °C                    | 35,7  | 33,1  | 32,0  | 35,1  | 33,6  |
| Vazão suc 1 stg   | ACTm <sup>3</sup> /h  | 6354  | 5248  | 4818  | 6328  | 5508  |
| Press. desc 1 stg | kg/cm <sup>2</sup> _g | 15,4  | 19,0  | 19,4  | 14,2  | 16,7  |
| Temp. desc 1 stg  | °C                    | 139,0 | 148,9 | 152,5 | 138,4 | 145,6 |
| Press. suc 2 stg  | kg/cm <sup>2</sup> _g | 14,4  | 18,2  | 18,7  | 13,4  | 16,0  |
| Temp. suc 2 stg   | °C                    | 18,7  | 18,8  | 18,0  | 19,3  | 18,6  |
| Press. desc 2 stg | kg/cm <sup>2</sup> _g | 53,5  | 66,4  | 68,9  | 49,9  | 58,8  |
| Temp. desc 2stg   | °C                    | 142,4 | 142,7 | 142,9 | 142,9 | 142,7 |

- **Composição do gás**

A composição do gás na sucção do primeiro estágio utilizado nos testes em campo conforme Tabela 3.

Tabela 3. Composição do Gás na sucção do primeiro estágio.

| <b>Composição do Gás<br/>Componentes</b> | <b>Gás<br/>(Composição média)</b> |
|--|-----------------------------------|
| N <sub>2</sub>                           | 0,99                              |
| CO <sub>2</sub>                          | 2,09                              |
| O <sub>2</sub>                           | 0,01                              |
| C <sub>1</sub>                           | 78,57                             |
| C <sub>2</sub>                           | 11,40                             |
| C <sub>3</sub>                           | 4,02                              |
| i-C <sub>4</sub>                         | 0,54                              |
| n-C <sub>4</sub>                         | 1,11                              |
| i-C <sub>5</sub>                         | 0,25                              |
| n-C <sub>5</sub>                         | 0,32                              |
| C <sub>6</sub>                           | 0,30                              |
| C <sub>7</sub>                           | 0,11                              |
| C <sub>8</sub>                           | 0,12                              |
| C <sub>9</sub>                           | 0,10                              |
| C <sub>10</sub>                          | 0,07                              |
| Peso molecular                           | 21,11                             |

Os dados dos testes de fábrica foram obtidos utilizando um gás hipotético (R-22), desta forma a simulação destes testes foi realizada utilizando casos em que o peso molecular do gás hipotético apresentasse valor aproximado ao utilizado dos testes em campo, assim dando-se possibilidade de realiza-se comparações.

#### 4.2.2.3 – Memória de Cálculo

- **Resultado Simulação**

As simulações dos testes de fábrica e campo foram realizadas para analisar os dados gerados nestes testes. Desta forma pode-se determinar a eficiência Politrópica e Head Politrópico necessário para comprimir o gás à pressão de descarga prevista em projeto e, conseqüentemente avaliar se o equipamento pode atender as especificações do cliente. Os resultados obtidos encontram-se apresentados nas Tabelas 4 e 5.



Tabela 4. Resultados simulação Testes em fábrica sem reciclo.

| Variável                | unidade | TF1   | Simulado | TF2   | Simulado |
|-------------------------|---------|-------|----------|-------|----------|
| Potência 1stg           | MW      | 1,578 | 1,532    | 1,613 | 1,567    |
| Head Politrópico 1 stg  | kg.m/kg | 20322 | 20340    | 19772 | 19780    |
| Efic. Politrópica 1 stg | (%)     | 79,6  | 80,0     | 79,8  | 80,0     |
| Qcooler 1 stg           | kW      | -     | 1570     | -     | 1591     |
| MW 1stg                 | -       | 21,2  | 21,1     | 21,2  | 21,1     |
| Potência 2stg           | MW      | 1,955 | 1,724    | 1,944 | 1,733    |
| Vazão suc. 2 stg        | Kg/h    | 21988 | 21950    | 23183 | 23140    |
| Head Politrópico 2 stg  | kg.m/kg | 19919 | 19970    | 19265 | 19340    |
| Efic. Politrópica 2 stg | (%)     | 62,4  | 69,1     | 64,2  | 70,0     |
| Qcooler 2 stg           | kW      | -     | 2346     | -     | 2356     |
| MW 2stg                 | -       | 21,18 | 20,92    | 21,18 | 20,92    |

Analisando os resultados da Tabela 4 pode-se observar uma boa correspondência da simulação com os dados do teste de fábrica. A carga técnica de projeto dos coolers é: 1918 kW (1stg) e 2510 kW (2stg), logo o resultado da simulação está dentro da faixa de projeto.

Tabela 5. Resultados simulação Testes em campo sem reciclo.

| Variável                 | unidade | TC1  | Simulado | TC2  | Simulado | TC3  | Simulado |
|--------------------------|---------|------|----------|------|----------|------|----------|
| Potência 1stg            | MW      | -    | 1,476    | -    | 1,442    | -    | 1,442    |
| Head Politrópico 1 stg   | kg.m/kg | -    | 20190    | -    | 20530    | -    | 20880    |
| Efic. Politrópica 1 stg  | (%)     | -    | 77       | -    | 78       | -    | 78       |
| Qcooler 1 stg            | kW      | -    | 1601     | -    | 1558     | -    | 1531     |
| Potência 2stg            | MW      | -    | 1,649    | -    | 1,609    | -    | 1,609    |
| Vazão suc. 2 stg         | ACTm3/h | 1549 | 1323     | 1521 | 1334     | 1431 | 1173     |
| Vazão desc. Cooler 2 stg | ACTm3/h | 148  | 290      | 138  | 275      | 132  | 250      |
| Head Politrópico 2 stg   | kg.m/kg | -    | 19580    | -    | 20580    | -    | 20010    |
| Efic. Politrópica 2 stg  | (%)     | -    | 66       | -    | 69       | -    | 66       |
| Qcooler 2 stg            | kW      | -    | 2066     | -    | 2029     | -    | 1998     |

Tabela 5. Resultados simulação Testes em campo sem reciclo (cont.).

| Variável                 | unidade | TC4  | Simulado | TC5  | Simulado |
|--------------------------|---------|------|----------|------|----------|
| Potência 1stg            | MW      | -    | 1,442    | -    | 1,442    |
| Head Politrópico 1 stg   | kg.m/kg | -    | 20530    | -    | 20900    |
| Efic. Politrópica 1 stg  | (%)     | -    | 77       | -    | 77       |
| Qcooler 1 stg            | kW      | -    | 1544     | -    | 1511     |
| Potência 2stg            | MW      | -    | 1,609    | -    | 1,609    |
| Vazão suc. 2 stg         | ACTm3/h | 1509 | 1273     | 1448 | 1194     |
| Vazão desc. Cooler 2 stg | ACTm3/h | 139  | 274      | 131  | 251      |
| Head Politrópico 2 stg   | kg.m/kg | -    | 20010    | -    | 20360    |
| Efic. Politrópica 2 stg  | (%)     | -    | 66       | -    | 66       |
| Qcooler 2 stg            | kW      | -    | 1974     | -    | 1951     |

O Head politrópico deve estar dentro do range de 100 a 105% do Head normal. Desta forma, analisando os resultados nas Tabelas 5 verifica-se que o equipamento não se encontra dentro da faixa de Head recomendado. Observe os dados de projeto e simulados:

- Head Politrópico Normal: 38139 Kg.m/Kg;
- Head Politrópico de operação: 38139 a 40046 Kg.m/Kg;

- Head Politrópico simulado: 39770 a 41260 Kg.m/Kg.

Podem-se ainda verificar nos testes de campo que a carga térmica dos coolers está dentro da faixa de projeto.

Tabela 6. Resultados simulação Testes em campo com reciclo.

| Variável                | unidade | TC7  | Simulado | TC8  | Simulado | TC9  | Simulado |
|-------------------------|---------|------|----------|------|----------|------|----------|
| Potência 1stg           | MW      | -    | 1,528    | -    | 1,460    | -    | 1,370    |
| Head Politrópico 1 stg  | kg.m/kg | -    | 17410    | -    | 20120    | -    | 20770    |
| Efic. Politrópica 1 stg | (%)     | -    | 78       | -    | 80       | -    | 79       |
| Qcooler 1 stg           | kW      | -    | 1831     | -    | 1586     | -    | 1484     |
| Potência 2stg           | MW      | -    | 1,863    | -    | 2,345    | -    | 2,406    |
| Head Politrópico 2 stg  | kg.m/kg | -    | 17190    | -    | 16910    | -    | 17000    |
| Efic. Politrópica 2 stg | (%)     | -    | 67       | -    | 67       | -    | 67       |
| Qcooler 2 stg           | kW      | -    | 2275     | -    | 2699     | -    | 2746     |
| Vazão suc. 2 stg        | ACTm3/h | 1953 | 1963     | 1965 | 1979     | 1940 | 1958     |

Tabela 6. Resultados simulação Testes em campo com reciclo (cont.).

| Variável                | unidade | TC10 | Simulado | TC11 | Simulado |
|-------------------------|---------|------|----------|------|----------|
| Potência 1stg           | MW      | -    | 1,434    | -    | 1,377    |
| Head Politrópico 1 stg  | kg.m/kg | -    | 17220    | -    | 19500    |
| Efic. Politrópica 1 stg | (%)     | -    | 77       | -    | 79       |
| Qcooler 1 stg           | kW      | -    | 1664     | -    | 1481     |
| Potência 2stg           | MW      | -    | 1,783    | -    | 2,036    |
| Head Politrópico 2 stg  | kg.m/kg | -    | 17240    | -    | 17030    |
| Efic. Politrópica 2 stg | (%)     | -    | 67       | -    | 67       |
| Qcooler 2 stg           | kW      | -    | 2199     | -    | 2488     |
| Vazão suc. 2 stg        | ACTm3/h | 1950 | 2010     | 1928 | 1933     |

Analisando os testes de campo do sistema de compressão com reciclo pode-se constatar que o equipamento operou abaixo da faixa de Head Politrópico recomendado. O Head nesta simulação variou entre: 34460 – 37770 Kg.m/Kg.

Pode-se observar ainda que o cooler do segundo estágio operou um pouco acima da sua capacidade de projeto em dois casos. Vale salientar que estes coolers foram projetados para a temperatura do ar variando entre 36 e 55,2 °C, entretanto a temperatura do ar em Guamaré pode chegar a 20 °C e, consequentemente estes trocadores de calor podem ter uma carga térmica maior que a de projeto.

#### 4.2.2.3 – Curvas Característica do Sistema

As curvas características foram construídas com resultados da simulação e comparadas com curvas do fabricante para analisar se o equipamento será capaz de atender a condições de pressão de descarga e vazão prevista em projeto. As curvas características estão apresentadas nas Figuras 11 e 13.

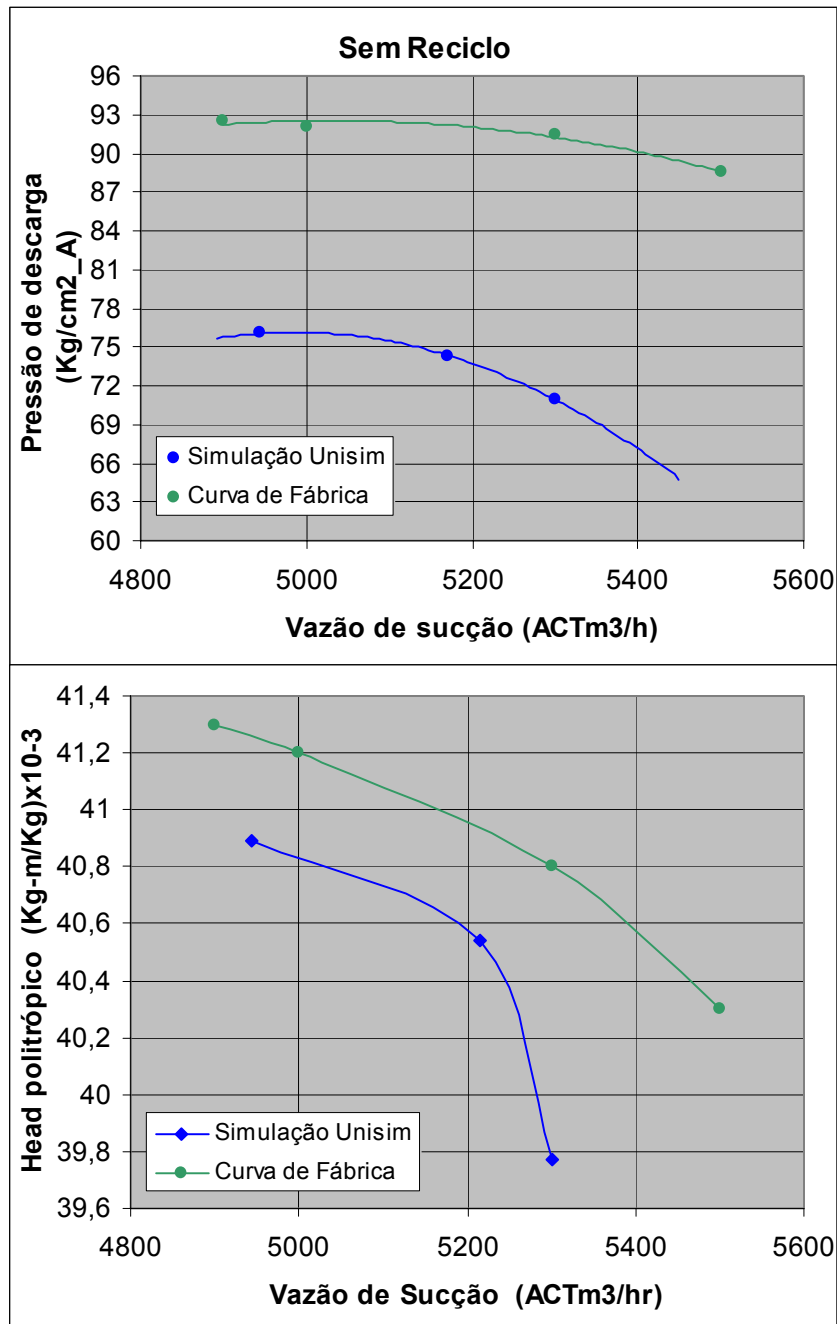


Figura 11 – Curvas características do sistema de compressão sem reciclo.

Observando as curvas características do sistema sem reciclo pode-se verificar que a pressão de descarga e o Head Politrópico da simulação estão abaixo das curvas de fábrica.

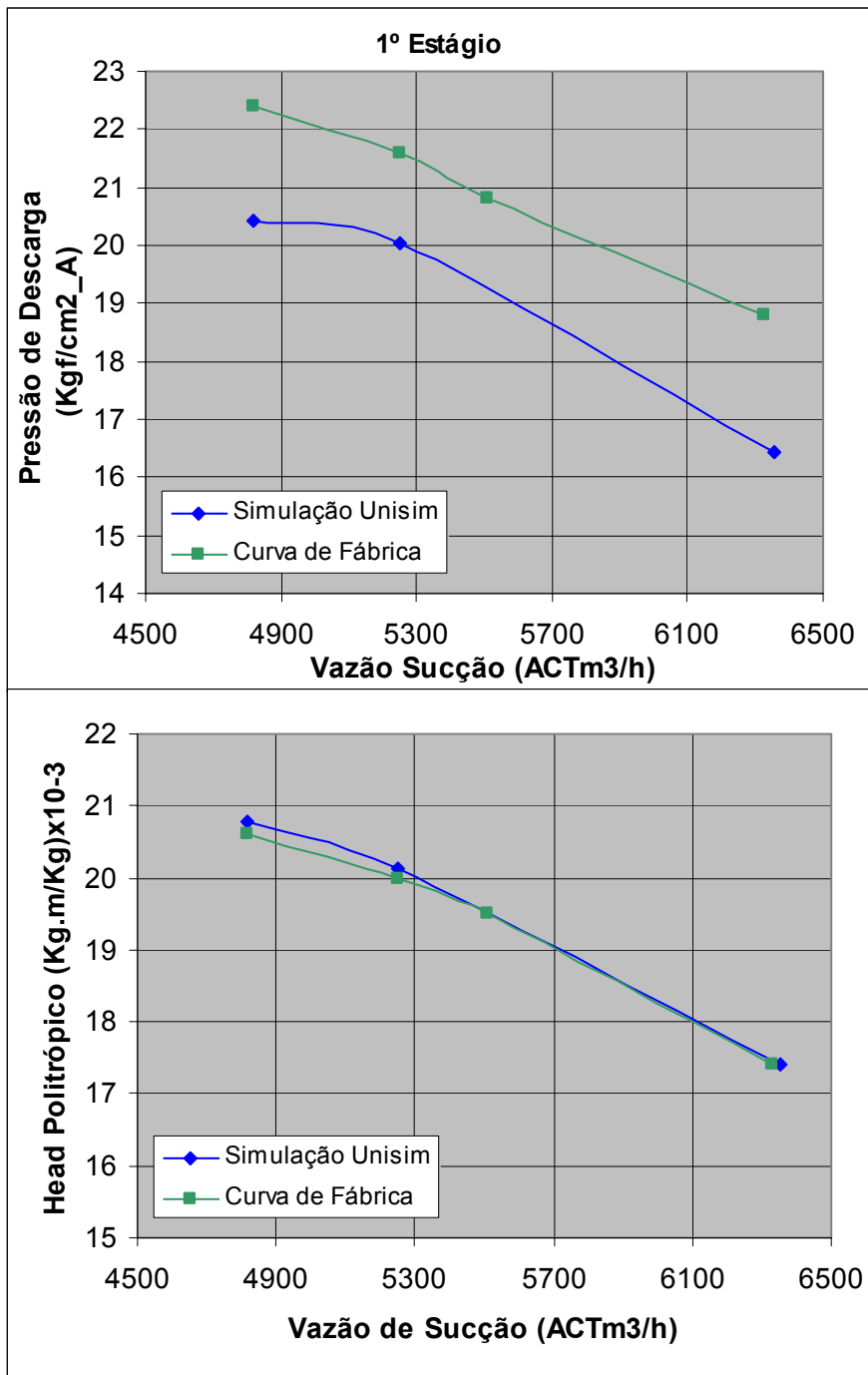


Figura 12 – Curvas características do sistema de compressão com reciclo (1º Estágio).

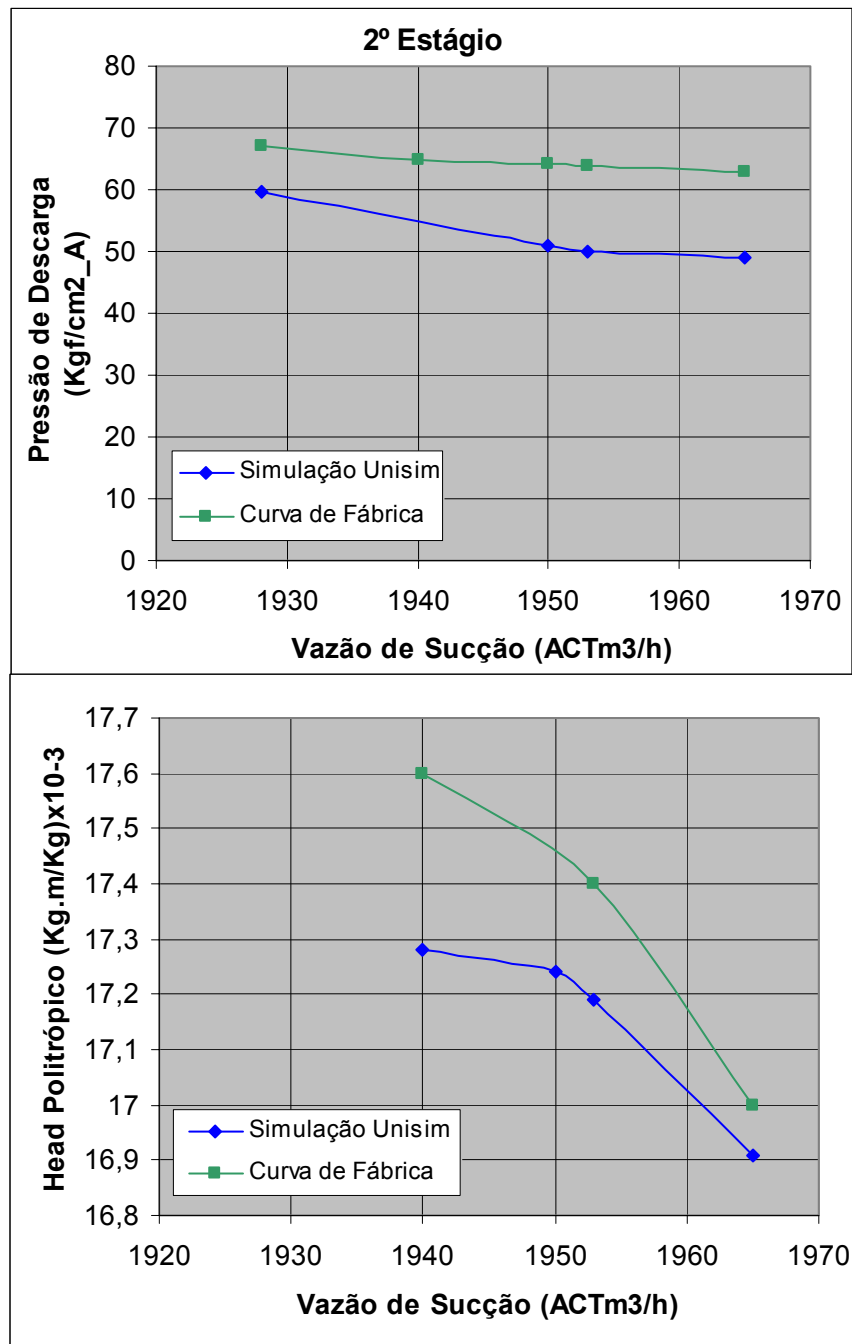


Figura 13 – Curvas características do sistema de compressão com reciclo (2º Estágio).

Observando as curvas características do sistema com reciclo pode-se verificar que a pressão de descarga e o Head Politrópico da simulação estão abaixo das curvas de fábrica. O Head Politrópico do primeiro estágio foi praticamente igual, porém o do segundo estágio ficou abaixo do previsto, confirmando os testes de fábrica que indicou que este estágio estava com Head Politrópico 11% abaixo do previsto.

#### 4.2.2.4 – Conclusões e Recomendações

Através do estudo pode-se observar que segundo os testes em campo o compressor tag no C-UC-900-001 A não atende as especificações de projeto.

Tendo em vista que a simulação dos testes de fábrica foi satisfatória, recomendamos que novos testes de campo sejam realizados. Ainda sugerimos que estes testes sejam executados em uma maior faixa de vazão de sucção, em função do atual não abranger todas faixas de vazões que as curvas característica de fabrica foram construídas e, conseqüentemente permitindo-nos realizar uma melhor análise.

A análise do sistema de troca térmica não foi realizada de forma satisfatória, em função do atual teste de campo não ter sido medida a temperatura na saída dos coolers do sistema com reciclo. Assim sendo a simulação foi com muitos graus de liberdade, o que acarreta maior incerteza na mesma. Desta forma sugerimos que no próximo teste de campo estas variáveis sejam mensuradas.

### 4.2.3 – Segregação de Óleos da UN-RNCE

#### 4.2.3.1 – Introdução

Este trabalho visa relacionar uma seqüência de trabalhos a serem realizadas para proporcionar a separação de óleos leves de óleos pesados e serem bombeados, tratados e armazenados separadamente. Todas as opções irão aproveitar os oleodutos atuais de 24” e 26” para realizar o envio das correntes para o pólo de processamento.

#### 4.2.3.2 – Estudo de campo

Visitas de campo foram realizadas para saber a possibilidade de segregar o óleo com bombas, tubulações e acessórios já existentes. Desta forma reduzindo os custos com a execução do projeto. Nas Figuras de 14 a 17 temos algumas fotos do trabalho de campo.



Figura 14 – Descarga das bombas do campo X1.



Figura 15– Linha proveniente de tanque.



Figura 16 – Interligação das bombas em X2.



Figura 17 – Chegada dos oleodutos no pólo.

Deverá ser avaliada a melhor maneira de se transportar este óleo para a indústria de lubrificantes, o que poderá ser realizado via marítima ou via transporte rodoviário.

Para o transporte marítimo deverá ser avaliada se há condições de bombeio pelas bombas atuais e se há perigo de congelamento deste óleo nas tubulações submarinas de óleo.

#### 4.2.3.3 – Considerações para Análise

- Verificar a viscosidade final da mistura de óleos leves;
- Verificar a viscosidade final da mistura de óleo pesado;
- Verificar a capacidade do bombeamento desta mistura em uma temperatura de 20 °C, que é a mínima na água do mar;
- Calcular a vazão final do produto no duto e definir se a proposta atual está adequada ao funcionamento da rede ( análise do escoamento);
- Verificar a necessidade de injeção de desemulsificante, inibidores de corrosão, nessas novas correntes;
- Deverá ser analisado o efeito na qualidade dos produtos hoje produzidos no Pólo de processamento.

#### 4.2.3.4 – Vantagens da Segregação

- Permitirá que as unidades de destilação possam ser otimizadas com um petróleo previamente definido pelo pessoal de acompanhamento, visando maximizar o produto de interesse;
- Poderemos ter um petróleo de maior valor agregado, leve que poderá ser exportado diretamente para um processamento de interesse corporativo;
- Os petróleos pesados podem ser direcionados para unidades que utilizam este tipo específico de petróleo, o que permitirá a companhia melhorar o valor agregado desta corrente;
- Não haverá a contaminação de água nos petróleos leves, que em sua maioria já possuem um baixo BSW;
- Redução da injeção de desemulsificantes;
- Melhoria na lavagem a frio, onde os petróleos pesados poderão ter um maior tempo de residência nos tanques;
- A Medição em ET-A e ET-B será feita de forma real, sem a necessidade de balanços para fechamento.

#### 4.2.3.4 – Análise do escoamento

A análise do escoamento foi realizada utilizando o simulador Pipesim. A princípio a malha de escoamento foi ajustada com dados de campo, e posteriormente realizada com a segregação dos óleos pesados. Na Tabela 7, temos os resultados obtidos com esta simulação.

Tabela 7- Análise de segregação de óleo pesados.

| Estação | P(Kgf/cm2) Atual | P(Kgf/cm2) Segregado |
|---------|------------------|----------------------|
| A       | 1,5              | 1                    |
| B       | 12               | 6                    |
| C       | 14               | 9                    |
| D       | 20               | 21                   |
| E       | 13               | 16                   |
| F       | 21               | 25                   |
| G       | 8                | 9                    |
| H       | 37               | 27                   |
| I       | 1,5              | 1                    |
| J       | 30               | 15                   |
| L       | 54               | 58                   |

#### 4.2.3.4 – Conclusões

A separação dos óleos pesados é relativamente simples, assim como a separação, tratamento e armazenamento na UTPF em Guamaré.

A maior dificuldade, no entanto reside no transporte deste petróleo, pois o mesmo deverá manter uma temperatura elevada desde o bombeio até a unidade que irá recebê-lo, que no caso será a indústria de



lubrificantes. Desta forma o transporte via rodoviária para representaria uma solução, com circulação de 32 carretas de 35 toneladas.

## 4.2.4 – Simulação e Análise das malhas de escoamento da UN-RNCE

### 4.2.4.1- Metodologia de Trabalho

Este estudo foi realizado com o simulador PIPESIM 2000. A metodologia adotada para a realização da simulação do escoamento de óleo e gás dos Campos de Produção está descrita abaixo:

#### 1º Etapa - Obtenção de Dados

Esta consiste na obtenção de dados através de pesquisa na documentação existente.

Os dados obtidos nesta etapa podem ser divididos em:

- Dados físicos da malha;
- Dados dos fluidos.

Os dados físicos da malha encontrados foram:

- Disposição das estações, poços e dutos;
- Características dos dutos.

A disposição das estações, poços e dutos foram visualizados com o auxílio de mapas do Campo.

As características dos dutos obtidas foram: diâmetro interno, comprimento, perfil de elevação. Os diâmetros dos dutos que saem das Estações Coletoras e seguem para a ETO foram obtidos através de documentações que continham a descrição destes dutos. Os comprimentos e os perfis de elevação dos dutos foram encontrados com o auxílio do Software Microstation, que possibilita a visualização de mapas em formato digital e das distâncias entre pontos distintos nos mesmos.

Os dados do fluido obtidos foram:

- Vazão de óleo e água em cada poço;
- Propriedades do fluido.

As vazões e pressões dos campos foram coletadas no Plant Information. Assim as variáveis de entrada foram vazões de cada campo e pressão no final de cada trecho. Desta forma o simulador calculou a pressão necessária no campo para que o fluido consiga chegar ao final do trecho com a pressão especificada.

#### 2º Etapa – Modelagem da malha de escoamento

Esta foi a primeira etapa realizada no Simulador PIPESIM 2000.

A partir do levantamento de dados sobre a direção do fluxo de escoamento foi elaborado um fluxograma simplificado com as principais estações/campos que produzem e transportam o óleo por oleodutos.

Após obter as direções do fluxo no escoamento, foi realizada a modelagem no simulador PIPESIM.

A Figura 18 mostra um exemplo de uma malha de escoamento de óleo de campos produtores para uma estação de tratamento.

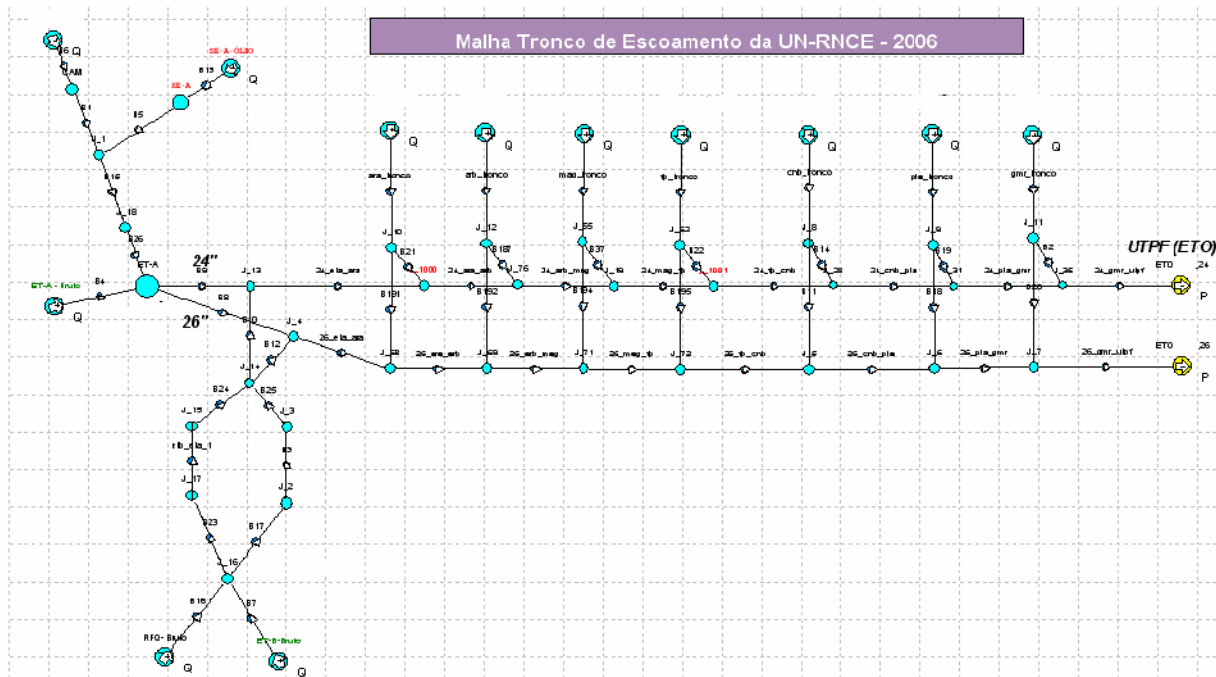


Figura 18- Malha de Escoamento modelada no PIPESIM.

Na Tabela 8, temos os resultados obtidos com a etapa do estudo.

Tabela 8- Resultados obtidos com a simulação.

| Estação | Vazão PI(m3/dia) | P(Kgf/cm2) Campo | P(Kgf/cm2) Simulado |
|---------|------------------|------------------|---------------------|
| A       | 2400             | (5,5 - 8,6)      | 1                   |
| B       | 8400             | (8 - 11)         | 7                   |
| C       | 9840             | (11 - 14)        | 10                  |
| D       | 26400            | (15 - 22)        | 25                  |
| E       | 2400             | (13 - 15)        | 8                   |
| F       | 12000            | (15 - 22)        | 12                  |
| G       | 4080             | (11 - 15)        | 11                  |
| H       | 4800             | (23 - 31)        | 23                  |
| I       | 1152             | (0,08 - 0,1)     | 1                   |
| J       | 720              | (18 - 28)        | 20                  |
| L       | 13200            | (25 - 58)        | 39                  |

### 3º Etapa – Simulação da Decenal

Com base nas mudanças de alguns dados das vazões previstas para os anos de 2007 a 2011 e com as malhas ajustadas, foram realizadas simulações para prever sobre-pressão nos oleodutos. Desta forma permitindo-se prever acidentes, bem como a necessidade da ampliação da malha de escoamento.

Ainda com este estudo pode-se otimizar o processo de escoamento e, conseqüentemente evitando-se sobre-pressão nos oleodutos.

De posse dos dados de pressão máxima suportada por cada trecho analisado, alimentou-se o simulador com incrementos de vazão de óleo e água (em separado e ano a ano), para se obter os valores máximos de vazão bruta com os quais se pode operar até o limite de pressão do duto, tomando sempre como base a previsão de produção fornecida pela PETROBRAS. A seguir serão mostrados os perfis de pressão e vazão para alguns trechos dos campos de produção estudados.

- **OP – X**

O trecho A / B tem uma pressão máxima de operação de 20 kgf/cm<sup>2</sup>. De acordo com os resultados obtidos na simulação, com a produção prevista para o período 2007/2011, este valor não será atingido, havendo até uma certa margem de folga. Observando os dados obtidos, verifica-se que seriam necessárias vazões da ordem de 3.000 a 4.500 m<sup>3</sup>/d, para se atingir a pressão máxima operacional do sistema, enquanto que as projeções indicam produções da ordem de 1.500 m<sup>3</sup>/d para o mesmo período. Na Figura 19, temos um estudo de caso.

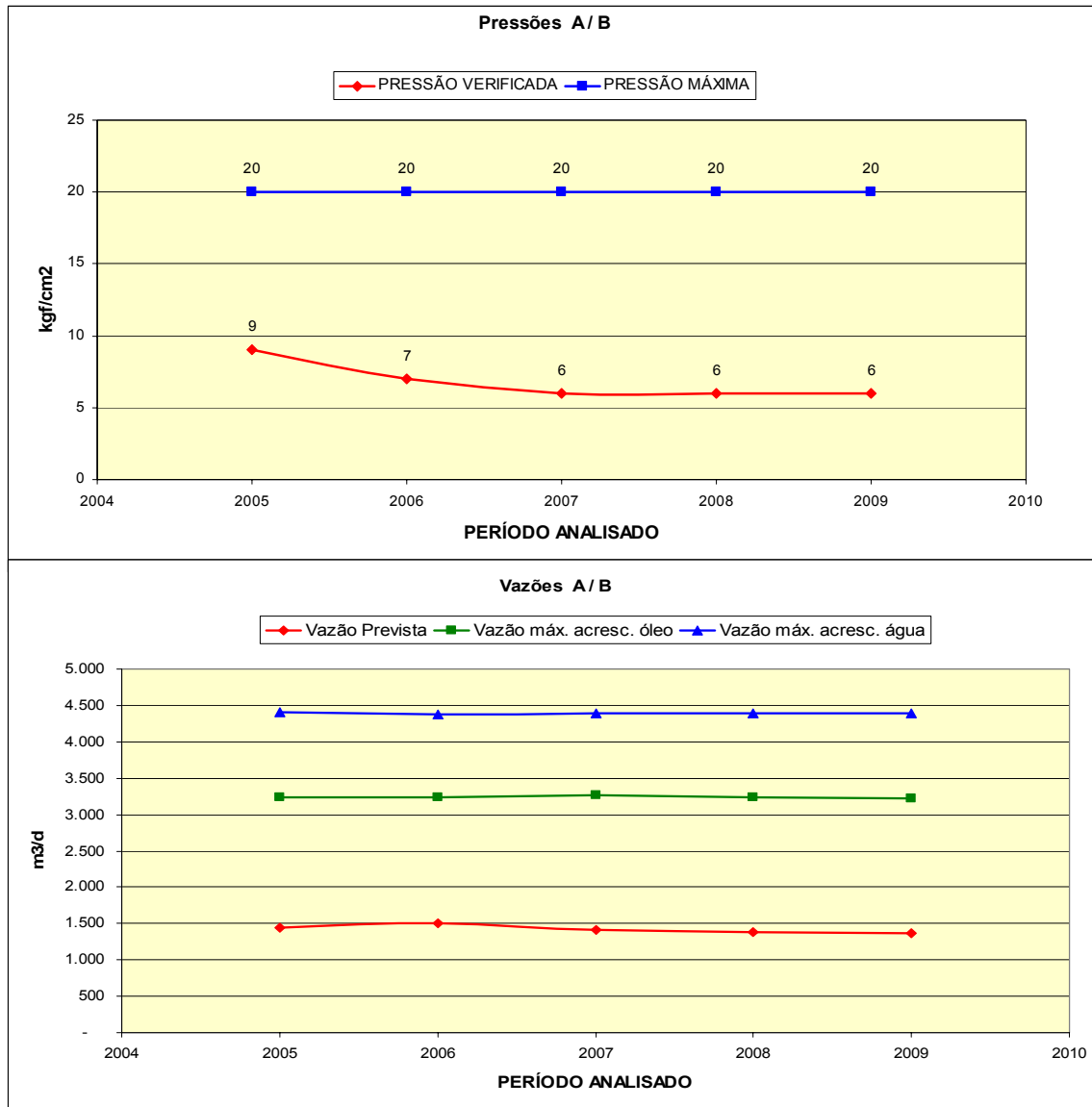


Figura 19- Perfil de Pressão e Vazão do trecho A / B.

Os trechos que apresentaram condições críticas de projeto (pressão > pressão limite) foram analisados separadamente, modificando alguma das características do óleo, pois o simulador apresenta algumas descontinuidades. O resultado da simulação apresentou uma redução de pressão nos poços, adequando os mesmos às condições desejadas para este projeto.

#### 4.2.4.2- Black Oil

O modelo Black Oil é utilizado quando não se conhece a composição do óleo e deseja-se prever o comportamento do mesmo através de correlações elaboradas pelo simulador. Estas correlações são desenvolvidas a partir das propriedades do óleo alimentadas.

Nesta etapa definem-se as propriedades a serem consideradas no poço, tais como:

- Watercut – a porcentagem de água na fase líquida;
- Gás S.G – massa específica do gás;
- Water S.G – massa específica da água;
- API - Densidade do óleo °API;
- Viscosidade medidas a duas temperaturas diferentes;
- GOR/GLR - razão Gás/óleo ou razão Gás/líquido para sistemas de óleo e de gás.

#### 4.2.4.3 - Conclusão

O estudo mostrou que os oleodutos irão operar com folga. Porém existem alguns pontos que é necessário o aumento da malha, ou tratamento do óleo e injeção da água produzida, desta forma diminuindo a vazão de líquido nos oleodutos.

#### 4.2.5 – Cálculo de Perda de Carga

A seguir serão apresentadas as equações utilizadas para o cálculo da perda de carga de gases e líquidos em tubulações, utilizando um programa simples construído no Microsoft Excel, uma ferramenta simples que é muito utilizada no dia-a-dia da Petrobrás. Esta ferramenta foi utilizada em conjunto com os conhecimentos básicos teóricos adquiridos durante o curso.

##### 4.2.4.1 – Perda de carga em líquidos

A equação utilizada por este programa para o cálculo da perda de carga foi retirada do livro *Gás Conditioning and Processing*, o qual mostra uma variação da equação de Bernoulli para líquidos incompressíveis.

$$\Delta P = -2f \frac{L}{D} v^2 \rho - \rho \Delta H \quad (34)$$

Em que:

$\Delta P$ : Diferença de pressão entre dois pontos estudados;

$f$ : Fator de fricção;

$L$ : Comprimento (ou comprimento equivalente) do duto;

$D$ : Diâmetro interno do duto;

$v$ : Velocidade do fluido;

$\Delta H$ : Diferença de nível entre os pontos estudados;

$g$ : Gravidade.

Basicamente, a determinação da perda de carga foi necessária para verificar a capacidade das linhas de processo atualmente existentes frente a novas condições operacionais, bem como para avaliar perdas de pressão que normalmente estavam ocorrendo no sistema de medição de líquidos nas plataformas do RN/CE.

Utilizaram-se como premissas básicas as propriedades físico-química dos fluidos e o material da tubulação, que normalmente é de aço carbono. Faz necessário também o conhecimento do layout das linhas (isométrico), pois a metodologia de cálculo faz uso do comprimento equivalente.

Foi desenvolvida uma planilha em Excel para o cálculo da perda de carga em líquidos que se encontra no anexo I.

#### 4.2.5.2 – Perda de carga em gases

A equação utilizada por este programa para o cálculo da perda de carga em gases foi à equação de Weymouth:

$$Q = 18,062 \times \frac{T_0}{P_0} \times \sqrt{\frac{(P_1^2 - P_2^2) \times d^{5,33}}{\gamma TL}} \quad (35)$$

O cálculo das perdas de carga nos acessórios é feito pelos comprimentos equivalentes, utilizando de maneira análoga ao comprimento real.

Foi desenvolvida uma planilha Excel para o cálculo da perda de carga em escoamento de gases que se encontra no Anexo I.

#### 4.2.6 – Elaboração de telas no Plant Information

As telas no plant information são importantes para o acompanhamento do processo em qualquer local onde se tenha acesso a rede da Petrobrás (Intranet), assim sendo disponibilizando os dados que anteriormente só eram vistos nas salas de controle no campo de produção. Desta forma tem-se um histórico das variáveis do processo, assim podendo-se serem detectados problemas operacionais, otimizar o processo, realizar controle estatístico do processo, controle avançado do processo, dentre outros aplicativos. Na figura 20 apresenta uma tela elaborada no estágio.

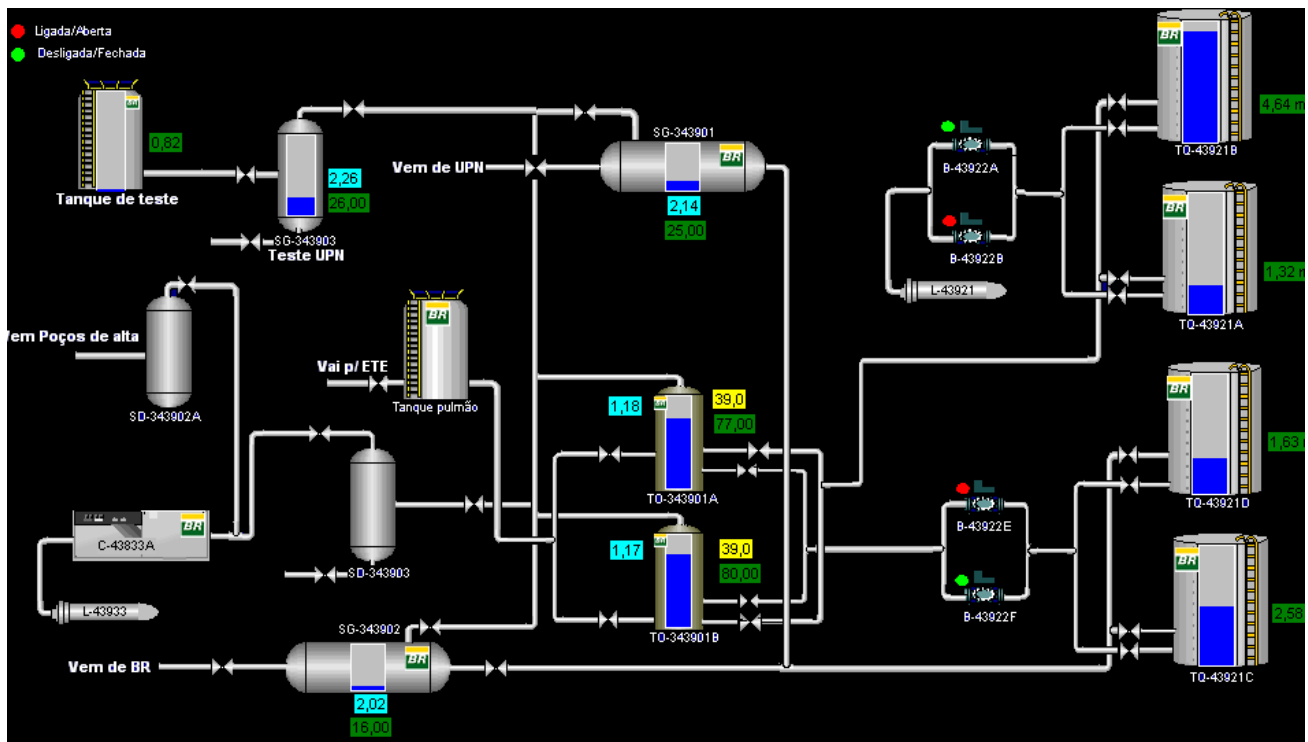


Figura 20- Tela de Processo no PI.

Outras telas estão apresentadas no anexo 2.

#### 4.2.7 – Participação em um estudo de análise de Risco (Hazop)

Numa análise de risco podem ser utilizadas duas metodologias distintas: a análise preliminar de risco e o HAZOP.

A metodologia de Análise Preliminar de Risco – APR – inclui avaliação nos quesitos Frequência, Severidade e Risco. Inicialmente são identificados nós a partir dos quais a avaliação procede com a verificação dos perigos mais prováveis.

Montado o cenário é então realizada uma avaliação do Risco a partir de uma estimativa da frequência de ocorrência de eventos indesejados e da severidade de suas conseqüências.

O risco inerente a um determinado cenário é uma função do produto destas duas variáveis, a frequência e a severidade (conseqüência).

O principal objetivo de um HAZOP (Hazard and Operability Study) – Estudo de Perigos e Operabilidade – é investigar, de forma minuciosa e metódica, cada processo em uma instalação, visando descobrir possíveis desvios das condições normais de operação que possam comprometer a segurança, a continuidade operacional, a qualidade do produto ou resultar em perdas financeiras. A execução de um HAZOP requer informações precisas e atualizadas a respeito do projeto e operação da instalação analisada. Deve-se dispor de fluxogramas atualizados e de informações sobre processos, instrumentação e operação da instalação. Essas informações podem ser obtidas através de documentação ou de pessoas com qualificação técnica e experiência.

A técnica de HAZOP consiste, fundamentalmente, em uma busca estruturada das causas dos possíveis desvios de “Parâmetros” de um dado processo, os quais normalmente se confundem com as variáveis como temperatura, pressão, fluxo e outras. Dependendo das peculiaridades da instalação, podem ser criados parâmetros específicos para facilitar a análise.

A análise destes Parâmetros é realizada dividindo-se a instalação analisada em partes, denominadas “Nós”, e enfocando-se a discussão técnica em cada uma delas. Para cada Nó verificam-se quais Parâmetros descrevem satisfatoriamente a sua condição operacional. A busca dos possíveis desvios nestes Parâmetros, relativos a sua condição ideal de operação, é feita pela aplicação sistemática de uma lista de “Palavras-Guia”, associadas a cada um dos Parâmetros. Promove-se assim, um amplo e irrestrito raciocínio lógico, para detectar possíveis anormalidades no processo e suas conseqüências.

Esta análise é realizada por uma equipe, denominada Equipe de HAZOP, à qual cabe definir as possíveis causas e conseqüências de cada desvio, bem como os possíveis modos de detecção e prevenção, propondo novas medidas para reduzir os riscos e perdas no processo, através de uma lista de recomendações.

A condução, orientação e síntese do trabalho são realizadas por um Facilitador especializado na técnica de HAZOP, que deve ser, preferencialmente, uma pessoa não envolvida ou ligada ao processo do sistema analisado, através do preenchimento das planilhas de HAZOP.

#### **4.2.8 – Elaboração de Relatórios Técnicos**

Os relatórios técnicos têm como objetivo apresentar os resultados, estudos técnicos e/ou levantamento de dados em campo.

Para as atividades desenvolvidas no estágio que se enquadraram no escopo do relatório técnico, foram desenvolvidos os documentos com as respectivas numerações de acordo com a norma Petrobrás de nº1710, que rege a numeração de documentos na empresa.

#### **4.2.9 - Visitas Técnicas**

Durante a realização do estágio foram visitados: campos de produção, plataformas e unidades de tratamento e processamento de fluidos. A seguir estão apresentadas as áreas de operação visitadas:

##### **4.2.9.1 - Pólo de Guamaré**

O Pólo Industrial de Guamaré foi visitado com freqüência, este polo está situado no estado do Rio Grande do Norte, a cerca de 180 Km de Natal e a 8 Km da cidade de Guamaré. É o coração do complexo petrolífero do Rio Grande do Norte e Ceará. É no pólo de Guamaré que a Petrobras processa o óleo e o gás produzidos nos campos terrestres e no mar da Bacia Potiguar.

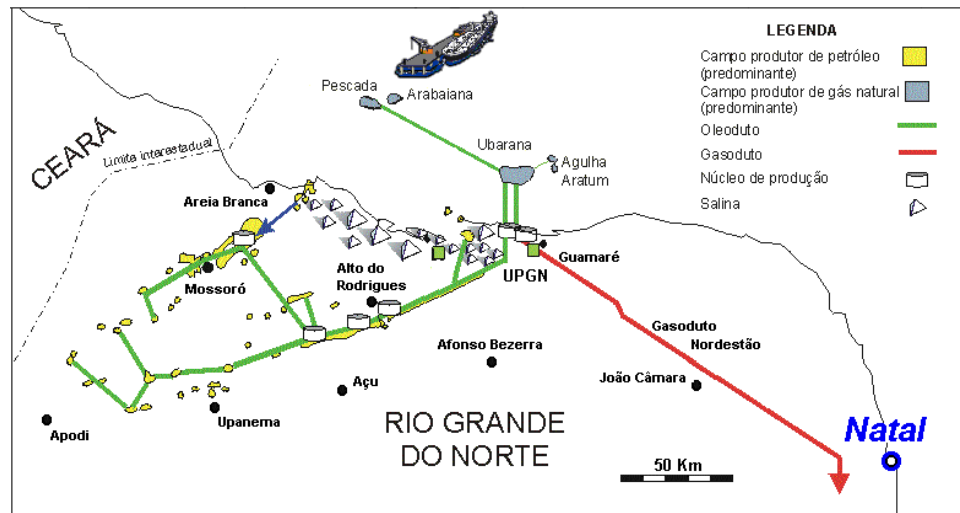


Figura 21 - Localização geográfica do Pólo de Guamaré.

Todo óleo que chega a Guamaré é tratado para que a água seja separada, desta forma a água é processada nas duas estações de tratamento de efluentes e devolvida ao ambiente por meio de emissários submarinos. Já o óleo é enviado para refino por meio de duto que avança mar adentro e abastece navios-tanques a 20 Km através de uma manobóia. Parte do óleo, entretanto, é processada na unidade de diesel e consumida no mercado local do Rio Grande do Norte.



Figura 22 - Pólo industrial de Guamaré.

O gás que chega em Guamaré é comprimido na estação de compressores de Ubarana – ECUB - e vai para as unidades de processamento de gás natural. Além de abastecer o Rio Grande do Norte e o Ceará, o gás industrial proveniente das Unidades de Tratamento de Gás Natural – UPGN, segue também para os Estados da Paraíba e de Pernambuco. O gás de cozinha - GLP - atende o Rio Grande do Norte e a Paraíba.

#### 4.2.9.2 – Área Sul de Mossoró

Foram realizadas visitas técnicas aos campos produtores da área sul de Mossoró, onde foi possível conhecer os geradores de vapor e aprender um pouco mais sobre o seu princípio de funcionamento e



regiões de abastecimento, conhecer os vasos separadores e de teste, as válvulas, entre outros equipamentos, bem como coletar dados pertinentes para a elaboração de projetos.



Figura 23– Campo da Área sul de Mossoró.

---

---

# Conclusões

---

---

## 5 - Conclusões

O estágio completou a parte curricular e assumiu um papel importante, pois possibilitou a integração em um ambiente de produção, a aquisição de conhecimentos e experiência profissional com a execução de atividades específicas na área de atuação de um Engenheiro Químico, suavizando a passagem da barreira que separa a vida curricular da vida profissional.

O estágio supervisionado atingiu os objetivos propostos, já que foi possível o desenvolvimento de atividades específicas na área de atuação de um engenheiro químico. Para estes profissionais é importante o conhecimento dos processos, e assim sendo o estágio contemplou esta área de engenharia de processos.

A petrobras possibilitou a abertura de novos horizontes, no que diz respeito à realidade do mercado de trabalho, relacionamento interpessoal e o dia-dia dentro de uma empresa. O estágio evidencia a oportunidade de um contato aluno-empresa, proporcionando um benefício tanto à empresa quanto a Universidade, mostrando as várias atuações do engenheiro químico na indústria petrolífera, enriquecendo deste modo os conhecimentos.

A utilização de simuladores para otimização possibilitou a avaliação das condições atuais e futuras, além de ampliar a visão na área de processos com a possibilidade de observar a influência de parâmetros como pressão e temperatura nos processos.

No que diz respeito às atividades desenvolvidas, proporcionaram um grande enriquecimento dos assuntos abordados, fazendo uso de ferramentas básicas como Excel, com a finalidade de avaliar a viabilidade de um projeto.

As visitas técnicas aumentaram enormemente a idéia do papel que um Engenheiro Químico exerce na indústria do Petróleo, mais especificamente na área de processamento.

---

---

# Referências

---

---

## 6 - Referências

- SMITH, J.M, VAN NESS, H.C; ABBOTT, M.M; *Introdução à engenharia Química; 5º edição*, Editora LTC; Rio de Janeiro, 2000.
- *CAMPBELL, J. M.; Gas Conditioning and Processing, Vol. 1 – The Basic Principles, sixth edition, USA: Campbell Petroleum Series, 1990.*
- *THOMAS, J.,E., Organizador; Fundamentos de Engenharia de Petróleo, Editora Interciência: PETROBRAS, Rio de Janeiro, 2001.*
- Normas Petrobras, ABNT (Associação Brasileira de Normas técnicas), ASME (American Society of Mechanical Engineers), API (American Petroleum Institute), IEC (International Electrotechnical Commission), ISA (Instrument Society of American), DIN (Deutsches Institut Für Normung), NFPA (National Fire protection Association), IEEE (Institute of Electrical and Electronic Engineers).
- GPSA (Gas Processors Suppliers Association). “Engineering Data Book”. 11 ed., 1998.
- CRANE – Flow of fluids – Through valves, fittings, an pipe
- TELLES, Pedro Carlos da Silva; BARROS, Darcy G. de Paula; Tabelas e gráficos para projetos de tubulações, 5ed, Rio de Janeiro, Ed. Interciência, 1991.
- [www.petrobras.com.br](http://www.petrobras.com.br)

---

---

# **Anexos**

---

---

## 6 - Anexo I

- A seguir encontram-se o layout das planilhas desenvolvidas com o intuito de facilitar o desenvolvimento das atividades de Perda de carga.



| DADOS   |          |                        |                |
|---------|----------|------------------------|----------------|
| Pressão | 6,5000   | kgf/cm <sup>2</sup> _m |                |
| vazao   | 72000,00 | m <sup>3</sup> /d      | 0,8333 m/s     |
| $\rho$  | 872,20   | kg/m <sup>3</sup>      |                |
| $\mu$   | 24,2500  | cP                     | 0,02423 Kg/m.s |
| Ganho   | -0,2064  | kgf/cm <sup>2</sup> _m |                |
| Pcarga  | 3,0916   | kgf/cm <sup>2</sup> _m |                |
| Pfinal  | 3,2020   | kgf/cm <sup>2</sup> _m | VAPORIZA       |

| Ítem | Trecho/Acidente |    | diâm. interno | Elev. | Gaio | Elev. Abs | Horiz. | L geom | Lg total | Lequiv pq | Leq TR | L equiv | Area           | veloc.  |
|------|-----------------|----|---------------|-------|------|-----------|--------|--------|----------|-----------|--------|---------|----------------|---------|
|      |                 |    | in            | mm    |      |           | mm     | mm     | mm       | mm        | mm     | mm      | m <sup>2</sup> | m/s     |
| 1    | tr. reto        | TR | 22,0000       | 200   | 200  | 200       |        | 200    | 200      |           | 200    | 200     | 0,24525        | 3,39794 |
| 2    | curva 90°       | AC | 22,0000       |       | 0    | 0         |        | 0      | 200      | 15        | 0      | 15      | 0,24525        | 3,39794 |
| 3    | tr. reto        | TR | 22,0000       | 0     | 0    | 0         | 100    | 100    | 300      |           | 100    | 100     | 0,24525        | 3,39794 |
| 4    | expansão        | AC | 24,0000       |       | 0    | 0         |        | 0      | 300      | 5         | -110   | 5       | 0,29186        | 2,85522 |
| 5    | tr. reto        | TR | 24,0000       |       | 0    | 0         | 10     | 10     | 310      |           | 10     | 10      | 0,29186        | 2,85522 |
| 6    | valv.esf.       | AC | 24,0000       |       | 0    | 0         |        | 0      | 310      | 3658      | -20    | 3658    | 0,29186        | 2,85522 |
| 7    | tr. reto        | TR | 24,0000       |       | 0    | 0         | 10     | 10     | 320      |           | 10     | 10      | 0,29186        | 2,85522 |
| 8    | filtro          | AC | 24,0000       |       | 0    | 0         |        | 0      | 320      | 2293      | -20    | 0       | 0,29186        | 2,85522 |
| 9    | tr. reto        | TR | 24,0000       |       | 0    | 0         | 10     | 10     | 330      |           | 10     | 10      | 0,29186        | 2,85522 |
| 10   | redução         | AC | 20,0000       |       | 0    | 0         |        | 0      | 330      | 9         | -20    | 9       | 0,20268        | 4,1151  |
| 11   | tr. reto        | TR | 20,0000       |       | 0    | 0         | 10     | 10     | 340      |           | 10     | 10      | 0,20268        | 4,1151  |

Figura 24– Layout da planilha desenvolvida para o cálculo da perda de carga em líquidos.

## 7- Anexo II

A seguir encontram-se algumas telas desenvolvidas no Plant Information.

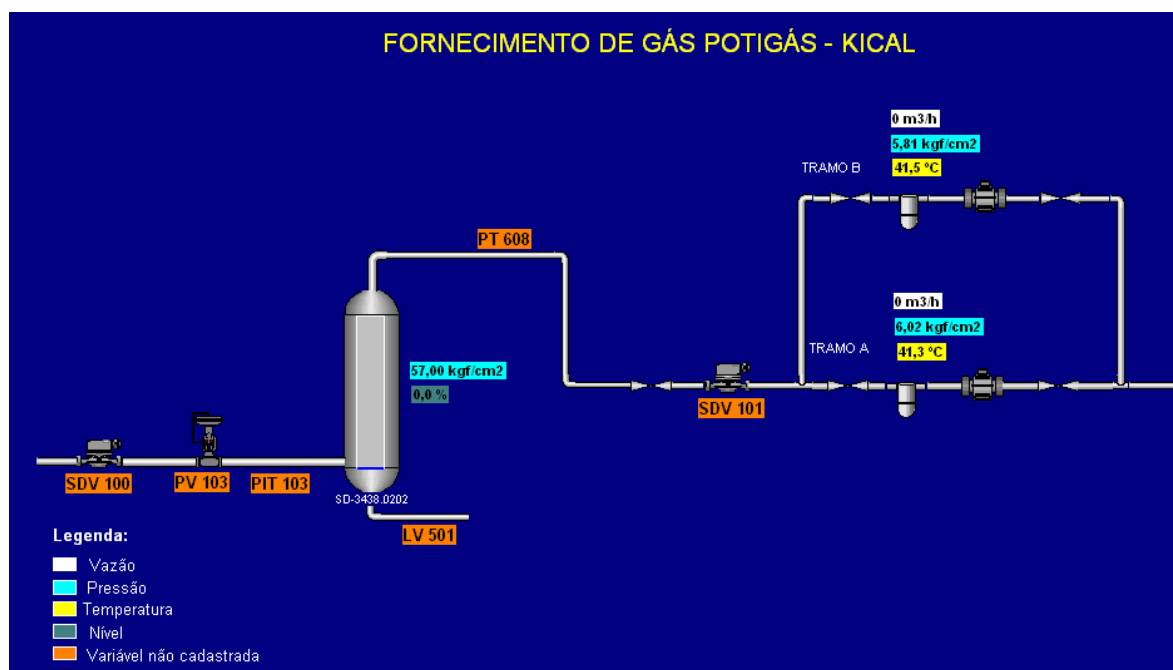


Figura 25 – Tela Plant Information (Kical).

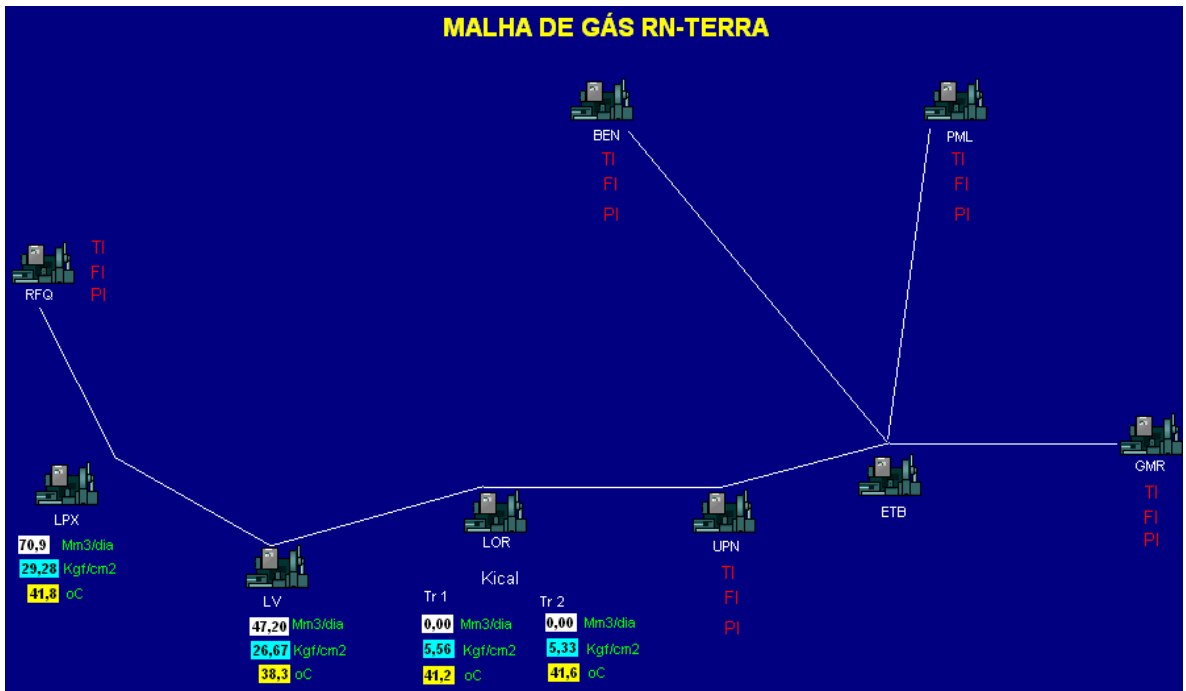


Figura 26 – Tela Plant Information (Malha de Gás).