

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
INSTITUTO DE QUÍMICA

ANA CARLA DE LIMA HAHN

**IMPLANTAÇÃO DE UM SISTEMA AUTOMÁTICO DE AMOSTRAGEM
ISOCINÉTICA PARA REFINARIAS DE PETRÓLEO**

Porto Alegre, 2012

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
INSTITUTO DE QUÍMICA

ANA CARLA DE LIMA HAHN

**IMPLANTAÇÃO DE UM SISTEMA AUTOMÁTICO DE AMOSTRAGEM
ISOCINÉTICA PARA REFINARIAS DE PETRÓLEO**

Trabalho de conclusão de curso apresentado
junto à atividade de ensino “Projeto
Tecnológico” do Curso de Química Industrial,
como requisito parcial para obtenção do grau
de Químico Industrial

Prof. Dr. Renato Cataluña Veses
Orientador

Porto Alegre, 2012

Agradeço ao meu orientador pelos esclarecimentos e dedicação nesta etapa final de curso. À minha família, em especial minha mãe e meu noivo, pelo amor e paciência,

RESUMO

As refinarias de petróleo necessitam representatividade nas amostragens do petróleo recebido, pois atualmente elas processam diversos tipos de petróleo. Com uma amostra representativa é possível ajustar os parâmetros da unidade de processo que irá processar o petróleo, aumentando a produtividade e resultando numa refinaria com unidades de processo estáveis. Neste trabalho, foi comprovada a viabilidade econômica na implantação de um sistema automático de amostragem de petróleo, mostrando que o seu uso possibilita uma refinaria com unidades de processo mais estáveis e que o seu sistema de amostragem é mais representativo do volume recebido de petróleo do que o sistema de amostragem de costado do tanque. Foi realizado um levantamento de amostradores isocinéticos para amostragem de petróleo disponíveis no mercado. As tecnologias comerciais disponíveis no mercado internacional foram avaliadas em função dos custos de implantação e operação em conjunto com a confiabilidade comparadas com a tecnologia de amostragem de costado do tanque após homogeneização. A análise da tecnologia considerou as melhorias oferecidas pelo novo sistema automático e as questões de processo com uma análise ambiental envolvida.

Palavras-chave: Amostrador Isocinético. Petróleo. Refino.

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1 – Torre de destilação convencional.

FIGURA 2 – Amostragem isocinética.

FIGURA 3 – Amostragem não-isocinética com velocidade na tubulação principal maior que a velocidade no duto de amostragem.

FIGURA 4 – Amostragem não-isocinética com velocidade na tubulação principal menor que a velocidade no duto de amostragem.

FIGURA 5 – Sistema de amostragem isocinética AZ tipo SIC.

FIGURA 6 – Válvula *sampling* em funcionamento.

FIGURA 7 – *Welker Crude Oil Sampler*

FIGURA 8 – Sistema de amostragem *C Series Samplers*

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO.....	6
2 ESTADO DA ARTE.....	8
2.1 O Petróleo.....	8
2.2 Principais Contaminantes Presentes no Petróleo.....	10
2.3 O Pré-tratamento do Petróleo.....	11
2.4 Destilação do Petróleo.....	13
2.5 Amostragem Isocinética.....	16
3 SITUAÇÃO ATUAL.....	18
4 OBJETIVOS.....	20
5 PROPOSTA TECNOLÓGICA.....	21
6 METODOLOGIA.....	22
6.1 Análise Tecnológica.....	22
6.2 Análise de Viabilidade Econômica.....	22
7 RESULTADOS E DISCUSSÃO.....	24
7.1 Tecnologias Disponíveis no Mercado.....	24
7.1.1 Amostrador A.....	24
7.1.2 Amostrador B.....	26
7.1.3 Amostrador C.....	28
7.2 Viabilidade Tecnológica.....	30
7.3 Instalação do sistema.....	30
7.4 A Unidade de Destilação Atmosférica.....	31
7.5 Resíduo Gerado.....	35
7.6 Mão de obra de Amostragem e Análises.....	36
7.7 Tempo de Resposta.....	36
7.8 Viabilidade Econômica.....	37
8 CONCLUSÃO CRÍTICA.....	38
REFERÊNCIAS.....	39

1. INTRODUÇÃO

O petróleo, em seu estado natural, não pode ser aproveitado de forma prática para outros fins que não o de fornecimento de energia via combustão, porém sua composição química, baseada em hidrocarbonetos de grande heterogeneidade molecular, abre caminhos para usos industriais especializados e sofisticados, como o requerido pelas modernas máquinas de combustão interna. Assim, o petróleo é a principal matéria-prima empregada para produzir os derivados utilizados tais como combustíveis, lubrificantes e produtos petroquímicos.

Dispondo de diferentes tipos de petróleos, a refinaria necessita avaliar economicamente o seu processamento em um dado esquema de refino para o atendimento a um mercado consumidor. Para efetuar a escolha do elenco mais adequado, é necessário avaliar a facilidade de movimentação e processamento, assim como o potencial produtivo dos petróleos disponíveis.

A amostragem é o primeiro passo de um processo analítico. A amostra a ser analisada tem que ser representativa do todo. A fim de otimizar o processo, amostradores automáticos em linha estão substituindo as antigas amostragens manuais.

Um amostrador isocinético em linha é um dispositivo usado para extrair uma amostra representativa do produto que escoou pelo duto. A amostragem é proporcional à vazão e ao tempo, isto é, cada amostra representa um determinado volume de produto que escoou através do duto.

Esta proposta contempla a implantação de um amostrador isocinético no oleoduto de recebimento de petróleo de uma refinaria. Este amostrador possibilita uma amostra representativa do petróleo recebido na refinaria. Com uma amostra representativa é possível pré-programar os parâmetros da unidade de processamento que processa o petróleo, diminuindo o tempo de transição para obtenção da estabilidade da unidade de processo, aumentando a produtividade e resultando numa refinaria com unidades de processo estáveis. Com unidades de processo estáveis a quantidade de resíduo gerado será menor, o que estará colaborando diretamente com a redução de resíduos.

Para verificar a viabilidade da implantação do amostrador isocinético no oleoduto de petróleo, foi realizado um levantamento das tecnologias atuais disponíveis no mercado. As tecnologias comerciais disponíveis no mercado internacional foram avaliadas em função dos custos de implantação e operação em conjunto com a confiabilidade comparadas com a

tecnologia de amostragem do costado do tanque que recebeu o petróleo após homogeneização.

Para seleção da tecnologia foram consideradas as melhorias oferecidas pelo novo sistema automático e as questões de processo com uma análise ambiental envolvida. A escolha da proposta foi baseada em uma avaliação criteriosa de viabilidade econômica de implantação em conjunto com os custos operacionais e de manutenção do novo sistema proposto.

2. ESTADO DA ARTE

2.1 O PETRÓLEO

O petróleo já era conhecido na antiguidade, mas sua exploração e refino somente se tornou expressiva no final do século XIX, primeiramente com a produção de querosene, que substituiria o óleo de baleia, utilizado para iluminação, e, definitivamente, com o advento dos motores de combustão interna, operando segundo o ciclo Otto, que deram origem à demanda de gasolina, de acordo com Quelhas et al. (2011).

No século XIX e nos primeiros anos do século XX, o refino do petróleo consistia apenas no processo de destilação à pressão atmosférica, no qual o petróleo cru era separado em frações com diferentes faixas de ebulição. No entanto, com a descoberta de maiores reservas de óleo e com o crescimento do mercado já visualizado para os combustíveis automotivos, essa configuração de refino não era economicamente atrativa, e, por isso, muitos pesquisadores trabalhavam na melhoria dos processos de refino, visando um maior aproveitamento da matéria-prima, traduzido pela redução da produção de óleo combustível. Dessa busca, nasceram os chamados processos de fundo de barril, sendo o pioneiro, e de grande importância até os nossos dias, o craqueamento catalítico, desenvolvido em sua primeira versão em 1915 e melhorado continuamente ao longo do século, o que tornou possível aumentar a produção de gasolina e melhorar o desempenho nos motores, conforme Quelhas et al. (2011).

Ao longo do século XX foram sendo introduzidos outros processos de refino, importantes tanto para a adequação dos volumes de derivados produzidos ao mercado consumidor como para o atendimento aos requisitos de desempenho que foram sendo estabelecidos com o avanço tecnológico dos equipamentos, principalmente os motores automotivos. Enquanto os processos de craqueamento térmico contribuíram para o aumento da produção de gasolina, os processos de reforma e alquilação catalítica auxiliaram na melhoria da sua qualidade de combustão, e os processos de tratamento foram importantes para o ajuste final das características dos derivados. Nos dias de hoje, os processos de hidrorrefino estão entre os de maior importância, porque conferem grande flexibilidade ao refino, permitindo o processamento de petróleos mais baratos e viabilizando o atendimento às crescentes exigências ambientais e de saúde ocupacional. Finalmente, as unidades de

tratamento de efluentes líquidos, sólidos ou gases assumem hoje posições de destaque por viabilizarem o desenvolvimento sustentável do refino, de acordo com Quelhas et al. (2011).

No Brasil, em 1954, nasceu a Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras, que, ao ser constituída, recebeu do Conselho Nacional do Petróleo os campos de petróleo do recôncavo baiano, as refinarias de Mataripe-BA e de Cubatão-SP (em fase de construção) e a Frota Nacional de Petroleiros, além dos bens da Superintendência de Industrialização do Xisto, conforme Quelhas et al. (2011).

A partir de então, foram implantadas as demais refinarias, que operam ainda hoje no Brasil, conforme a cronologia e respectiva capacidade, apresentadas na Tabela 1.

Tabela 1 – As refinarias brasileiras: início de operação e capacidade atual (2009).

<i>Refinaria</i>	<i>UF</i>	<i>Início de operação</i>	<i>Capacidade atual (m³/d)</i>
Riograndense ^a	RS	1937	2.500
Landulfo Alves de Mataripe – RLAM	BA	1950	43.800
Presidente Bernardes Cubatão – RPBC	SP	1954	26.090
Capuava – RECAP ^b	SP	1955	8.320
Manaus – REMAN ^b	AM	1956	7.220
Duque de Caxias – REDUC	RJ	1960	38.000
Lubrificantes e Derivados de Petróleo do Nordeste – LUBNOR ^c	CE	1966	1.100
Planalto Paulista – REPLAN	SP	1971	57.300
Getúlio Vargas – REPAR	PR	1977	29.670
Gabriel Passos – REGAP	MG	1970	23.710
Alberto Pasqualini – REFAP	RS	1970	29.670
Henrique Lage – REVAP	SP	1980	39.410

^aEx-Ipiranga; ^bIncorporadas à Petrobras em 1974; ^cAté 1998, produzia somente asfalto e óleos combustíveis, e era denominada ASFOR.

Fonte: QUELHAS et al., 2011.

A *American Society for Testing and Materials* (2011) define o petróleo como “uma mistura de hidrocarbonetos, de ocorrência natural, geralmente no estado líquido, contendo ainda compostos de enxofre, nitrogênio, oxigênio, metais e outros elementos”.

O petróleo bruto está comumente acompanhado por quantidades variáveis de outras substâncias, tais como água, matéria inorgânica e gases dissolvidos. Uma vez que os constituintes do petróleo, hidrocarbonetos e os demais compostos presentes, podem ocorrer nos estados gasoso, líquido e sólido em proporções variáveis, forma-se uma dispersão coloidal, conforme Quelhas et al. (2011).

Tanto a composição química quanto a aparência do petróleo podem variar muito. Seu aspecto pode ser viscoso, com tonalidades desde o castanho-escuro até o preto, passando pelo verde. Quando ocorrem como óleos de baixa densidade, apresentam um alto potencial de produção de derivados combustíveis leves, como a gasolina; quando muito escuros, viscosos e densos, possuem grandes proporções de derivados pesados, como o asfalto, de acordo com Speight (1991).

A composição elementar do petróleo varia pouco, como ilustrado na Tabela 2, o que pode ser explicado pelo fato de ser constituído por séries homólogas de hidrocarbonetos, que são substâncias compostas por átomos de carbono e hidrogênio, com tamanhos de cadeia que vão desde um átomo de carbono – o metano – até 60 ou mais, conforme Speight (1991).

Tabela 2 – Composição elementar média do petróleo.

<i>Elemento</i>	<i>% em massa</i>
Carbono	83,0 a 87,0
Hidrogênio	10,0 a 14,0
Enxofre	0,05 a 6,0
Nitrogênio	0,1 a 2,0
Oxigênio	0,05 a 1,5
Metais (Fe, Ni, V etc.)	< 0,3

Fonte: SPEIGHT, 1991.

Os outros elementos presentes aparecem geralmente associados às moléculas de hidrocarbonetos e, normalmente, em maiores teores nas frações pesadas do petróleo. Apesar da pequena variação da composição elementar dos petróleos, suas propriedades físicas podem variar bastante de acordo com a proporção dos diferentes tipos de compostos presentes, de acordo com Speight (1991).

2.2 PRINCIPAIS CONTAMINANTES PRESENTES NO PETRÓLEO

Na “vida útil” de um poço de petróleo, chega sempre o momento em que uma grande quantidade de água começa a ser extraída junto com o óleo, seja devido às próprias condições do reservatório, seja como uma consequência da injeção de água no processo de recuperação secundária do poço. A quantidade dessa água que vem junto com o petróleo varia tipicamente de 0,5 a 10 % em volume, mas pode alcançar valores da ordem de 50 %. Poços que se

encontram na sua fase final de produção podem estar produzindo somente água. A água associada com o petróleo pode estar presente em três formas distintas: como água livre, água emulsionada e água solúvel, de acordo com Quelhas et al. (2011).

Água livre – Como a água e o óleo são líquidos imiscíveis, há situações em que não há tempo suficiente para um íntimo contato água-óleo, a água estará escoando junto com o óleo, porém em fases distintas. Nessas condições, a separação entre as fases é facilmente obtida por decantação.

Água emulsificada – Havendo uma mistura muito íntima entre a água e o óleo, devido ao escoamento turbulento ou ao grande cisalhamento criado por bombas, válvulas, etc., a água se dispersará em gotículas muito pequenas, dando origem a uma emulsão água-óleo. A desidratação do petróleo consiste principalmente na remoção da água presente no óleo, o qual se encontra sob a forma de uma emulsão.

Água solúvel – Embora sejam considerados líquidos imiscíveis, existe uma pequena solubilidade da água em óleo, a qual depende da temperatura, da estrutura dos hidrocarbonetos presentes na fração e também das outras funções químicas existentes no petróleo.

A água obtida junto com o petróleo nos campos de produção é, na realidade, uma solução salina (salmoura), a qual contém também partículas sólidas dispersas (sedimentos). Essa salmoura, em muitos aspectos semelhante à água do mar, pode apresentar concentrações salinas da ordem de 300.000 ppm e, raramente, a concentração de sais chega a valores inferiores a 15.000 ppm. São muito comuns valores da ordem de 20.000 a 130.000 ppm, conforme Quelhas et al. (2011).

2.3 O PRÉ-TRATAMENTO DO PETRÓLEO

Várias são as razões para a remoção de todos os contaminantes presentes no óleo cru. Além dos problemas operacionais provocados durante o refino, não há interesse em transportá-lo junto ao óleo cru, pois além dos problemas relacionados à corrosão e à erosão, essa carga extra também sobrecarrega o sistema de bombeamento, de acordo com Quelhas et al. (2011).

A desidratação é o primeiro tratamento que se processa nos campos de produção de petróleo. A redução no teor de água e de sais diminui drasticamente o teor de contaminantes, mas isso não é suficiente para deixar o óleo em condições adequadas às operações de refino.

Considerando que, após a desidratação nos campos de produção, o teor de água residual, expresso em BS&W, seja da ordem de 1 % em volume, e que essa água possua um teor de sais, expresso em NaCl, na ordem de 30.000 mg/L, o petróleo chegará à refinaria com um teor de sais de aproximadamente 300 mg/L, desde que não haja contaminação com a água salgada durante o transporte. Por força de legislação, desde 1984, as refinarias não podem receber óleos com teor de sais (expresso em NaCl) acima de 570 mg/L. Caso não haja o devido tratamento do óleo que apresente teores elevados de água, sais e sedimentos, sérios danos às unidades de processo poderão ocorrer, os quais limitariam o tempo de campanha e onerariam o custo do processamento. As principais consequências da presença dos citados contaminantes são descritas abaixo, conforme Quelhas et al. (2011).

Corrosão nos equipamentos – Os cloretos são os principais agentes causadores da corrosão nos equipamentos da unidade de destilação. A corrosão provoca, inicialmente, a redução da espessura das paredes dos equipamentos e, com o seu progresso, começam a aparecer furos que ocasionam vazamentos, os quais podem causar sérios danos às instalações, além de proporcionar riscos severos à saúde dos trabalhadores. Quando os processos corrosivos alcançam níveis elevados, pode ser necessário parar a unidade para que sejam feitos os devidos reparos, provocando prejuízos financeiros.

Deposição de sais nos equipamentos – Os sulfatos e os carbonatos de metais alcalinos são os principais responsáveis pelos problemas de incrustação nos equipamentos da refinaria. A solubilidade desses sais na água é função dos seguintes fatores: concentração, temperatura de processamento, pH, pressão e teor de sólidos totais dissolvidos.

Basicamente, a solubilidade do carbonato de cálcio em água diminui com o aumento da temperatura e do pH. Já a solubilidade do sulfato de cálcio aumenta com a temperatura até cerca de 38°C e, depois, cai acentuadamente com a elevação da temperatura. Assim, à medida que o petróleo passa pela bateria de pré-aquecimento, esses sais tendem a se separar da salmoura cristalizando-se e, assim, podem incrustar-se nos permutadores de calor situados antes da dessalgadora.

Após a dessalgadora, onde as condições de temperatura e pressão permitem a vaporização parcial do óleo e da água, aumenta a possibilidade de incrustação desses sais, principalmente se esse equipamento não estiver operando com a eficiência devida. Nesse caso, ao ocorrer a vaporização parcial da água, tanto os sulfatos quanto os carbonatos, os cloretos e os sedimentos remanescentes no óleo cru dessalgado, poderão precipitar da

salmoura e incrustar os tubos dos permutadores de calor da bateria de pré-aquecimento, ou mesmo os tubos dos fornos de aquecimento e vaporização do petróleo.

Vaporização da água – Se a unidade não tiver uma unidade de dessalinização, ou caso a sua operação esteja ocorrendo de forma ineficiente, o processamento de óleos crus com elevado BS&W pode acarretar:

- aumento no consumo de combustível para aquecer e vaporizar a água;
- instabilidade no processo, principalmente devido à presença de bolsões de água que, ao se vaporizarem bruscamente dentro das torres, causam a elevação repentina da pressão interna, a qual, além de tirar os produtos de especificação, pode provocar danos aos componentes internos das torres.

A vaporização indevida da água nas serpentinas dos fornos pode provocar o efeito de um “martelo hidráulico”, que pode danificar os tubos ou retirá-los do seu suporte.

Consequências nos processos subsequentes – Os sais, os sedimentos e os sólidos extremamente diminutos não retidos na dessalgadora e que não se acumularam na bateria e nos fornos, irão se distribuir nos produtos da destilação, principalmente nos mais pesados, como os gasóleos e o resíduo de vácuo. Contaminantes metálicos poderão causar o envenenamento dos catalisadores empregados no craqueamento catalítico ou no hidrocrackeamento catalítico, quando houver, de acordo com Quelhas et al. (2011).

2.4 DESTILAÇÃO DO PETRÓLEO

O petróleo bruto oriundo do processamento primário é transportado por navios, por oleodutos ou por ambos, até chegar aos terminais regionais, de onde é transferido para a refinaria e armazenado em tanques, conforme Quelhas et al. (2011).

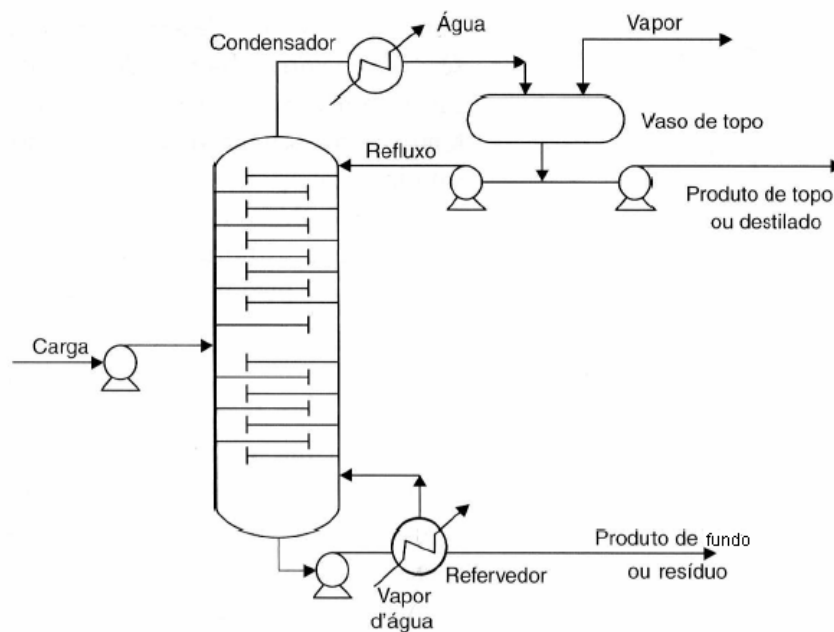
Conforme afirma Quelhas et al. (2011): “Na refinaria, a unidade de destilação é a primeira etapa do processamento, onde o petróleo é separado em misturas complexas de componentes, chamadas de “cortes” ou “frações” de petróleo”.

A destilação é um processo físico de separação e, portanto, não ocorre alteração química dos hidrocarbonetos constituintes do petróleo processado. Por esse motivo, as propriedades físicas dos componentes separados não são modificadas, embora possa ocorrer craqueamento térmico de alguns componentes das frações mais pesadas, devido a elevadas temperaturas de operação, o que é indesejável, mesmo em pequena escala, de acordo com Quelhas et al. (2011).

A capacidade de refino de uma refinaria é medida pela capacidade da unidade ou das unidades de destilação do petróleo. Dependendo da capacidade de processamento para a qual foi projetada a unidade e do esquema de refino previsto, uma unidade de destilação de petróleo pode apresentar várias etapas de fracionamento, ou seja, várias colunas ou torres de destilação, conforme Quelhas et al. (2011).

Uma torre de destilação convencional, além da coluna propriamente dita, compreende outros equipamentos acessórios: o condensador, o vaso de topo e o refeedor, conforme mostrado na Figura 1.

Figura 1 – Torre de destilação convencional.



Fonte: QUELHAS et al., 2011.

A destilação é um processo de separação dos componentes de uma mistura, carga do processo, cujo princípio é a diferença dos pontos de ebulição dos seus componentes individuais, obtendo-se como resultado duas outras misturas de composições diferentes; uma rica nos componentes mais leves, chamada de produto de topo ou destilado, e a outra rica nos mais pesados, chamada de produto de fundo ou resíduo. Para se conseguir o objetivo desejado, são necessários o fornecimento de calor no refeedor e a remoção de calor no condensador, de acordo com Quelhas et al. (2011).

A carga do processo pode ser pré-aquecida, gerando uma mistura líquido-vapor que, ao entrar na coluna de destilação, se separa nas duas fases, sendo que o vapor ascende na

coluna, enquanto o líquido desce. O líquido efluente da coluna, que sai pelo fundo, é encaminhado ao refeedor, onde ocorrerá a vaporização de parte desse líquido, utilizando como fonte de calor um produto quente ou mesmo vapor d'água. O vapor formado é a fonte de calor para a coluna, permitindo a revaporização dos componentes de menor ponto de ebulição (mais leves) do líquido descendente e a condensação preferencial dos componentes de maior ponto de ebulição (mais pesados) do vapor ascendente. A parte não vaporizada do líquido efluente da coluna constitui o produto de fundo, também chamado de resíduo. O vapor efluente da coluna sai pelo topo, passa pelo condensador, onde ocorre a sua condensação total ou parcial, e segue para o vaso de topo, que permite a separação mecânica entre o líquido e o vapor não condensado e garante um nível de líquido suficiente para evitar problema de cavitação nas bombas. O líquido frio se divide em duas correntes: uma que retorna à torre, chamada de refluxo, e outra que constitui o produto de topo, conforme Quelhas et al. (2011).

No interior da torre são colocados dispositivos de contato líquido vapor, mais comumente “pratos” ou “bandejas”, onde o vapor ascendente entra em contato com o líquido descendente, ocorrendo troca de calor e massa, uma vez que estão a temperaturas e composições diferentes. Os componentes mais pesados se condensam, se acumulam no prato, e o excedente desce para o prato inferior, de tal forma que no fundo da coluna a mistura fica concentrada nesses componentes. De forma oposta, os componentes mais leves sobem para os pratos superiores, alcançando o topo da coluna, e são removidos na forma de vapor, de acordo com Quelhas et al. (2011).

O líquido descendente de prato a prato no interior da coluna, chamado de refluxo interno, é gerado a partir do refluxo de topo, que retorna à torre no primeiro prato, sendo o responsável pelo fracionamento que se obtém na torre. Esse refluxo, à medida que desce na coluna, vai ficando cada vez mais concentrado em pesados e com maior temperatura, e, ao mesmo tempo, os vapores se tornam cada vez mais leves e mais frios, ao subirem pela torre, conforme Quelhas et al. (2011).

Nas colunas de destilação de petróleo, algumas bandejas permitem a retirada do líquido coletado e o seu envio para fora da coluna, para posterior processamento ou para armazenamento; são as chamadas painéis de retirada lateral, que dispõem de calhas para acúmulo de líquido, de acordo com Quelhas et al. (2011).

Uma unidade de destilação de petróleo pode ser concebida para produzir todos os cortes ou frações anteriormente descritos, mas nem sempre este é o objetivo da refinaria, em vista dos petróleos processados, dos produtos pretendidos e do esquema de refino adotado. O

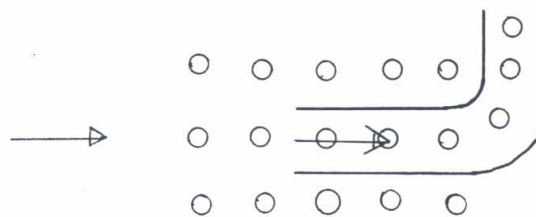
número de frações a serem obtidas terá consequência sobre o número de etapas ou de torres de destilação empregadas para gerá-las. Nas refinarias brasileiras, são encontradas unidades com uma ou até cinco torres de fracionamento, conforme Quelhas et al. (2011).

2.5 AMOSTRAGEM ISOCINÉTICA

Amostra é uma parcela de uma população convenientemente escolhida que apresenta características essenciais da população. Uma amostra representativa é uma amostra que contém em proporção de tudo que a população possui qualitativa e quantitativamente. A população é uma batelada de um hidrocarboneto que será transferido, de acordo com o site da empresa AZ-Armaturen do Brasil Ltda.

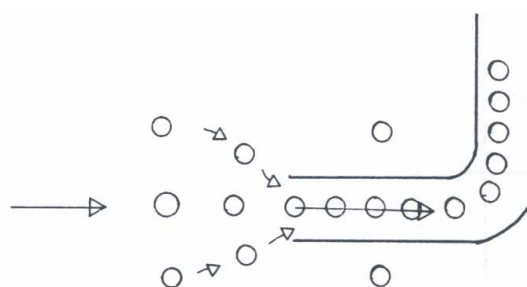
Na amostragem isocinética a velocidade linear no duto de amostragem e na linha principal são iguais, conforme mostra a Figura 2. Na amostragem não-isocinética a velocidade na tubulação principal pode ser maior que a velocidade no duto de amostragem, ocorrendo então a entrada preferencial de água, por apresentar maior densidade que o óleo, conforme Figura 3. Se a velocidade na tubulação principal for menor que a velocidade no tubo de amostragem, ocorrerá a entrada preferencial de óleo, conforme Figura 4.

Figura 2 – Amostragem isocinética.



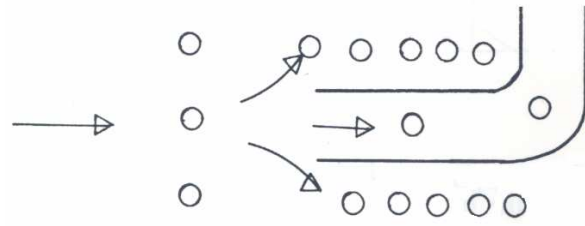
Fonte: Site da empresa AZ-Armaturen do Brasil Ltda.

Figura 3 – Amostragem não-isocinética com velocidade na tubulação principal maior que a velocidade no duto de amostragem.



Fonte: Site da empresa AZ-Armaturen do Brasil Ltda.

Figura 4 – Amostragem não-isocinética com velocidade na tubulação principal menor que a velocidade no duto de amostragem.



Fonte: Site da empresa AZ-Armaturen do Brasil Ltda.

Segundo o site da empresa AZ-Armaturen do Brasil Ltda: “O objetivo de um amostrador isocinético é manter a frequência de amostragem em um oleoduto proporcional à vazão. Obtendo uma amostra representativa de um volume deslocado por um trecho de um oleoduto”.

3. SITUAÇÃO ATUAL

As propriedades de um petróleo, assim como a composição química por elas refletida, são parâmetros que variam amplamente com a localização geográfica de campo produtor. Além disso, para um mesmo campo, ocorrem ao longo do tempo variações nas propriedades do petróleo, associadas, no longo prazo, à maturidade da exploração do campo e, no curto prazo, às condições circunstanciais dos processos de produção do petróleo, de acordo com Quelhas et al. (2011).

Para que se tenha o pleno aproveitamento do potencial de utilização do petróleo, torna-se mandatório um cuidadoso planejamento das operações industriais requeridas para o fracionamento das moléculas de interesse, ou para a transformação de moléculas de baixo valor de venda em outras de mercado mais vasto e rentável. A capacidade de lidar com a variabilidade da matéria-prima e, ainda assim, maximizar os rendimentos de derivados de maior valor agregado será determinante no resultado financeiro da refinaria.

Hoje, aproximadamente 80 % dos petróleos processados nas refinarias brasileiras são de origem nacional. Esta mudança é algo recente, pois há aproximadamente dez anos atrás, 80 % do petróleo processado no Brasil era importado.

O petróleo é transportado por navios, por oleodutos ou por ambos, até chegar ao terminal regional, de onde é transferido para a refinaria através de oleodutos e armazenado em tanques. O petróleo será armazenado e processado conforme a programação da refinaria.

Os tanques que recebem o petróleo apresentam, em média, uma capacidade de 60.000 m³, e os fluxos de recebimento variam entre 1.000 e 2.000 m³/h. Quando o tanque atinge 3,0m de altura de produto são ligados os misturadores. Cada tanque apresenta em média três misturadores.

Durante todo o recebimento do petróleo no tanque, os misturadores permanecem ligados. Depois de concluído o recebimento, o tanque permanece agitando por mais três horas. Após as três horas, os misturadores são desligados e o produto repousa por oito horas. Então, o petróleo é amostrado através do amostrador de costado do tanque, a amostra é encaminhada ao laboratório, onde serão realizadas as seguintes análises: densidade e teor de água e sais.

Segundo Quelhas et al. (2011): “A densidade é definida como a relação entre massa específica a uma dada temperatura e a massa específica de um padrão a uma temperatura de referência”. Existem diversos métodos utilizados na indústria do petróleo para determinação

da densidade, entre os quais se destacam, por sua utilização, o densímetro API e o densímetro digital (Norma ISO 12185 – Método do Tubo-U Oscilatório). O densímetro API é uma alternativa para representação da densidade numa faixa ampliada de valores.

O teor de água emulsionada no petróleo é determinado pelo método ASTM D96, conhecido pelo termo em inglês *Basic Sediments and Water (BS&W)*, expresso em porcentagem em volume. O valor de 1 % é usado como limite máximo para o petróleo a ser enviado para as refinarias, de acordo com Quelhas et al. (2011).

Os sais presentes na água são principalmente: carbonatos, sulfatos e cloretos de sódio, potássio, cálcio e magnésio, e são os principais responsáveis por problemas de corrosão (devido aos cloretos) e incrustação (devido aos sulfatos e carbonatos) durante o refino do petróleo. O método de análise tradicional NBR 15017 determina apenas os cloretos, por titulação com nitrato de prata. Já o método ASTM D3230 se baseia na condutividade elétrica dos sais, contabilizando todos os sais presentes, conforme Quelhas et al. (2011).

Após vinte e quatro horas de repouso o tanque será drenado. Através de um sistema fechado, com o uso de uma bomba, a água decantada no fundo do tanque de petróleo será enviada para um tanque de drenagem.

Concluída a drenagem, ou seja, após toda a água presente no tanque de petróleo ter sido enviada para o tanque de drenagem, o tanque de petróleo está pronto para iniciar o envio de petróleo para a unidade de processamento. Durante o envio para a unidade o tanque deve estar com os seus misturadores ligados.

A unidade de processo, neste caso a destilação, processará o petróleo com os parâmetros definidos conforme a programação da refinaria, visando a otimização do processo e a maximização dos produtos requeridos pelo mercado consumidor.

4. OBJETIVOS

Objetivo geral

Avaliar a viabilidade de implantação de um sistema automático de amostragem isocinética em oleodutos que recebem petróleo em uma refinaria.

Objetivos específicos

- Obter uma amostragem representativa do petróleo de uma refinaria, recebido por oleoduto;
- Avaliar a influência de uma amostra representativa nos ajustes dos parâmetros da unidade de processo que irá processar o petróleo;
- Analisar a quantidade de resíduo gerado por uma unidade de processo desestabilizada, devido à falta de representatividade da amostra do petróleo que está sendo processado.

5. PROPOSTA TECNOLÓGICA

Os amostradores isocinéticos são largamente utilizados no monitoramento de emissões de particulados em chaminés industriais. Na amostragem isocinética a velocidade linear na linha de amostragem e na linha principal são iguais. Estes amostradores têm como objetivo manter a frequência de amostragem em um duto proporcional à vazão.

O objetivo central deste trabalho é avaliar a possibilidade de implantar um sistema automático de amostragem isocinética no oleoduto que recebe o petróleo de uma refinaria.

Com a implantação do amostrador isocinético a amostra do petróleo recebido no tanque através do oleoduto será representativa quando comparada ao sistema atual, amostragem do costado do tanque que recebeu o petróleo.

As refinarias de petróleo brasileiras necessitam cada vez mais representatividade nas amostragens do petróleo recebido, pois atualmente elas processam diversos tipos de petróleo. Com utilização média de 93 % da capacidade nominal, as 12 refinarias da Petrobras no Brasil produziram 291.000 m³/d de derivados em 2010. Do volume total de petróleo processado, 82 % vieram de campos brasileiros, de acordo com Quelhas et al. (2011).

A representatividade da amostra possibilita ajustar os parâmetros da unidade de destilação que irá processar o petróleo, aumentando a produtividade e resultando numa refinaria com unidades de processo estáveis. Unidades de destilação estáveis geram menos resíduos, colaborando diretamente com o meio-ambiente.

6. METODOLOGIA

6.1 ANÁLISE TECNOLÓGICA

Primeiramente foi realizado um levantamento das tecnologias atuais disponíveis no mercado para realização de amostragens isocinéticas em oleodutos de petróleo.

As tecnologias comerciais disponíveis no mercado internacional foram avaliadas em função dos custos de implantação e operação em conjunto com a confiabilidade comparadas com a tecnologia de amostragem do costado após homogeneização.

A análise da tecnologia considerou as melhorias oferecidas pelo novo sistema automático e as questões de processo envolvidas.

6.2 ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA

A escolha da proposta foi baseada em uma avaliação de viabilidade econômica de implantação em conjunto com os custos operacionais e de manutenção do novo sistema proposto.

Além do custo do sistema de amostragem apresentado pela empresa fornecedora, realizou-se uma pesquisa que obteve uma estimativa do custo de instalação do sistema.

Foi realizado um estudo sobre o processo de operação da unidade de destilação atmosférica, entendendo-se então, as consequências que a presença de água no processo pode gerar. Com este estudo, foi possível estimar a redução de carga que ocorrerá na desestabilização do processo e quanto à refinaria deixará de processar por este motivo.

A presença de água na unidade desestabiliza-a e ocasiona um aumento considerável na geração de resíduo, o que está diretamente ligado ao meio ambiente. Estimou-se a quantidade de resíduo gerado, e analisou-se quanto à empresa deixa de ganhar tendo que reprocessar este resíduo.

Comparou-se a mão de obra existente no sistema atual para amostragem e análises do costado do tanque e a mão de obra que será necessária para operação do novo sistema.

Através de avaliação do tempo para amostragem do sistema atual e do tempo para amostragem do sistema a ser implantado, foi possível realizar uma comparação e estimar um tempo de resposta menor para o sistema a ser implantado.

Para obter uma estimativa de lucro de uma refinaria em cada m³ de petróleo processado, foram realizadas pesquisas em relatórios de demonstrações financeiras de uma refinaria, disponíveis na internet, obtendo então o lucro líquido da refinaria em 2010. Através do site da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, foi possível verificar a quantidade de petróleo que esta mesma refinaria processou no ano de 2010. Com estes dois dados, estimou-se o lucro líquido de uma refinaria por m³ de petróleo processado.

Para finalizar o trabalho, foram confrontados os custos para implantar o novo sistema e as perdas que ocorrem com o sistema atual, relatando então a viabilidade de implantação do novo sistema.

7. RESULTADOS E DISCUSSÕES

7.1 TECNOLOGIAS DISPONÍVEIS NO MERCADO

Foi realizada uma pesquisa sobre as tecnologias atuais disponíveis no mercado de amostradores isocinéticos para amostragem de petróleo. Foram escolhidas três tecnologias de diferentes empresas. Contatou-se a empresa representante no Brasil de cada tecnologia e através de e-mails as empresas informaram os dados técnicos de cada equipamento e os custos para implantação de cada sistema.

7.1.1 Amostrador A

A empresa AZ-Armaturen do Brasil Ltda., localizada em Itatiba-SP com representante no Rio Grande do Sul, apresentou o Sistema de Amostragem Isocinética Tipo *Sampling* SIC. É uma tecnologia alemã, fabricada no Brasil.

O Sistema de Amostragem Isocinética AZ tipo SIC consiste em um amostrador multi-feixes para amostragem de fluidos bifásicos, conforme mostra a Figura 5. Foi desenvolvido através de uma parceria entre Cenpes (Centro de pesquisa e desenvolvimento da Petrobras) e AZ Armaturen do Brasil, para atender a necessidade das unidades de produção da Petrobras.

Figura 5 – Sistema de amostragem isocinética AZ tipo SIC.



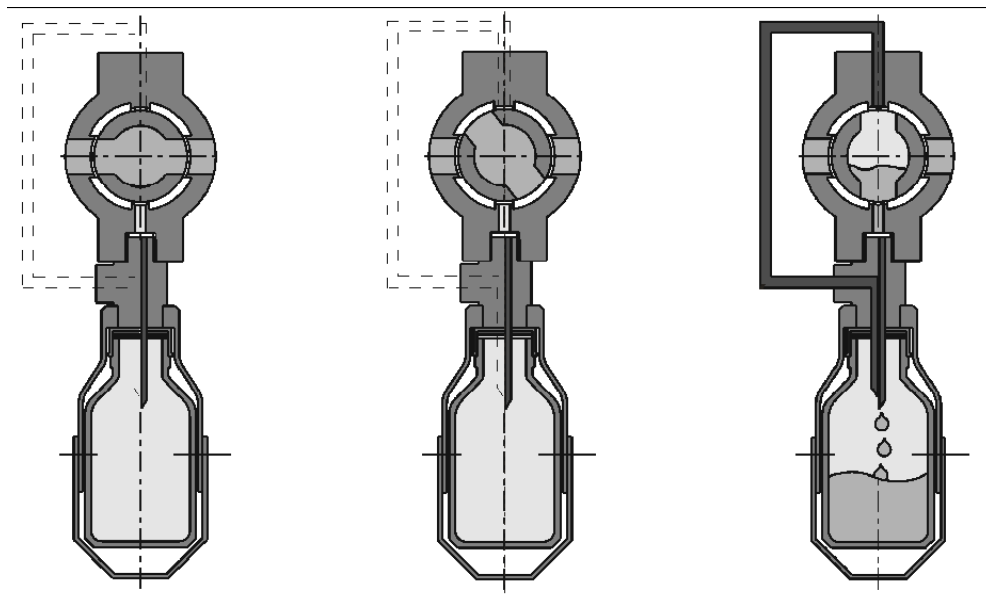
Fonte: Site da empresa AZ-Armaturen do Brasil Ltda.

A empresa explicou o funcionamento do equipamento da seguinte forma:

Os feixes presentes na seção transversal da tubulação desviam uma porção do fluxo para o duto de amostragem, de maneira isocinética, garantindo a representatividade da amostra mesmo se no ponto de amostragem o fluido estiver estratificado. Por ser do tipo multi-feixes o amostrador dispensa a necessidade de condicionamento de fluxo através de misturadores a montante do ponto de amostragem.

A válvula *sampling* AZ faz as extrações, transferindo um volume fixo, determinado pelo tamanho da cavidade do obturador da válvula (macho), para o recipiente. Essa transferência é feita por gravidade, não há comunicação direta da linha com o recipiente. A Figura 6 apresenta a válvula *sampling* em funcionamento.

Figura 6 – Válvula *sampling* em funcionamento.



Fonte: Site da empresa AZ-Armaturen do Brasil Ltda.

O acionamento da válvula *sampling* pode ser manual ou automático, através de atuadores. Os atuadores podem ser pneumáticos ou elétricos, atendendo a classificação de área.

A frequência de amostragem é determinada pelo controlador. O controlador recebe o sinal do medidor de vazão, totaliza esse valor e a partir de um dado volume pré-determinado, envia o sinal para a válvula *sampling* fazer as extrações. Sendo assim, as extrações são proporcionais à vazão, mas caso a vazão varie menos que 10%, a frequência de amostragem pode ser proporcional ao tempo.

Através do controlador sabem-se quantas extrações já foram feitas, número total de extrações, se a válvula *sampling* está amostrando, se o recipiente está cheio, se existe recipiente fixado no sistema de amostragem, etc.

O equipamento pode ser dos seguintes materiais: aço carbono, aço inox ou outras ligas metálicas. Ele pode ser projetado para tubulações nos diâmetros de 3” a 20” e é indicado para uma classe de pressão de 150 a 600 Lbs. A montagem pode ser horizontal ou vertical.

Quanto à manutenção: o reajuste do macho para proporcionar uma nova vedação, pode ser realizado sem a retirada da válvula *sampling* da linha e também existe possibilidade de troca da válvula *sampling* sem parada de produção.

A AZ-Armaturen do Brasil Ltda. vende o produto, fornece auxílio e garantia de um ano. A manutenção pode ser realizada no campo se não for muito complexa, ou então, pode-se parar o duto e enviar o equipamento para a fábrica novamente. A instalação é por conta do cliente final. O custo do equipamento para ser instalado em um duto de 20” é de aproximadamente R\$ 85.000,00.

7.1.2 Amostrador B

A empresa Metroval Controle de Fluidos Ltda., localizada em Nova Odessa-SP, apresentou o amostrador *Welker Crude Oil Sampler*. É uma tecnologia americana, produzida pela *Welker Engineering Company*, localizada em Sugar Land, no estado do Texas, nos Estados Unidos.

A empresa ressaltou as seguintes propriedades do seu produto:

As principais empresas petrolíferas e as agências de inspeção de carga de petróleo no mundo inteiro confiam no *Welker Crude Oil Sampler* pela sua extrema precisão e confiabilidade.

O *Welker Crude Oil Sampler* extrai uma amostra representativa de um oleoduto e bombeia para um recipiente de amostra adequado. O amostrador pode ser utilizado para uma grande variedade de volumes de amostra (0,065 mL a 30 mL).

O sistema de amostragem apresenta as seguintes características e vantagens:

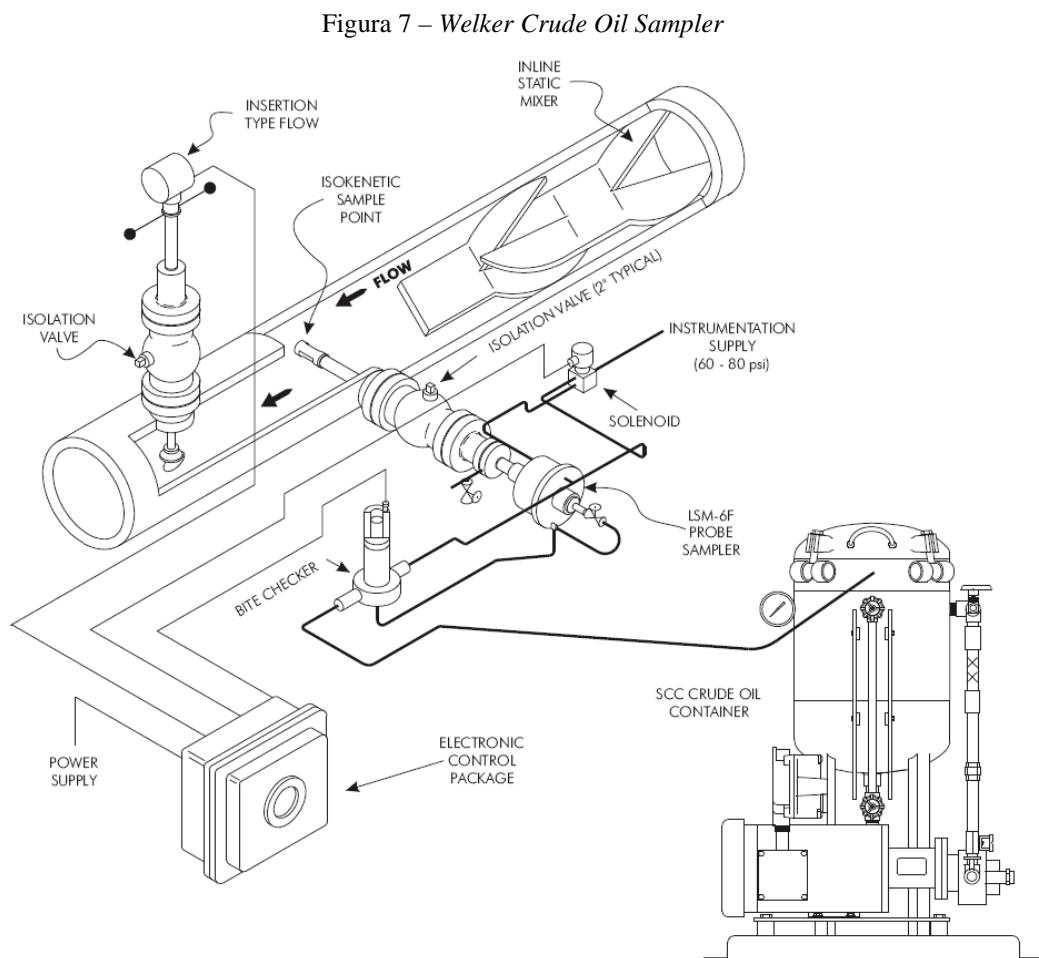
- O amostrador apresenta “cabeça de recolha” isocinética, o que fornece uma amostra consistente em função do fluxo;
- A câmara de amostragem apresenta espaços 100% vazios, evitando o acúmulo de resíduos entre as amostragens e impedindo o acúmulo de parafinas;

- A bomba é de deslocamento positivo, podendo bombear o produto independentemente da sua viscosidade;
- A simplicidade do projeto;
- Os selos são de alta tecnologia;
- Os sistemas são completos, projetados e construídos pela *Welker*.

Especificações do sistema de amostragem:

- Pressão do oleoduto: atmosférica até 2200 psi (152 bar);
- Conexão de amostragem: 2”;
- Diâmetro da tubulação: 18” a 24”;
- Temperatura: ambiente a 260°C;
- Recipiente de amostra: cilindros de transporte que podem variar sua capacidade entre 500 mL e 4.000 mL.

A Figura 7 apresenta um esquema do *Welker Crude Oil Sampler*.



Fonte: Site da empresa Metroval Controle de Fluidos Ltda.

A empresa Metroval, representante da *Welker* no Brasil, vende o produto e fornece assistência à especificação, instalação e manutenção efetuada por seus técnicos, sem necessidade de mão de obra estrangeira. A instalação é por conta do cliente final.

O sistema de amostragem custa aproximadamente R\$ 90.000,00 mais o valor de R\$ 8.000,00 referente ao comissionamento e supervisão à partida do sistema.

7.1.3 Amostrador C

A empresa Cameron do Brasil Ltda., com escritório de vendas localizado no Rio de Janeiro-RJ, apresentou o amostrador *C Series Samplers*. É uma tecnologia americana, produzida pela Cameron, localizada em Houston, no estado do Texas, nos Estados Unidos.

A empresa salientou as seguintes propriedades do seu produto:

Por mais de três décadas o *C Series Samplers* tem sido um dos métodos mais precisos e confiáveis de extrair uma amostra do produto a partir de um oleoduto para análise de sedimento e de água (BS&W).

A sonda é atuada por um pulso elétrico recebido pelo controlador, e utiliza a própria pressão existente na linha para encher a câmara de amostragem com o produto. Quando a sonda é atuada, a câmara de tomada de amostra se abre, permitindo que o fluido de processo flua através da mesma. À medida que a janela da sonda gira, a amostra é coletada em seu estado natural sendo, através da própria pressão da linha, conduzida ao receptáculo. Uma vez garantindo-se que o fluido de processo esteja bem misturado e homogêneo antes do ponto de amostragem, bem como, sendo utilizado um processo de amostragem que permita a coleta da amostra diretamente da linha sem alterar a velocidade da linha ou a direção do fluxo, a obtenção de uma amostra representativa é assegurada.

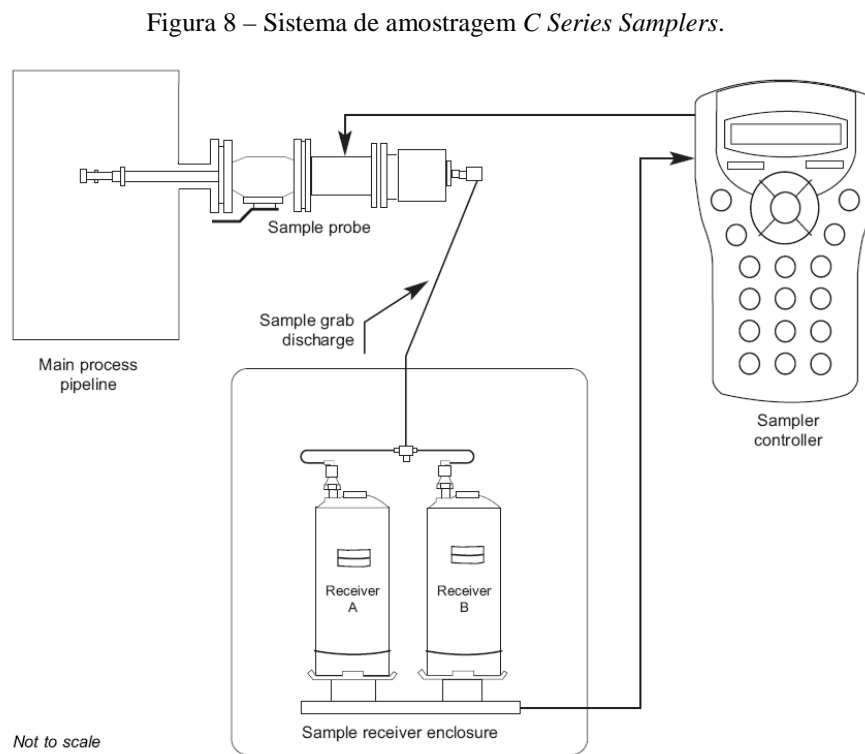
Estes sistemas de amostragem automática têm comumente múltiplos recipientes para produtos distintos ou operações em bateladas, e têm controladores em diversas configurações que permitem a interface com sistemas de computação central.

Principais características do sistema:

- Fluidos: petróleo cru, hidrocarbonetos refinados e produtos químicos não corrosivos com algum grau de lubrificidade;
- Pressão máxima: 1500 psi (acima de 195 psi uma válvula de equalização de pressão é requerida);
- Não requer nenhum circuito hidráulico ou pneumático para capturar a amostra;

- Coleta de 1,5 ou 3,0 mL para cada pulso recebido pelo controlador;
- Amostragens em linhas de 2” a 48”;
- Possibilidade de retirada da sonda com a linha pressurizada através da utilização de uma ferramenta especial chamada *Retriever*;
- Compatível com uma ampla variedade de receptáculos fixos e portáteis, incluindo o sistema automático de circulação e mistura das amostras;
- O controlador controla a frequência de amostragem que pode ser uma função do tempo, da vazão da linha ou de sinais vindos de um CLP ou computador;

A Figura 8 apresenta o esquema do *C Series Samplers*.



Fonte: Site da empresa Cameron.

A empresa Cameron do Brasil Ltda., vende o produto e fornece assistência à especificação, instalação e manutenção. A instalação é por conta do cliente final.

O sistema de amostragem custa aproximadamente R\$ 95.000,00.

7.2 VIABILIDADE TECNOLÓGICA

Após levantamento das tecnologias, leituras sobre cada uma delas e questionamentos aos representantes técnicos de cada empresa, optou-se pela instalação do amostrador A.

A escolha não foi somente por questões de custo para a refinaria. Apesar do amostrador A ser o de menor custo, ele apresenta o sistema de amostragem multi-feixes, diferenciando-o dos amostradores B e C. Não apresenta periféricos como misturadores que antecedem o ponto de amostragem e bombas para coleta da amostra, diminuindo assim a possibilidade de parada do sistema por possíveis problemas nestes equipamentos. Além disso, ele foi desenvolvido através de uma parceria com o Centro de Pesquisa e Desenvolvimento da Petrobras, para atender a necessidade das unidades de produção da Petrobras.

É importante ressaltar que entre as três tecnologias estudadas, a escolhida é a única fabricada no Brasil e o fabricante fornece assistência técnica em todo o território brasileiro.

7.3 INSTALAÇÃO DO SISTEMA

Conforme informado pelas empresas que vendem os sistemas, a instalação do sistema de amostragem isocinética deve ser realizada com mão de obra disponibilizada pela refinaria.

Para a realização dessa instalação estarão envolvidos vários funcionários da refinaria. Será necessário que o programador de produção programe a parada do oleoduto ou que a operação do oleoduto passe a ser por algum desvio do sistema de recebimento, possibilitando o isolamento do trecho onde será instalado o sistema de amostragem isocinética. Após o isolamento do trecho, será necessário que os técnicos de manutenção realizem a drenagem e limpeza para então realizar a instalação do sistema. Estima-se um custo para esta instalação de aproximadamente R\$ 20.000,00 para a refinaria.

O amostrador será instalado no barrilhete do oleoduto de recebimento de petróleo. O barrilhete geralmente está localizado próximo ao ponto de chegada do oleoduto na refinaria. Como as refinarias apresentam uma área extensa, este ponto de chegada do oleoduto geralmente está longe das casas de controle. Será necessária a instalação de fiações do equipamento até a casa de controle mais próxima, via eletroduto. Com estas instalações será possível a comunicação entre o amostrador e os computadores que mandarão os comandos para a realização das amostragens. Para a instalação de aproximadamente 1 km de fiação estima-se um custo de R\$ 50.000,00 para a refinaria. Este investimento poderá ser utilizado

em posteriores instalações no barrilhete, ou seja em instalações de amostradores isocinéticos em outros dutos presente neste barrilhete ou em analisadores em linhas que poderão ser instalados nos oleodutos.

Após a instalação do sistema será necessário que um engenheiro realize no sistema de automação da refinaria a projeção dos comandos que serão realizados à distância, como por exemplo a programação da quantidade de petróleo que será recebido e o volume de amostra. Para esta etapa será necessário aproximadamente 60 horas de engenharia, sendo aproximadamente 40 horas para criação dos comandos e 20 horas para acompanhamento do sistema operando, garantindo assim a sua confiabilidade. Para esta etapa, estima-se um custo de R\$ 12.000,00 para a refinaria.

7.4 A UNIDADE DE DESTILAÇÃO ATMOSFÉRICA

A refinaria necessita representatividade nas amostragens do petróleo recebido, pois atualmente ela processa diversos tipos de petróleo. Com uma amostra representativa é possível ajustar os parâmetros da unidade de processo que irá processar o petróleo, aumentando a produtividade e resultando numa refinaria com unidades de processo estáveis.

A falta de representatividade da amostra pode ocultar a presença de água em um tanque de petróleo. Para entender os problemas causados pela presença de água na carga de uma unidade de destilação, é preciso entender como a unidade processa o petróleo. Então, primeiramente, realizou-se o estudo de uma unidade de destilação atmosférica com capacidade de processamento de 20.000 m³/d de petróleo.

O petróleo empregado como carga da unidade de destilação é uma mistura complexa de hidrocarbonetos na qual estão dispersos água, sais inorgânicos quase sempre totalmente dissolvidos na água e sólidos finamente subdivididos. Estes materiais causam sérios problemas como:

- 1) Corrosão nos sistemas de topo das torres, causadas por HCl oriundo de hidrólise dos cloretos de cálcio e magnésio.
- 2) Escoamento difícil provocado por perdas de carga elevadas nos permutadores e fornos, devido à deposição de sais e sólidos no interior dos equipamentos. Estes depósitos também prejudicam a troca térmica.

3) Deposição de coque nos tubos dos fornos, já que o sal age como catalisador para formação de coque. O coque formado, além de limitar a vazão, provoca superaquecimento das paredes dos tubos, pois a transferência de calor ao fluido fica prejudicada.

Para evitar tais problemas, é utilizado o processo de dessalgação e desidratação, fazendo com que o petróleo entre em contato íntimo com a água e sua posterior separação através do coalescimento eletrostático induzido.

Uma emulsão é formada quando dois líquidos imiscíveis são colocados em contato e agitados intensificamente. As emulsões consistem, normalmente, no caso das dessalgadoras, de água dispersa no petróleo.

A estabilidade das emulsões depende do grau de agitação a que foram submetidas, bem como da presença de agentes considerados emulsificantes que se localizam na superfície das gotas. No petróleo existem estes agentes (fenóis, asfaltenos, resinas, compostos oxigenados de enxofre, etc.), daí a existência de emulsões que deverão ser quebradas. Sua presença causa diminuição da tensão interfacial das gotas, favorecendo sua dispersão e dificultando seu coalescimento.

O processo de quebra das emulsões pode ser químico e/ou elétrico:

Químico – Consiste da adição de agentes desemulsificantes que deslocam as substâncias emulsificantes para a fase oleosa, favorecendo o coalescimento e decantação das gotas.

Elétrico – Consiste basicamente num processo de precipitação eletrostática. Seu mecanismo consiste em submeter a emulsão à ação de um campo elétrico com elevada diferença de potencial. No caso das dessalgadoras, o campo elétrico é alternado e os mecanismos que levam à quebra de emulsão são:

1) As gotas polarizam-se e tendem a se alinhar segundo as linhas de força do campo elétrico e, desta forma, aproximam-se devido à atração entre as cargas de sinais contrários, fazendo com que as gotas adjacentes se toquem e coalesçam.

2) As mudanças constantes do campo elétrico fazem com que as gotas se movimentem com grande rapidez e, com a mudança de sentido, aumentam as possibilidades de choque e, conseqüentemente, de que as gotas coalesçam.

O processo de dessalgação elétrica do petróleo é dividido em três estágios: aquecimento, mistura e separação.

Aquecimento

Antes de ser transferido para a dessalgadora, o petróleo passa através de uma bateria de trocadores de calor, onde é aquecido para reduzir a sua viscosidade.

Mistura

Para obtenção de uma boa mistura, injeta-se água na corrente de petróleo a montante da bateria de pré-aquecimento e antes das válvulas misturadoras.

A vazão de água injetada depende do teor de sal e do BS&W do petróleo. Os valores recomendados situam-se entre 5 e 10 %. Valores abaixo do recomendado não favorecem a aproximação das gotas e a dispersão dos agentes emulsificantes. Valores muito elevados de água tornam-se prejudiciais ao processo, pois demandam maior tempo de residência e perda de energia.

A água adicionada ao processo tem duas funções principais:

- 1) Dessalgação: diluição da salmoura e solubilização de eventuais cristais de sais dispersos no óleo.
- 2) Desidratação: dispersão da película emulsificante resultante do aumento da interface água-óleo, com conseqüente aumento da tensão interfacial, fazendo com que a emulsão tenha resolução mais fácil.

Valores considerados ótimos para a água:

- Temperatura em torno de 100°C.
- Baixo teor de sal.
- pH entre 6 e 8. Baixos valores provocam corrosão nos equipamentos, já valores elevados de pH levam a formações de sabões (emulsificantes).

Separação

A emulsão entra na dessalgadora através dos distribuidores, sendo em seguida submetida ao campo elétrico entre dois eletrodos horizontais. A água é precipitada juntamente com o sal do petróleo.

O petróleo dessalgado sai continuamente pelo coletor da saída situado no topo do vaso. A água efluente sai pelo fundo.

A interface óleo/água é mantida por um controlador de nível de interface, o qual atua sobre uma válvula na linha de água efluente.

Normalmente, o processo não requer uma injeção de produtos químicos, mas, se a carga receber uma adição muito grande de resíduos, pode ser necessária a injeção de desemulsificantes.

O petróleo que sai da dessalgadora é submetido ao subsistema de pré-aquecimento, composto usualmente de duas baterias de permutadores de calor, que tem por finalidade aquecer a carga da unidade, aproveitando o calor efluente das retiradas laterais e dos refluxos laterais da torre de destilação atmosférica.

Esse aproveitamento de calor possibilita que se consiga:

- melhores condições de operação para o forno;
- economia considerável de óleo combustível, pois o forno precisará fornecer menos calor;
- diminui o consumo de água de refrigeração, pois os produtos que saem para os refrigeradores já se encontram em temperaturas mais baixas.

O petróleo que sai dos permutadores alimenta o forno, que visa fornecer a energia térmica para aquecer e vaporizar parcialmente o petróleo que entrará na torre de destilação atmosférica, onde será fracionado em várias correntes.

Sintomas de presença de água na carga da unidade:

- A vazão de petróleo da entrada aumenta significativamente em relação do que se deseja de carga, com conseqüente aumento do nível de água nas dessalgadoras, tendendo a aterrar o sistema elétrico e, quando isso ocorre, estas deixam de decantar a água.
- Quando ocorre passagem de água, ocorre aumento de pressão na segunda bateria, fornos e torres, levando à queda de temperatura nas saídas dos fornos e degradações nas torres, podendo ocorrer vazamentos em juntas e/ou desbandejamento de torres, dificultando o fracionamento.

Em quase todos os problemas de água na carga as medidas tomadas nas unidades são:

- Redução ou corte total da água de lavagem do petróleo.
- Ajuste nas dessalgadoras visando terminar com o arraste de água para os fornos ou de óleo para esgoto. Faz-se encrementos leves para aumentar o tempo de residência do petróleo na dessalgadora.
- Redução de carga (petróleo) visando aumentar o tempo de residência nas dessalgadoras com conseqüente diminuição de arraste de água.

Para cada ocorrência de presença inesperada de água no petróleo é necessário uma redução de aproximadamente 10 % da carga da unidade, por aproximadamente 24 horas.

Supondo que ocorra 10 situações deste tipo no período de 1 ano, uma refinaria que processa 20.000 m³/d deixará de processar 20.000 m³/ano de petróleo, devido a presença inesperada de água no petróleo.

Através de consultas em relatórios de demonstrações financeiras disponível no site da Refinaria Alberto Pasqualini foi possível verificar que no ano de 2010 o seu lucro líquido foi de R\$ 262.000.000,00. No site da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis verificou-se que esta mesma refinaria processou no ano de 2010, 8.721.684 m³ de petróleo. Com estes dados, é possível estimar que para cada m³ processado de petróleo, a refinaria lucrou aproximadamente R\$ 30,00. Então se uma refinaria deixar de processar 20.000 m³/ano de petróleo, ela deixará de ganhar aproximadamente R\$ 600.000,00.

7.5 RESÍDUO GERADO

Com a unidade de destilação desestabilizada e a dessalgadora aterrada, ocorre o arraste de óleo para a estação de tratamento de resíduo. Quando a unidade está estabilizada e a dessalgadora operando normalmente, o descarte para a estação de tratamento é composto somente por água.

O resíduo que chega na estação de tratamento é composto por água e óleo. A água e o óleo serão separados, a água é tratada e o óleo é enviado para tanques de resíduo e posteriormente injetado junto com a carga da unidade. Cada desestabilização da unidade de destilação gera em média 650 m³ de óleo que deverá ser reprocessado. A quantidade de água contaminada que passará por tratamento, também aumenta significativamente quando comparada com a água que é gerada pela unidade estabilizada.

O reprocessamento é algo indesejado em uma refinaria, pois para reprocessar 1 m³ de resíduo será necessário deixar de processar 1 m³ de petróleo. Supondo que ocorrerão 10 eventos no período de 1 ano, será necessário reprocessar 6.500 m³/ano de resíduo, o que significa deixar de processar 6.500 m³/ano de petróleo. Estimando que para cada m³ processado de petróleo, a refinaria lucra aproximadamente R\$ 30,00. Então se uma refinaria deixar de processar 6.500 m³/ano de petróleo, ela deixará de ganhar aproximadamente R\$ 195.000,00.

É importante ressaltar que a geração de resíduo está diretamente ligada ao meio ambiente. As emissões relacionadas com as refinarias de petróleo são regulamentadas por leis ambientais referentes a impactos nos meios físicos, as quais exigem a instalação de sistemas

para o rígido controle do lançamento de substâncias potencialmente perigosas no ambiente. Por isso, qualquer refinaria se preocupa com a quantidade de resíduo gerado.

7.6 MÃO DE OBRA DE AMOSTRAGEM E ANÁLISES

Na situação atual, o técnico de operação realiza a amostragem do costado do tanque que recebeu o petróleo, identifica e envia para o laboratório. No laboratório o analista realiza as seguintes análises na amostra de petróleo: densidade, teor de água (BS&W) e sais.

Com a implantação do amostrador isocinético, o técnico de operação realizará a troca do frasco de amostra do amostrador isocinético após a conclusão do recebimento de petróleo no tanque, identificará e enviará para o laboratório. No laboratório o analista realizará as mesmas análises que são realizadas atualmente para a amostra de costado do tanque.

Comparando o sistema atual com o sistema do amostrador isocinético implantado, conclui-se que os custos para mão de obra em relação às amostragens e análises serão os mesmos para os dois sistemas.

7.7 TEMPO DE RESPOSTA

O sistema de amostragem isocinética apresenta um tempo de resposta menor quando comparado ao sistema de amostragem do costado do tanque que recebeu o petróleo.

Para amostragem do costado do tanque é necessário após concluir o recebimento do petróleo aguardar três horas de agitação mais oito horas de repouso, para então realizar a amostragem e enviar a amostra ao laboratório. Na amostragem isocinética, no momento em que foi concluído o recebimento do petróleo a amostra é enviada para o laboratório. Sendo assim, com a amostragem isocinética é possível consultar os resultados das análises de densidade e teor de água e sais do petróleo recebido onze horas antes que o método de amostragem do costado do tanque. Este tempo poderá ser ainda maior se por exemplo, for analisada a amostra antes do término da transferência.

Esta antecipação dos resultados através do sistema de amostragem isocinética é algo relevante para uma refinaria. Nos últimos anos, as refinarias sofreram ampliações nas suas unidades de processo, aumentando assim a sua capacidade de produção. Porém, a área de tancagem não sofreu grandes ampliações, em muitos casos isto se deve a falta de espaço físico. Com os resultados de BS&W da amostra obtida através do amostrador isocinético, será

possível otimizar o tempo de repouso para realizar a drenagem do tanque, podendo então reduzir o tempo da situação atual que é de 24 horas.

7.8 VIABILIDADE ECONÔMICA

Considerando o custo do amostrador, da instalação e da automatização do sistema, é possível dizer que a implantação do sistema de amostragem isocinética custará para a refinaria aproximadamente R\$ 167.000,00.

Com o estudo realizado foi constatado que uma refinaria com capacidade de 20.000 m³/d pode deixar de processar 26.500 m³/ano de petróleo por motivos de desestabilização da unidade, podendo esta ter como motivo a falta de uma amostragem representativa do petróleo que está processando.

O processamento de 26.500 m³/ano representa para uma refinaria um lucro líquido de aproximadamente R\$ 795.000,00. Portanto, a implantação do sistema será paga em aproximadamente 3 meses, considerando que com ele será possível uma amostra representativa do petróleo recebido e posteriormente processado pela unidade.

É importante ressaltar que hoje essa implantação pode ser considerada barata, quando se leva em conta os benefícios que ela trará e o tempo em que ela será paga. Isto se deve a evolução da automação industrial, que não para de crescer desde a década de 90.

Além do retorno financeiro que a implantação do sistema irá trazer para a refinaria, não se pode esquecer de dois itens muito importantes e que apresentam valores imensuráveis: meio ambiente e segurança de processo. Com a implantação do sistema será possível reduzir eventuais instabilidades da unidade de destilação, reduzindo assim a geração de resíduos, colaborando diretamente com o meio ambiente. A presença de água na unidade de destilação ocasiona um aumento de pressão na segunda bateria, fornos e torres, levando à queda de temperatura nas saídas dos fornos e degradações nas torres, podendo ocorrer vazamentos em juntas e/ou desbandejamento de torres, isto está ligado diretamente a segurança de processo, uma questão que as refinarias tem discutido muito, colocando em primeiro lugar a segurança que o seu processo apresenta, visando a segurança dos seus funcionários, pois uma vida não tem preço.

8. CONCLUSÃO CRÍTICA

Com o estudo realizado, comprovou-se a viabilidade econômica do sistema automático de amostragem isocinética de petróleo, mostrando que o seu uso possibilita uma refinaria com unidades de processo estáveis, visto que o seu sistema de amostragem apresenta maior representatividade do volume recebido de petróleo do que o sistema utilizado atualmente.

A análise de viabilidade econômica e tecnológica auxiliou muito no desenvolvimento deste projeto, visto que, para obter as informações necessárias para realizá-las, foi necessário analisar todas as etapas do processo envolvidas com a falta de representatividade da amostra.

Com o sistema automático de amostragem isocinética de petróleo implantado na refinaria, ocorrerá a diminuição de desestabilizações da unidade de destilação, conseqüentemente a refinaria apresentará maior produção e menor quantidade de resíduo gerado. O sistema de amostragem isocinética também apresentou um tempo de resposta menor que o tempo obtido pelo sistema atual, sendo este um ponto relevante para a implantação do sistema, tendo em vista o aumento da capacidade de produção, as refinarias estão introduzindo mais unidades de processo, entretanto, geralmente elas não apresentam espaço físico para ampliação da área de tancagem.

No intuito de modernização, o próximo passo será a realização de projetos voltados para avaliar a viabilidade de implantação de analisadores em linha em oleodutos de recebimento de petróleo em refinarias.

REFERÊNCIAS

AMERICAN SOCIETY FOR TESTING AND MATERIALS (ASTM). **Annual Book of ASTM Standards**: section 05 – Petroleum products, lubricants, and fossil fuels. Pennsylvania: ASTM, 2011.

QUELHAS, A. D.; PASSOS, C. N.; LAGE, D. F. S.; ABADIE, E.; SOUSA, E. C. M.; CORDEIRO, F. G.; KRAHL, I. M.; FARAH, M. A.; ARAÚJO, M. A. S.; BRASIL, N. I.; CAMARGO, P. R. C.; PINTO, R. R. C. **Processamento de Petróleo e Gás**: petróleo e seus derivados, processamento primário, processos de refino, petroquímica, meio ambiente. Rio de Janeiro: LTC, 2011. 266 p.

Site da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis: site. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?pg=18599&m>>. Acesso em 19 maio 2012.

Site da empresa AZ-Armaturen do Brasil Ltda. Disponível em: <<http://www.az-armaturen.com.br>>. Acesso em: 15 maio 2012.

Site da empresa Cameron. Disponível em: <<http://www.c-a-m.com>>. Acesso em: 15 maio 2012.

Site da empresa Cameron do Brasil Ltda. Disponível em: <<http://www.camerondobrasil.com>>. Acesso em: 15 maio 2012.

Site da empresa Metroval Controle de Fluidos Ltda. Disponível em: <<http://www.metroval.com.br>>. Acesso em: 15 maio 2012.

Site da Refinaria Alberto Pasqualini. Disponível em: <http://www.refap.com.br/portal/refap/pt_br/demonstracoes-financeiras.htm>. Acesso em: 19 maio 2012.

SPEIGHT, J. G. **The chemistry and technology of petroleum**. 2nd.ed. New York: Marcel Dekker, 1991. 760 p.