

Monografia de Graduação

Estudo da Incorporação de Resíduo Polimérico no Asfalto – Propriedades Físicas

Gildson Bastos Félix

Natal, 2009

GILDSON BASTOS FÉLIX

***Estudo da incorporação de resíduo
polimérico no asfalto – propriedades
físicas***

Esta monografia é parte integrante dos requisitos necessários para a conclusão do curso de Engenharia Química da Universidade Federal do Rio Grande do Norte para obtenção do título de Engenheiro Químico com ênfase em Engenharia de Petróleo.

Orientadores:

**MARIA CARLENISE PAIVA DE ALENCAR MOURA
AFONSO AVELINO DANTAS NETO**

Natal – RN

2009

RESUMO

As indústrias de botões geram toneladas de resíduos poliméricos, estes possuem propriedades que dificultam o processo da reciclagem, por serem polímeros termorrígidos, ou seja, na presença de calor, tornam-se infusíveis e insolúveis, inviabilizando seu reuso no processo industrial. Uma solução que pode ser empregada é a utilização deste material como agregado do CAP (Cimento Asfáltico de Petróleo). Espera-se, com o estudo da incorporação de resíduo polimérico ao asfalto, através da avaliação de suas propriedades físicas antes e após o processo incorporação, obter uma alternativa para o uso deste resíduo, evitando, desta forma, seu descarte ecologicamente incorreto nos aterros sanitários. A incorporação visa, também, a obtenção de novas propriedades físicas que possibilitarão a utilização de um asfalto mais resistente.

Palavras chaves: Asfalto, Resíduo Polimérico e Agregado.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	4
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	6
2.1. Betume	6
2.1.1. Betume x Alcatrão	6
2.1.2. Asfalto	7
2.1.2.1. Cimento Asfáltico de Petróleo - CAP	7
2.1.2.2. Asfalto Diluído de Petróleo – ADP	9
2.2. Polímeros	10
2.2.1. Classificação dos Polímeros	11
2.2.2. Poliéster	12
2.2.2.1. Resinas Poliéster	12
3. ESTADO DA ARTE	14
3.1. Desenvolvimento do asfalto modificado no Brasil	14
3.2. Modificadores de asfalto	15
3.2.1. Polímeros	15
3.2.2. Borrachas (Pneus)	17
4. METODOLOGIA	18
4.1. Ensaios de caracterização	18
4.1.1. Ensaio de Penetração	19
4.1.2. Ensaio de Viscosidade	20
4.2. Procedimento Experimental	21
4.3. Materiais e Equipamentos	22
5. RESULTADOS E DISCUSSÃO	23
5.1. Ensaio de Penetração	24
5.2. Ensaio de Viscosidade Saybolt Furol	25
6. CONCLUSÕES	27
7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	28
8. ANEXO – RELATÓRIO REFERENTE AO ESTÁGIO SUPERVISIONADO.	31

1. INTRODUÇÃO

A degradação do meio ambiente devido à poluição gerada pelos resíduos industriais vem crescendo continuamente ao longo das últimas décadas. Alguns resíduos são facilmente reciclados como o alumínio, já outros possuem algumas propriedades que dificultam o processo da reciclagem, é o caso dos materiais termorrígidos, estes na presença de calor tornam-se infusíveis e insolúveis, inviabilizando o reuso de tais materiais através da reciclagem. As indústrias de botões geram várias toneladas de resíduos poliméricos termorrígidos e uma solução que pode ser empregada, é a utilização deste material como agregante do CAP (Cimento Asfalto de Petróleo). A incorporação deste resíduo polimérico no asfalto pode possibilitar diversos fatores positivos tanto no âmbito ambiental como no econômico. Do ponto de vista ambiental as indústrias deixariam de expor este material à natureza, tal exposição pode chegar aos 500 anos, que é o tempo médio para que ocorra a degradação deste polímero. Pelo lado econômico, esta utilização além de levar as indústrias a economizarem com os aterros sanitários que são utilizados para descarte dos resíduos poliméricos, a incorporação deste material ao asfalto poderá agregar valor ao que atualmente é descartado.

Já foram realizados muitos estudos utilizando polímero como agregado ao asfalto, segundo Specht (2000) apud Cury et al. (2002), ao se combinar asfaltos com determinados polímeros pode-se prevenir a degradação prematura do pavimento, estendendo sua vida útil, reduzindo assim o seu custo de manutenção. Espera-se que com a adição de polímeros haja uma redução da suscetibilidade térmica e um aumento da ductilidade, levando a uma maior resistência a deformações plásticas a altas temperaturas e suprimindo o aparecimento de fissuras por retração térmica e de fadiga. Quando existe uma compatibilidade entre o asfalto e o polímero, as propriedades obtidas pós-incorporação podem contribuir, de maneira efetiva, para a redução da formação das trilhas de roda, da desagregação do revestimento e do trincamento térmico. O uso de asfalto modificado por polímeros também aumenta a vida de fadigado revestimento (Castro & Botaro,2004). As propriedades do matriz asfáltica modificado por polímeros dependem, diretamente das características e concentração dos polímeros e também da natureza do asfalto. Duas classes de

polímeros típicos são usadas para modificação de matrizes asfálticas, os elastômeros e os plastômeros (Lu & Isacsson, 1999).

O asfalto modificado deve ser resistente ao impacto e tenaz. O desempenho dele depende tanto das propriedades de seus componentes individuais quanto da relação entre ligante e agregado.

A utilização deste resíduo polimérico nas misturas asfálticas mostra-se como uma das alternativas ambientalmente adequadas, que pode apresentar grandes reduções de volume desse resíduo descartado a natureza. Portanto o estudo das propriedades físicas do asfalto pós-processo de incorporação do resíduo polimérico é de grande relevância.

Para este estudo será utilizado o CAP 50/60 cedido pela UN - LUBNOR (Lubrificantes e Derivados de Petróleo do Nordeste) localizada na cidade de Fortaleza no estado do Ceará e o resíduo polimérico pela BUNOR (Indústria de Botões do Nordeste) com matriz localizada na cidade de Parnamirim no estado do Rio Grande do Norte.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1. Betume

O betume é mistura que pode ser encontrada no estado sólido a pastoso, constituído por hidrocarbonetos com massas moleculares elevadas e numa alta proporção de átomos de carbono predominantemente superiores a C25 com grandes razões carbono-hidrogênio. Contém também pequenas quantidades de vários metais como níquel, ferro, ou vanádio. É obtido como o resíduo não volátil da destilação do petróleo bruto ou por separação como o refinado de um óleo residual num processo de desasfaltagem ou descarbonização. Apresentando-se no estado sólido a pastoso, com variabilidade de cor amarela à preta . Segundo a história o betume era usado pelos egípcios nas suas gigantescas pirâmides com o intuito de juntar os blocos que as formavam, na Mesopotâmia o betume era empregado na pavimentação de estradas. O betume convencional é geralmente utilizado na produção de misturas betuminosas (com agregados minerais / inertes) a usar na construção, conservação, manutenção e reabilitação de pavimentos rodoviários, sendo aplicado em todo o tipo de estradas, aeroportos e obras hidráulicas. Os betumes convencionais mais leves, isto é, com valores de penetração superiores, são também utilizados em processos industriais e na produção de outros ligantes betuminosos.

2.1.1. Betume x Alcatrão

Alguns profissionais do ramo da pavimentação confundem relativamente o termo alcatrão para designar o betume, na execução de trabalhos rodoviários e hidráulicos. No entanto, estes produtos não têm a mesma origem e são utilizados para fins diferentes. De acordo com a Norma ISO 1998-1: Petroleum industry - Terminology, o alcatrão pode ser definido como: material adesivo, viscoso, produzido por pirólise de carvão, linhite, madeira, etc. A menos que seja especificado o contrário, assume-se que a sua origem é carvão ou material especial, nunca é de origem petrolífera.

2.1.2. Asfalto

O Asfalto é um material aglutinante escuro sendo o betume o seu elemento ativo representando cerca de 99,5 % de sua composição mássica, é constituído de misturas complexas de hidrocarbonetos não voláteis de elevada massa molecular, além de substâncias minerais e resíduos da destilação a vácuo do petróleo bruto, é solúvel em bissulfeto de carbono e torna-se fluido a temperaturas entre 150°C e 200°C. A sua grande utilização está voltada a pavimentação de ruas, estradas e rodovias podendo ser aplicado também para fabricação de tintas anti-corrosivas, confecção de baterias eletroquímicas e impermeabilizantes na construção civil. Os principais asfaltos utilizados na pavimentação são: CAP (Cimento asfáltico de Petróleo), ADP (Asfalto Diluído de Petróleo) e a emulsão asfáltica. Os asfaltos também pode ser encontrado em jazidas naturais, na forma de bolsões de asfaltos, originados da evaporação das frações mais leves (mais voláteis) do petróleo e aflorados à superfície em épocas remotas, estes são denominados de asfaltos naturais.

2.1.2.1. Cimento Asfáltico de Petróleo - CAP

O CAP é o produto resultante da destilação de tipos específicos de petróleo, na qual as frações mais leves (gasolina, diesel e querosene) são retiradas. Por se tratar de um material termossensível é utilizado principalmente para aplicação em trabalhos de pavimentação, pois, além de suas propriedades aglutinantes e impermeabilizantes, possuem características de flexibilidade e alta resistência à ação da maioria dos ácidos inorgânicos, sais e álcalis. É um material complexo que apresenta um comportamento viscoso, caracterizado pela diminuição da rigidez para longos períodos de aplicação de carga, e susceptibilidade térmica, caracterizada pela alteração de propriedades (viscosidade, rigidez, consistência) em função da temperatura (ROBERTS, 1998). Somente sob condições extremas o CAP se comporta como um sólido elástico (baixa temperatura e grande tempo de carregamento) ou como líquido viscoso (alta temperatura e grande tempo de carregamento). O cimento asfáltico pode ser encontrado em diversos graus de

viscosidade e penetração, de acordo com sua consistência. Veja as tabelas abaixo que indicam a classificação do cimento asfalto de petróleo:

**Tabela 2.1 Especificações para Cimento Asfáltico de Petróleo - CAP
Classificação por Penetração (Portaria DNC 5/18.02. 93).**

Características	Unidade	Valores				Métodos	
		CAP 30/45	CAP 50/60	CAP 85/100	CAP 150/200	ABNT	ASTM
Penetração (100g, 5s, 25°C)	0,1 mm	30 a 45	50 a 60	85 a 100	150 a 200	MB 107	D 5
Ductibilidade a 25°C	cm	60 mín.	60 mín.	100 mín.	100 mín.	MB 167	D 113
Índice de Suscetibilidade Térmica ²		(-1,5) a (+1)	(-1,5) a (+1)	(-1,5) a (+1)	(-1,5) a (+1)		
Ponto de Fulgor	°C	235mín.	235mín.	235mín.	220mín.	MB 50	D 92
Solubilidade em tricloroetileno	% massa	99,5 mín.	99,5 mín.	99,5 mín.	99,5 mín.	MB 166	D 2042
Viscosidade Saybolt-Furol, 135°C ³	s	110 mín.	110 mín.	85 mín.	70 mín.	MB 517	E 102D D 2170 D 2161
Efeito do Calor e Ar, 163°C por 5h							
Penetração ¹	%	50 mín.	50 mín.	47 mín.	40 mín.	MB 107	D 5
Varição de Massa	%	1,0 máx.	1,0 máx.	1,0 máx.		MB 425	D 1757

¹ % da penetração original.

$$^2 \text{ Índice de Suscetibilidade Térmica} = \frac{(500 \cdot \log \text{PEN}) + (20 \cdot T^{\circ}\text{C}) - 1951}{120 - (50 \cdot \log \text{PEN}) + T^{\circ}\text{C}},$$

(2.1)

onde: T°C = Ponto de Amolecimento.

³ Permitida a sua determinação pelo método ASTM D 2170 e posterior conversão para o método ASTM D.

Tabela 2.2 Especificações para Cimento Asfáltico de Petróleo - CAP
Classificação por Viscosidade (Portaria DNC 5/18.02. 93).

Características	Unidade	Valores			Métodos	
		CAP-7	CAP-20	CAP-40	ABNT	ASTM
Viscosidade a 60°C	P	700 a 1500	2000 a 3500	4000 a 8000	MB 827	D2171
Viscosidade Saybolt-Furol, 135°C	s	100 mín.	120 mín.	170 mín.	MB 517	E 102D
						D 2170
						D 2161
Viscosidade Saybolt-Furol, 177°C	s	15 a 60	30 a 150	40 a 150	MB 517	E 102D
						D 2170
						D 2161
Ductibilidade a 25°C	cm	50 mín.	20 mín.	10 mín.	MB 167	D 113
Índice de Susceptibilidade Térmica ²		(-1.5) a (+1)	(-1.5) a (+1)	(-1.5) a (+1)		
Penetração (100g, 5s, 25°C)	0.1 mm	90 mín.	50 mín.	30 mín.	MB 107	D 5
Ponto de Fulgor	°C	220 mín.	235 mín.	235 mín.	MB 50	D 92
Solubilidade em tricloroetileno	% massa	99.5 mín	99.5 mín	99.5 mín	MB 166	D 2042
Densidade (20/4°C) mínima		0.9990	0.9990	0.9990		D 70
Efeito do Calor e Ar, 163°C por 5h						
Razão de Viscosidade ¹		4.0 máx.	4.0 máx.	4.0 máx.		
Variação de Massa	%	1.0 máx.	1.0 máx.	1.0 máx.	MB 425	D 1757

$$1 \quad \text{Razão} = \frac{\text{Viscosidade a } 60^{\circ}\text{C após RTFOT ou TFOT}}{\text{Viscosidade a } 60^{\circ}\text{C antes RTFOT ou TFOT}} \quad = \quad (2.2)$$

$$2 \quad \text{Índice de Suscetibilidade} = \frac{(500 \cdot \log \text{PEN}) + (20 \cdot T^{\circ}\text{C}) - 1951}{120 - (50 \cdot \log \text{PEN}) + T^{\circ}\text{C}}, \quad (2.3)$$

onde T°C = Ponto de Amolecimento

³ Permitida a sua determinação pelo método ASTM D 2170 e posterior conversão para o método ASTM D 2161.

2.1.2.2. Asfalto Diluído de Petróleo – ADP

O asfalto diluído de petróleo é obtido a partir do CAP e diluentes apropriados (gasolina, nafta e querosene). São utilizados em pavimentação por penetração e aplicados em temperaturas mais baixas que as usualmente empregadas quando se usa CAP. As principais aplicações do ADP são: tratamentos superficiais, pré-misturados a frio, imprimação de bases impermeabilizantes e pintura de ligação. São classificados pelo Departamento Nacional de Combustível

(DNC) de acordo com a velocidade de cura em três categorias: cura rápida-CR (o CAP é diluído com gasolina ou nafta), cura média-CM (o CAP é diluído com querosene) e cura lenta-CL, este último (CAP CL) não é produzido no Brasil.

2.2. Polímeros

Polímero é uma macromolécula natural ou sintética, com alto peso molecular, formada pelo encadeamento de unidades moleculares fundamentais chamadas monômeros. Alguns polímeros naturais, como as proteínas, são compostos de um só tipo de monômero, mas a maioria dos polímeros naturais e sintéticos é formada de vários tipos de monômeros chamados de copolímeros.

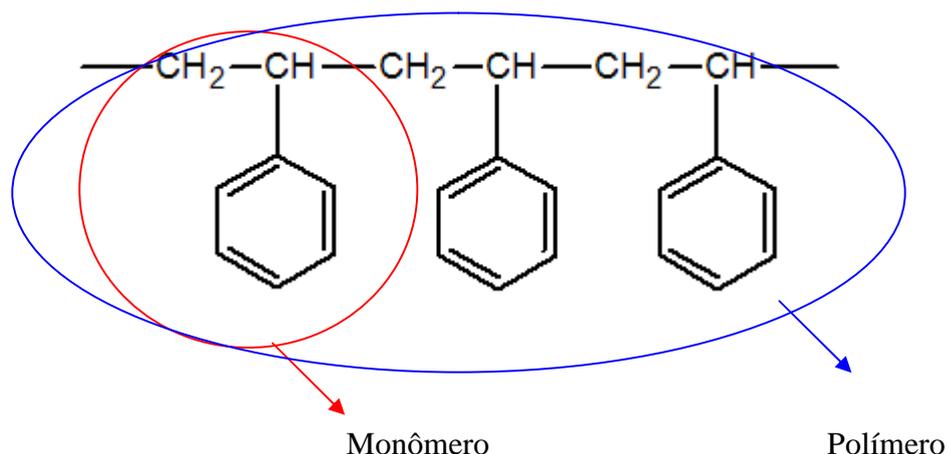


Figura 2.1 Ilustração de um encadeamento de monômeros formando o polímero.

A polimerização é a reação química que dá origem aos polímeros, esta reação é principalmente diferenciada em dois tipos: por adição e por condensação. As polimerizações por adição são normalmente conduzidas na presença de catalisadores, os quais, em certos casos, exercem controle sobre detalhes estruturais que têm efeitos importantes nas propriedades do polímero, tais catalisadores permitem que os monômeros reajam para produzir um polímero sem formar subprodutos, de tal forma que o polímero conserve a mesma proporção de átomos da molécula original. Na polimerização por condensação, cada etapa do processo é acompanhada da formação de uma molécula de um composto simples,

geralmente a água. A variedade de polímeros produzidos pelo homem é muito grande, podendo-se inclusive, produzir diferentes polímeros a partir do mesmo monômero, bastando para isso conduzir a reação em diferentes graus de polimerização.

2.2.1. Classificação dos Polímeros

Os polímeros podem ser classificados principalmente pelas seguintes abordagens:

- Em relação a sua ocorrência: naturais ou sintéticos
- Em relação a sua preparação: adição ou copolímeros
- Em relação a sua cadeia: homogêneos ou heterogêneos
- Em relação a sua estrutura: lineares ou tridimensionais
- Em relação as suas propriedades mecânicas: termorrígidos, elastômeros e/ou termoplásticos

Destas classificações a mais utilizada é a de Dismen que relaciona as propriedades mecânicas e de fusibilidade dos materiais poliméricos, dividida em quatro grupos distintos:

Termoplásticos: é o polímero que, quando elevada a sua temperatura, este material aumenta a sua maleabilidade, chegando a um ponto semelhante a materiais fundidos. Este material polimérico sintético, que quando sujeito à ação de calor facilmente se deforma podendo ser remodelado e novamente solidificado mantendo a sua nova estrutura; isto acontece porque as cadeias macromoleculares dos termoplásticos se encontram ligadas por Forças de Wan Der Waals ou por Pontes de Hidrogénio que se quebram por ação do calor fundindo-se o material. Ao ser novamente aquecido voltam a ser restabelecidas as ligações intermoleculares, não havendo desta forma quebra das ligações covalentes dos monómeros que formam as macromoléculas, facilitando desta forma a reciclagem deste material. Exemplos de termoplásticos são o polipropileno, polietileno, o PVC, entre outros.

Termofixos: São polímeros que formam ligações cruzadas ao serem aquecidos, tornando-se infusíveis e insolúveis. Exemplos: Resina fenol-formol, resina melamina-formol, resina uréia-formol.

Elastômeros: São materiais poliméricos de origem natural ou sintética que, após sofrerem deformação sob a ação de uma força, retornam a sua forma original quando esta força é removida. Comumente são conhecidos como *borrachas*. Exemplos: polibutadieno, borracha nitrílica, poli (estireno-co-butadieno).

Elastômero-termoplástico: São aqueles que ao serem aquecidos se comportam como termoplásticos, mas em temperaturas mais baixas possuem propriedades elásticas. Exemplo: SBS (estireno butadieno, estireno).

2.2.2. Poliéster

O poliéster ($C_{10}H_8O_4$)_n é uma categoria de polímeros o qual contém o grupo funcional éster em sua cadeia principal. Os poliésteres existem na natureza, mesmo assim o seu nome é usado para se referir a produtos sintéticos, como o plástico. Desses sintéticos pode-se destacar o policarbonato e especialmente o Poli Tereftalato de Etila (PET). O poliéster é a principal matéria prima nas indústrias de botões.

2.2.2.1. Resinas Poliéster

São formadas por um grupo de polímeros de alto peso molecular, resultantes da condensação de ácidos carboxílicos com glicóis, classificando-se como resinas saturadas ou insaturadas, esta classificação depende designadamente dos tipos de ácidos utilizados, que irão diferenciar o tipo de ligação entre os átomos de carbono da cadeia molecular.

Resina Poliéster Saturada: É obtida com uma reação entre um biálcool e um biácido saturado, dando como resultando um produto termoplástico, cuja cadeia molecular é composta apenas por simples ligação entre os átomos de carbono, o que caracteriza a flexibilidade dos produtos obtidos com o poliéster saturado. Pode ser utilizado com ou sem reforço, e seu emprego é bem diverso: filmes, fibras sintéticas, plastificantes (poliméricos) e até produtos de engenharia como tampa de tanque de combustível etc. Um exemplo é o etileno glicol tereftalato, que é obtido pela reação do etileno glicol com o ácido tereftálico.

Resina Poliéster Insaturada: Resinas de poliéster insaturadas consistem basicamente de um polímero alquídico, contendo insaturações vinílicas dissolvidas em um monômero reativo, normalmente o monômero de estireno. É obtido pela reação entre um ácido insaturado e um biálcool, resultando num produto termofixo, cuja cadeia molecular é composta por simples e duplas ligações entre os átomos de carbono. É diluído num monômero vinílico, inibido, para facilitar sua utilização. Inicialmente encontra-se no estado líquido e após a adição de promotores transforma-se no estado sólido, caracterizando uma estrutura termofixa irreversível. Pode ser utilizado com ou sem reforço, se bem que uma vez reforçado se transforma em um plástico de engenharia com ótimas propriedades físico-mecânicas, substituindo muitas vezes materiais como ferro, aço e concreto.

3. ESTADO DA ARTE

3.1. Desenvolvimento do asfalto modificado no Brasil

No Brasil, na década de 90, o Centro de Pesquisas da Petrobrás (CENPES) começou a desenvolver pesquisas voltadas à área de materiais asfálticos modificados por polímeros, com o objetivo principal de estudar o desempenho desses materiais. Foram realizados, também, alguns experimentos com materiais asfálticos modificados por borracha de pneus moída. A Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC) desenvolveu uma pesquisa que tinha como objetivo comparar tipos de borracha de diferentes fornecedores e processos de produção (Oda & Júnior 2001).

As aplicações de asfalto borracha em rodovias brasileiras se iniciaram em escala comercial após o ano de 2000, depois da realização do 1º congresso mundial sobre o assunto, em Portugal. Hoje, pode-se afirmar que o Brasil, em particular a Petrobrás Distribuidora, domina a tecnologia de produção, transporte e aplicação do asfalto borracha, com centenas de quilômetros já aplicados nas principais rodovias do país (CONCER, 2007).

O asfalto-borracha surgiu como uma solução para os 30 milhões de pneus descartados por ano no Brasil. A questão ambiental é o item mais relevante em torno do desenvolvimento do asfalto-borracha. Como cada quilômetro de asfalto borracha demanda mil pneus, a cobertura de 10% da malha rodoviária do país consumiria 16 milhões de pneus. Sua aplicação poderá extinguir gradativamente os depósitos clandestinos de pneus, material capaz de permanecer 400 anos no ambiente sem se degradar (Castro, 2007).

O Departamento Autônomo de Estradas de Rodagem (DAER) desenvolveu um equipamento de ensaio de intempéries e desgaste físico para testar o revestimento em condições de uso. Os aparelhos simulam, em 60 dias, o desgaste de dez anos de uso sob a ação de 50 toneladas de massa por minuto, incluindo a produção de chuva artificial. O trecho piloto do asfalto borracha a cargo do DAER fica na RS-122, na rota da serra gaúcha. O asfalto-borracha aumenta em 43% a durabilidade da superfície da pista, melhorando a aderência e diminuindo a

ocorrência de acidentes ocasionados por derrapagens e aquaplanagem (Castro, 2004).

São exemplos de alguns trechos pavimentados com o asfalto-borracha:

- Em 2001, a concessionária de rodovias Univas, testou o material num trecho de 70 metros na BR-116. Atualmente, 200 quilômetros de asfalto-borracha cobrem alguns trechos das estradas brasileiras (Castro, 2004);
- Em 2004, a concessionária de rodovias CONCER recapeou um trecho da BR-040 e duplicou o trecho do Km 799 ao Km 810 em Juiz de Fora, utilizando a técnica do asfalto-borracha (Valente, Campos, Dutra, 2007);
- Em 2006, a ECOVIAS concluiu o recapeamento de todo o trecho de serra da Via Anchieta, em um total de 28 km, e recuperou outros trechos da Via Anchieta e Rodovia dos Imigrantes (Valente, Campos, Dutra, 2007).

3.2. Modificadores de asfalto

3.2.1. Polímeros

As experiências utilizando materiais betuminosos com polímeros objetivando melhorar o desempenho dos asfaltos, não são recentes. Em 1901, iniciaram-se as aplicações práticas dos asfaltos modificados. Em 1902, em Cannes, foi construída a primeira rodovia usando asfalto modificado. Todas as modificações nos asfaltos, antes da Segunda Guerra Mundial foram feitas com borracha natural, pois este era o único material avaliado adequadamente na época. Os relatos quanto ao desempenho da rodovia foram positivos e, com o desenvolvimento dos materiais sintéticos macromoleculares, após a Segunda Guerra Mundial, novos materiais foram avaliados para serem utilizados como modificadores de asfalto (Zanzotto & Kennepohl, 1996 apud Amaral, 2000).

Quando se adiciona polímeros à matriz asfáltica, pretende-se, principalmente, aumentar a impermeabilidade, impedindo a deterioração pela água, diminuir a fragilidade à baixas temperaturas e o desgaste por abrasão (Botaro et al., 2006).

Duas classes de polímeros são usadas para modificação de matrizes asfálticas, os elastômeros e os plastômeros. Os elastômeros são utilizados para

aumentar a resistência e a flexibilidade dos pavimentos, enquanto os plastômeros aumentam a rigidez e a estabilidade da blenda. Quando existe uma compatibilidade entre a matriz asfáltica e o polímero, as propriedades das blends formadas podem contribuir, de maneira efetiva, para a redução da formação das trilhas de roda, da desagregação do revestimento e do trincamento térmico. O uso de matriz asfáltica modificada por polímeros também aumenta a vida de fadiga do revestimento (Castro & Botaro, 2004).

Os polímeros utilizados para a incorporação nos asfaltos podem ser termorrígidos e termoplásticos. Exemplos de termorrígidos são: as resinas epóxicas, poliuretanos e poliésteres. Os termoplásticos são: o poli(cloreto de vinila) (PVC), polietileno e poli-isobutilenos, borracha de estireno-butadieno (SBR), etileno-acetato de vinilo (EVA) e estireno-butadieno-estireno (SBS), borracha natural e artificial (Talavera, Meneses, Madrid, 2001).

Copolímeros de poliblocos de estireno-butadieno-estireno (SBS) são provavelmente os mais usados em asfaltos modificados. Recentemente um novo modificador de asfalto, o etileno-glycidyl-acrylate (EGA), tem sido testado. Este copolímero, supostamente, reage quimicamente com o asfalto e é sugerido que baixas concentrações de EGA podem, com alguns asfaltos, produzir interessantes materiais. O efeito de um polímero geralmente começa a ser significativo em concentrações entre 4 – 6%. Porém, altas concentrações de polímeros são consideradas pouco viáveis economicamente (Stastna et al., 2002).

Para aplicação em asfaltos os níveis de concentração do polímero são relativamente baixos: de 2 a 3% quando se usa SBS (estireno-butadieno-estireno), e de 4 a 8% quando se usa poli-olefinas amorfas do tipo APP (polipropileno amorfo). O problema do uso destes baixos níveis de concentração é que o polímero pode separar-se do asfalto por falta de estabilização. Esta separação surge devido à diferença das densidades entre asfalto e o polímero (Talavera, Meneses, Madrid, 2001).

Um exemplo da incompatibilidade com o asfalto é o poliestireno (PS) que apresenta dificuldade em dispersar-se no asfalto uniformemente. Conseqüentemente, a fase grosseira dispersada separa rapidamente quando pára a agitação. Assim, é necessário melhorar a estabilidade ao armazenamento do asfalto modificado com poliestireno para uso prático (Liang, 1997 apud Jin et al., 2001).

3.2.2. Borrachas (Pneus)

O processo de vulcanização da borracha foi descoberto casualmente por Charles Goodyear. Ele descobriu acidentalmente que a borracha cozida com enxofre a altas temperaturas mantinha as condições necessárias de elasticidade para fabricação de pneus. Uma das principais aplicações da borracha vulcanizada sempre foi como pneus de veículos rodoviários. Hoje, o pneu se tornou um motivo de preocupação para os ambientalistas, pois estimá-se que mais de dois bilhões são descartados anualmente e menos de 20% são reciclados. Muito se pesquisou para descobrir uma forma eficaz de reaproveitar os pneus inutilizados, já que o material leva cerca de 600 anos para se decompor (Ecovias, 2007).

Na década de 40 iniciou-se a adição de borracha de pneus reciclada em materiais para pavimentação asfáltica com a Companhia de Reciclagem de Borracha, U.S. Rubber Reclaiming Company. Mas, apenas a partir da década de 80 é que a adição de borracha de pneus usados em misturas asfálticas passou a ser considerada, também, como uma alternativa para diminuir os problemas ambientais causados pela disposição dos mesmos. Quando abandonados em locais inadequados, os pneus servem como local para procriação de mosquitos e representam um risco constante de incêndio, que contamina o ar com uma fumaça tóxica e deixa um óleo que se infiltra e contamina o lençol freático. Além disso, a disposição de pneus em aterros sanitários dificulta a compactação, reduzindo a vida útil dos aterros. Por outro lado, a trituração, que resolveria o problema da compactação, é um processo caro (Oda, 2000).

4. METODOLOGIA

4.1. Ensaio de caracterização

Todas as propriedades físicas do asfalto estão associadas à sua temperatura. O modelo estrutural do ligante como uma dispersão de moléculas polares em meio não-polar ajuda a entender o efeito da temperatura nos ligantes asfálticos.

Em temperaturas muito baixas, as moléculas não têm condições de se mover umas em relação às outras e a viscosidade fica muito elevada; nessa situação o ligante se comporta como um sólido. À medida que a temperatura aumenta, algumas moléculas começam a se mover podendo mesmo haver um fluxo entre elas. O aumento do movimento faz baixar a viscosidade e, em temperaturas altas, o ligante se comporta como um líquido. Esta transição é reversível.

Todos os ensaios realizados para medir as propriedades físicas dos ligantes asfálticos têm temperatura especificada e alguns também definem o tempo e a velocidade de carregamento, visto que o asfalto é um material termoviscoelástico.

Para se caracterizar um determinado asfalto como adequado para pavimentação, a maioria dos países utiliza medidas simples de propriedades físicas do ligante, pela facilidade de execução nos laboratórios de obras. As duas principais propriedades utilizadas são: a “dureza”, medida através da penetração de uma agulha padrão na amostra de ligante, a resistência ao fluxo, medida através dos ensaios de viscosidade. Ambas propriedades serão alvos neste estudo.

Acrescentaram-se outros critérios de aceitação que são associados a ensaios empíricos, que a princípio tentam avaliar indiretamente o desempenho futuro do ligante nas obras de pavimentação. Os ensaios físicos do asfalto modificado pelo resíduo polimérico podem ser categorizados entre ensaios de consistência, de durabilidade e de segurança.

4.1.1. Ensaio de Penetração

A penetração é a profundidade, em décimos de milímetros, que uma agulha de massa padronizada (100g) penetra numa amostra de volume padronizado de CAP, por 5 segundos, à temperatura de 25°C. Em cada ensaio, três medidas individuais de penetração são realizadas. A média dos três valores é anotada e aceita, se a diferença entre as três medidas não exceder um limite especificado em norma. A consistência do CAP é tanto maior quanto menor for a penetração de agulha. A norma brasileira para este ensaio é a ABNT NBR 6576/98. A figura 4.1 mostra o equipamento utilizado para a realização desse ensaio e uma representação esquemática das leituras inicial e final da penetração da agulha.

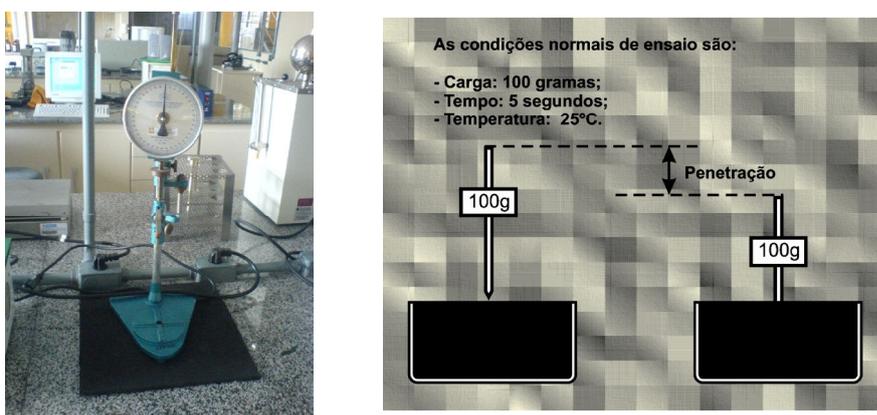


Figura 4.1 Exemplo de equipamento manual de medida da penetração e esquema do ensaio.

A penetração a 25°C tem sido utilizada na caracterização e especificação de cimentos asfálticos em todos os países do mundo por várias décadas. A especificação de ligantes da Comunidade Econômica Européia (EM 12591/2000), que resultou de um acordo entre os vários países participantes, define nove classes de asfalto pela penetração, desde a classe 20/30 a 250/330. A penetração também é empregada na atualidade no Brasil para a classificação dos CAP's como visto na tabela 2.1.

4.1.2. Ensaio de Viscosidade

A viscosidade é uma medida da consistência do cimento asfáltico, por resistência ao escoamento. Considera-se um líquido viscoso perfeitamente aderente a duas placas paralelas de vidro, com uma distância D entre as placas, conforme esboçado na figura 4.2. Aplicando-se uma tensão tangencial τ na placa superior (móvel) durante um intervalo de tempo Δt , ela adquire uma velocidade V em relação à placa inferior (fixa). O líquido se deforma com uma velocidade de deformação $\Delta\gamma/\Delta t$, onde $\Delta\gamma$ é o deslocamento sofrido em relação a distância D . Para os chamados fluidos newtonianos vale a seguinte relação:

$$\tau = \eta \frac{V}{D} = \eta \frac{\Delta x}{\Delta t D} = \eta \frac{\Delta\gamma}{\Delta t} \quad (4.1)$$

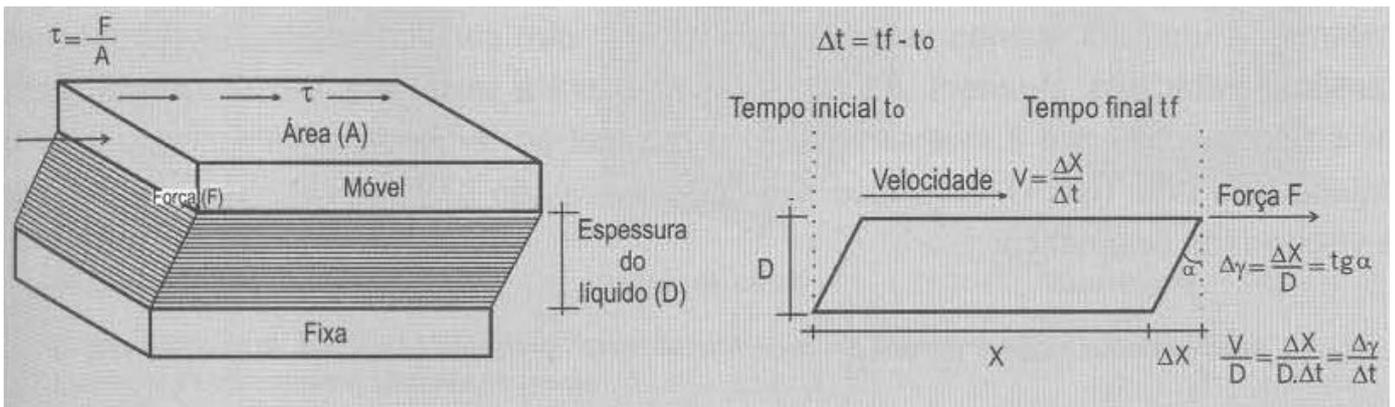


Figura 4.2 Esquema de escoamento de um fluido newtoniano

A relação entre a tensão de cisalhamento aplicada (τ) e a velocidade de deformação ($\Delta\gamma/\Delta t$), é chamada de coeficiente de viscosidade ou apenas viscosidade (η), expressa em $[\text{N/m}^2]/[1/\text{s}] = \text{Pa}\cdot\text{s}$, sendo função somente da temperatura e dada por:

$$\eta = \tau(\Delta\gamma/\Delta t) \quad (4.2)$$

A unidade do coeficiente de viscosidade mais utilizada é o poise ($\text{g}/[\text{cm}\cdot\text{s}]$).

No Brasil o viscosímetro mais usado para os materiais asfálticos é o de Saybolt-Furol ilustrado na figura 4.2 (Saybolt: o inventor; e Furol: *Fuel Road Oil*; ASTM 102-93, ABNT NBR 14756/2001). Trata-se de uma medida empírica da viscosidade obtida por meio de um aparelho mais robusto para uso em campo, porém não está presente em nenhuma especificação americana ou europeia.

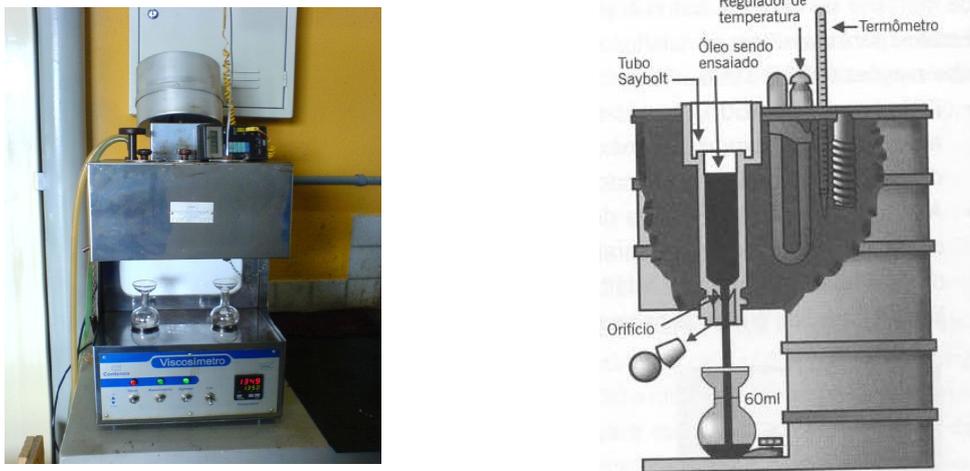


Figura 4.3 Equipamento Saybolt-Furol e esquema do interior do equipamento.

O aparelho consta, basicamente, de um tubo com formato e dimensões padronizadas, no fundo do qual fica um orifício de diâmetro 3,15 mm. O tubo, cheio de material a ensaiar, é colocado num recipiente com óleo (banho) com o orifício fechado. Quando o material estabiliza na temperatura exigida (135°C para cimentos asfálticos), abre-se o orifício e inicia-se a contagem do tempo. Desliga-se o cronômetro quando o líquido alcança, no frasco inferior, a marca de 60ml. O Valor da viscosidade é reportado em segundos Saybolt Furol, abreviado SSF, a uma dada temperatura de ensaio.

Além do uso na especificação, a medida da viscosidade do ligante asfáltico tem grande importância na determinação da consistência adequada que ele deve apresentar quando da mistura com os agregados para proporcionar uma perfeita cobertura dos mesmos quando de sua aplicação no campo.

4.2. Procedimento Experimental

O resíduo polimérico do botão primeiramente passará por uma operação de moagem a fim de se obter partículas com diâmetros menores, seguidos por um peneiramento para a obtenção da granulometria e posteriormente será realizado o processo de incorporação com temperaturas entre 140° e 180° Celsius e com rotação de aproximadamente de 2000 RPM. Com o término dos ensaios de incorporação, o asfalto modificado será submetido aos ensaios de caracterização. A

caracterização será obtida pelos ensaios de penetração e viscosidade “Saybolt Furol”. Também será alvo deste estudo a influência da temperatura e da concentração do resíduo polimérico no processo de incorporação no asfalto.

4.3. Materiais e Equipamentos

O Cimento asfáltico utilizado CAP 50/60 foi cedido pela UN - LUBNOR (Lubrificantes e Derivados de Petróleo do Nordeste) localizada na cidade de Fortaleza no estado do Ceará e o resíduo polimérico pela BUNOR (Indústria de Botões do Nordeste) com matriz localizada na cidade de Parnamirim no estado do Rio Grande do Norte. Os equipamentos utilizados para a incorporação e caracterização estão listados a seguir:

- Moinho de roletes TECNAL, modelo TE- 500/1;
- Estufa TECNAL, modelo TE-393/1;
- Forno;
- Fogão Industrial BRAY;
- Agitador Digital FISTOM, modelo 713D;
- Penetrômetro Universal Paviteste;
- Viscosímetro Saybolt Furol;
- Ductilômetro Paviteste;
- Ponto de Fulgor Petroteste, modelo D-15 827
- Peneirador e série de peneiras BERTEL
- Banho Termostático TECNAL, modelo TE -184
- Cilindro com GLP;
- Tripé;
- Bico de Bunsen;
- Tela de amianto.

5. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Os resultados a seguir são referentes aos ensaios de: penetração e viscosidade, de acordo com a matriz de experimentos.

Os resultados dos experimentos realizados são mostrados na Tabela 5.1. Observa-se que foram realizados, também, experimentos sem a adição do polímero com intuito de comparar prováveis diferenças entre os resultados do asfalto sem polímero e do asfalto modificado.

Ensaio	Temp. de mistura (°C)	Teor de polímero (%)	Tempo mistura (min)	Viscosidade (SSF)	Penetração (1/10mm)
1	140	0	20	244,50	58,33
2	140	0	60	248,50	52,16
3	180	0	20	241,50	51,66
4	180	0	60	229,00	52,33
5	140	2	20	246,00	45,66
6	140	2	60	261,66	51,66
7	180	2	20	232,00	42,66
8	180	2	60	251,66	50,33
9	140	7	20	248,50	44,37
10	140	7	60	262,00	45,50
11	180	7	20	279,00	36,66
12	180	7	60	299,00	40,87
13	140	14	20	455,66	51,75
14	140	14	60	519,66	52,33
15	180	14	20	472,33	49,60
16	180	14	60	565,66	49,16

Tabela 5.1. Caracterização das amostras de asfalto modificados obtidos de acordo com a matriz de experimentos.

5.1. Ensaio de Penetração

A consistência do CAP está relacionada com a capacidade de deformação do material. Dessa forma, um CAP muito duro pode trincar sob baixas temperaturas, devido à sua pouca ductilidade e, caso apresente baixa dureza, poderá escorrer em temperaturas elevadas (Silva, 2004). De modo geral, polímeros do tipo elastômero aumentam a resiliência (elasticidade) e a flexibilidade dos pavimentos, enquanto os plastômeros aumentam a rigidez e a estabilidade da mistura (Alencar *et al.*, 2006). A Tabela 5.2 e a Figura 5.1 apresentam os valores de penetração obtidos de acordo com a porcentagem de resíduo polimérico, temperatura e tempo de incorporação.

Tabela 5.5. Resultados de penetração (1/10mm) do asfalto modificado

Penetração (1/10mm)				
Teor de polímero (%)	Tempo de mistura (20min)		Tempo de mistura (60min)	
	Temperatura de mistura (°C)		Temperatura de mistura (°C)	
	140	180	140	180
0	58,33	51,66	52,16	52,33
2	45,66	42,66	51,66	50,33
7	44,37	36,66	45,50	40,87
14	51,75	49,60	52,33	49,16

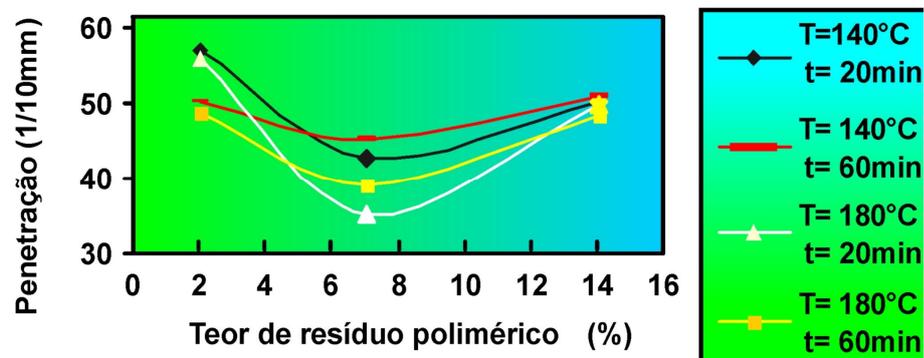


Figura 5.1. Resultados de penetração, obtidos com o asfalto sem polímero e com a adição de 2, 7 e 14% de polímero.

Os resultados obtidos, apresentados na Tabela 5.2 e Figura 5.1 mostram que nas amostras com 7% de polímero obteve-se uma diminuição da penetração mais acentuada. Uma provável explicação para este comportamento é que com 2% de polímero este atua apenas como uma fase dispersa. Com 7% de polímero acredita-se que as finas partículas do modificador são “inchadas” pelo material asfáltico formando uma rede cuja estrutura mantém-se preservada. Outro fator atribuído à diminuição da penetração, é a rigidez do polímero utilizado, onde essa rigidez é incorporada à mistura, que passa a ser mais resistente a penetração da agulha, resultando em menores valores de penetração. Já os resultados obtidos com a adição de 14% de resíduo polimérico indicam que não houve uma diminuição significativa no valor da penetração. Isto se deve a grande quantidade de polímero adicionada e a não incorporação de parte deste material ao CAP, funcionando parte do polímero apenas como agregado fato também devido a uma sedimentação do polímero durante o tempo de resfriamento da amostra.

Analisando a penetração em relação a temperatura e ao tempo de incorporação, observa-se através da Figura 5.6 que a temperatura de incorporação que influenciou de forma positiva nos resultados de penetração foi a temperatura de 180° (valores mais baixos de penetração). Em relação ao tempo, o esperado era que as amostras com tempo de incorporação de 60 minutos resultassem em valores menores de penetração, devido ao maior tempo de contato do asfalto com o resíduo. Mas, os resultados mostram que o tempo de mistura, na realidade, tem pouca influência nos resultados obtidos. De forma conclusiva, os melhores resultados foram obtidos nos ensaios realizados a 180°C, com 20 minutos de tempo de mistura e 7% de polímero.

5.2. Ensaio de Viscosidade Saybolt Furol

A Tabela 5.3 e a Figura 5.2 apresentam os resultados obtidos para os 16 ensaios de acordo com a percentagem de resíduo polimérico, temperatura e o tempo de incorporação.

Tabela 5.3. Resultados da viscosidade Saybolt Furol do asfalto modificado.

Viscosidade Saybolt Furol (SSF)				
	Tempo de mistura (20min)		Tempo de mistura (60min)	
Teor de polímero (%)	Temperatura de mistura (°C)		Temperatura de mistura (°C)	
	140	180	140	180
0	244,50	241,50	248,50	229,00
2	246,00	232,00	261,66	251,66
7	248,50	279,00	262,00	299,00
14	455,66	472,33	519,66	565,66

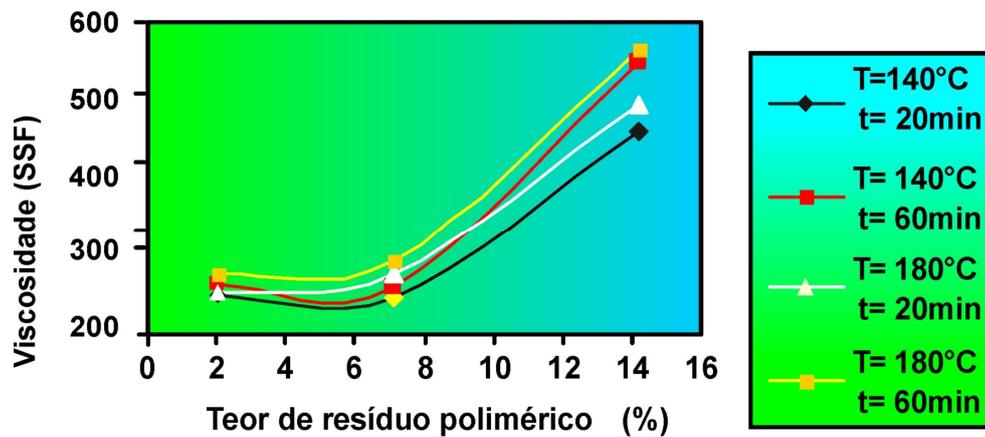


Figura 5.2. Resultados da viscosidade Saybolt-Furol, obtidos com o asfalto sem polímero e com a adição de 2, 7 e 14% de polímero.

Os resultados apresentados na Tabela 5.3 e na Figura 5.2 mostram que a viscosidade do ligante asfáltico aumentou com o acréscimo do teor de polímero, sendo este aumento mais significativo com o teor de 14%. Segundo Alencar *et al.*, (2006) a elevação da viscosidade quando da adição de polímeros termoplásticos ou plastômeros ao CAP é um comportamento esperado.

Analisando a viscosidade em relação à temperatura e ao tempo de incorporação, observa-se através da Tabela 5.3 e Figura 5.2 que apenas na temperatura de 180°C e tempo de 60 minutos, dois pontos apresentaram valores de viscosidade um pouco maior que os demais. Dessa maneira, conclui-se que não houve mudanças significativas da viscosidade em relação à temperatura e ao tempo de incorporação, o que realmente interfere em seu valor é o teor de resíduo polimérico adicionado.

6. CONCLUSÕES

- No ensaio de penetração apenas as amostras com 7% de resíduo polimérico apresentaram uma diminuição significativa da penetração. As amostras com 2% de resíduo polimérico não mostraram um bom desempenho devido a este teor atuar na mistura apenas como uma fase dispersa. Nas amostras com 14% observou-se que parte do polímero não foi incorporado, funcionando apenas como carga, o que resultou em amostras não homogêneas, interferindo, assim, nos resultados da penetração.
- Os resultados da viscosidade Saybolt Furol são importantes para avaliar a consistência dos materiais betuminosos, para que estes possam ser avaliados e liberados para operações de campo. De acordo com a literatura, espera-se um aumento na viscosidade do asfalto modificado. Os resultados apresentados mostram que a viscosidade do ligante asfáltico aumentou com o acréscimo do polímero e em alguns casos com a temperatura e o tempo de mistura.

7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ✓ STASTNA, J.; ZANZOTTO, L.; VACIN, O.J. Viscosity function in polymer-modified asphalts. *Journal of Colloid and Interface Science*, p. 200-207. 2002.
- ✓ ZANZOTTO, L.; KENNEPOHL, G.J.; Development of rubber and asphalt binders by depolymerization and devulcanization of scrap tires in asphalt. *Transportation Research Record 1530*, p. 51-58. 1996.
- ✓ ABC do fiberglass. Rio Claro, 1999. Disponível em: <http://www.comfibras.com.br/literatura/index.html>> Acesso em: 19 de Março de 2007.
- ✓ AMARAL, S. C. *Estudos de misturas asfálticas densas com agregados do estado do Pará, utilizando asfalto convencional (CAP- 40) e asfalto modificado com polímero SBS (Betuflex B 65/60)*. 2000. 218 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) – Departamento de Transportes-STT, Escola de Engenharia de São Carlos – EESC, Universidade de São Paulo, São Paulo.
- ✓ ANGUAS, P.G.; ALAMILLA, H.D.; LÓPEZ, J.A.G.; MADRIGAL, A.G.; Comportamiento de Mezclas Asfálticas Modificadas con SBR. Publicación Técnica nº 254, Sanfandila, Qro, 2004. Secretaria de comunicaciones y transportes – Instituto Mexicano Del Transporte.
- ✓ BAUER, L. A. F.; *Materiais de Construção 2*. LTC (Livros Técnicos e Científicos). 1999. V. 2 - 5ª edição.
- ✓ BOTARO, V.R.; CASTRO, S.R.; JUNIOR, F.R.; CERANTOLA, A.E.; Obtenção e caracterização de blendas de asfalto CAP 20, modificado com poliestireno reciclado, resíduos de pneu e lignina organossolve. *Rem: Revista Escola de Minas*. V.59 n.1. janeiro/março 2006.
- ✓ CANEVAROLO Jr., S.V. *Ciência dos polímeros*. São Paulo: Artliber Editora, 2004. 1ª Reimpressão.

- ✓ CANTO, E. L. *Plástico: bem supérfluo ou mal necessário?* 3ª Edição. São Paulo: Moderna, 1995.
- ✓ CASTRO, S.R.; BOTARO, V.R. Modificação de misturas asfálticas: empregos de polímeros recicláveis e melhoria das condições de pavimentação das estradas de Minas Gerais. DEQUI-UFOP, 2004. (Relatório de Iniciação Científica).
- ✓ FARRO, W. Sucata vira matéria-prima e gera lucro. Desenvolvimento sustentado. *Revista de Indústria*. P. 22-26. setembro/1997.
- ✓ INSTITUTO DE ASFALTO. *Manual de Asfalto - Série do manual n° 4(MS-4)*.Lexington (EUA). 2002.
- ✓ Instituto do PVC. PVC e o Meio Ambiente. Disponível em:<
<http://www.institutodopvc.org/publico/>> Acesso em: 08 de Junho de 2007.
- ✓ JIN, H.; GAO, G.; ZHANG, YO.; ZHANG, YI.; SUN, K.; FAN, YON. Improved properties of polystyrene-modified asphalt through dynamic vulcanization. *Polymer testing*, p. 633-640. 2001.
- ✓ MANO, E. B; MENDES, L.C. *Introdução a polímeros*. São Paulo: Edgard Blücher LTDA, 1999. 2ª edição.
- ✓ MANO, E.B. *Polímeros como materiais de engenharia*. São Paulo: Edgard Blücher LTDA, 2003. 3ª reimpressão.
- ✓ MICHAELI, W.; GREIF, H.; KAUFMANN, H.; VOSSEBÜRGER, F.J. *Tecnologia dos plásticos*. São Paulo: Edgard Blücher LTDA 2ª reimpressão: 2005.
- ✓ MILES, D.C.; BRISTON, J. H. *Tecnologia dos polímeros*. São Paulo: Polígono. 1975.

- ✓ ODA, S.; JÚNIOR, J.L.F. Borracha de pneus como modificador de cimentos asfálticos para uso em obras de pavimentação. *Acta Scientiarum*. v. 23, n. 6, p. 1589-1599, Maringá, Brasil. 2001.

- ✓ ABNT NBR 6576:1998, Materiais betuminosos - Determinação da penetração;

- ✓ ABNT NBR 14950:2003, Materiais betuminosos - Determinação da viscosidade Saybolt Furol;

8. ANEXO – RELATÓRIO REFERENTE AO ESTÁGIO SUPERVISIONADO.

Universidade Federal do Rio Grande do Norte - UFRN
Centro de Tecnologia - CT
Departamento de Engenharia Química - DEQ
Estágio Supervisionado - DEQ 0330
Professor Orientador: Gilson Gomes de Medeiros
Supervisor do Estágio: Eng. Pleno - Francisco Ernande C. Paz

Relatório de Estágio Supervisionado



Este relatório refere-se ao estágio supervisionado realizado na OP-MG da UN-BA (Petrobras), no período de 01 de Abril até 30 de Junho.

Gildson Bastos Félix

Outubro 2008

Agradecimentos,

Primeiramente, agradeço a Deus por ter me dado a oportunidade de estar no mundo. Aos meus pais, Gilson Félix do Nascimento e Maria de Lordes Bastos, e à minha família em especial a minha irmã e a minha tia Francisca das Chagas Bastos que cuidaram de mim nesses cinco anos de universidade e aos meus avós, Maria Cândida de Medeiros Bastos e João Batista Bastos que, agradeço todo o amor, carinho, compreensão e respeito.

Aos amigos da UFRN: Thiago Anderson, Júlio César, Brunno Kirschner, Adson Rodrigo e Alcivan Evangelista, por todos os momentos de superação que vivenciamos juntos. A todos os graduandos e graduados da Engenharia Química, que passaram e passarão pelo que eu passei e passo: “ficar longe da família em busca de um ideal comum”.

Desejo expressar um agradecimento especial aos professores Maria de Fátima Dantas de Medeiros, João Bosco de Araújo Paulo, Afonso Avelino Dantas Neto e a Maria Carlenise Paiva de Alencar Moura, por toda a orientação na minha iniciação científica, que contribuiu significativamente tanto para minha formação ética quanto profissional. Ao Professor Gilson Gomes de Medeiros por ter aceitado sem nenhuma ressalva ser meu orientador de estágio supervisionado.

Ao Engenheiro de Petróleo Francisco Ernande de Coelho Paz da Petrobras, que foi responsável pela supervisão nesta minha vivência prática, por sempre ter me tratado como engenheiro, atribuindo atividades que envolviam segurança operacional e meio ambiente, nas quais executei com bastante orgulho e responsabilidade.

Agradeço especialmente a minha namorada Ítalla Medeiros Bezerra que amo tanto, por sempre estar comigo nos momentos bons e difíceis que vivenciei durante minha graduação na universidade, por toda a compreensão e principalmente por ela existir na minha vida.

Gildson Bastos Félix

Índice

1. A Petróleo Brasileiro S.A - PETROBRAS.....	4
1.1. História.....	4
1.2. A Empresa.....	7
1.2.1. Organograma Geral da Petrobras.....	8
1.3. UN-BA - Unidade de Negócio de Exploração e Produção Da Bahia.....	9
1.3.1 Organograma Geral da UN BA.....	11
1.3.2 OP-MG Operação da Produção de Miranga.....	12
1.3.3 Localização – Mapa.....	13
2. Tratamento Primário de Petróleo.....	14
2.1. Introdução.....	14
2.2. Teoria das Emulsões.....	16
2.2.1 Agentes Emulsionantes ou Surfactantes.....	16
2.2.2. Estabilidade das Emulsões.....	17
2.3. Conceitos Importantes Envolvidos no Processamento Primário.....	17
2.3.1. Água Livre X Água Emulsionada.....	17
2.3.2. BSW.....	18
2.3.3. RGO.....	18
2.3.4. RAO.....	18
2.3.5. Salinidade.....	18
2.4. Descrição Geral do Processamento Primário.....	18
2.4.1. Separação Gás – Líquido.....	19
2.4.1.1. Seções do Separador.....	20
2.4.1.2. Descrição da Etapa de Separação Gás-Líquido.....	21
2.4.2. Tratamento do Óleo.....	21
2.4.2.1. Adição de desemulsificante.....	22
2.4.2.2. Aquecimento da Emulsão.....	23
2.4.2.3. Decantação da Emulsão.....	23
2.4.2.4. Filtração da Emulsão.....	24
2.4.2.5. Componentes do Tratador.....	24
2.4.1.2. Descrição da Etapa de Tratamento.....	25
3. Estações Coletoras de Miranga A, B, C e D.....	25
3.1. Descrição Detalhada do Processamento Primário nas Estações Coletoras.....	25
3.2. Fluxograma de Bloco Simplificado do Processamento Primário do Óleo nas Estações Coletoras.....	27
3.3. Fluxograma de Processo do Processamento Primário nas Estações Coletoras....	28
4. Atividades Desenvolvidas Durante o Estágio x Conclusões.....	29
5. Treinamentos Realizados.....	30
5.1. Qualificação em Segurança, Meio Ambiente e Saúde – Q SMS.....	30
5.2. Curso Básico de Segurança Industrial – CBASI.....	30
6. Anexos.....	31
7. Referências Bibliográficas.....	31

1. A Petróleo Brasileiro S.A - PETROBRAS

1.1. História

No Brasil, o petróleo foi descoberto em 1939, na localidade de Lobato, Bahia, onde o Engenheiro Manoel Ignácio Bastos encontrou amostras de uma substancia negra que, após ser analisada pelos engenheiros da Escola Politécnica de São Paulo, e confirmada como sendo petróleo. Um ano antes, já havia sido criado pelo governo do Presidente Getulio Vargas o Conselho Nacional de Petróleo (CNP), com a primeira Lei do petróleo do país, para estruturar e regularizar atividades envolvidas, desde o processo de exploração de jazidas ate a importação, exportação, transporte, distribuição e comércio de petróleo e derivados (decretando a propriedade estatal das jazidas de petróleo e do parque de refino).

Nos anos 50, as pressões da sociedade e da demanda por petróleo se intensificavam, com o movimento de partidos políticos de esquerda que lançam a campanha "O Petróleo é Nosso".

No dia 3 de outubro de 1953 foi sancionada pelo então Presidente da República, Getúlio Vargas, a Lei nº 2.004, que estabelecia o monopólio da União Federal sobre aquelas atividades relacionadas à indústria do petróleo. Essa Lei autorizava ainda a criação de uma empresa estatal de petróleo, que seria responsável pela execução do referido monopólio. Neste momento, nascia a Petróleo Brasileiro S.A - PETROBRAS, constituída em 12 de março de 1954.

Criada sob um forte apelo "político nacionalista", que buscava através do estabelecimento de uma empresa genuinamente nacional, reduzir a dependência do País às importações de derivados, fato esse que gerava um forte desequilíbrio na balança comercial do País, a PETROBRAS enfrentou a princípio uma série de dificuldades motivadas pela ausência de uma infra-estrutura e de tecnologias adequadas para a exploração do petróleo, aspectos críticos que marcariam o início das atividades da indústria do petróleo no Brasil.

O Petróleo Brasileiro S/A iniciou suas atividades com o acervo recebido do antigo Conselho nacional do Petróleo (CNP), que manteve sua função fiscalizadora sobre o setor. O acervo adquirido pela Petrobras foi:

- Campos de petróleo com capacidade para produzir 2700 barris par dia;
- Bens de Comissão de Industrialização do Xisto Betuminoso;

- Refinaria de Mataripe - Ba (atual R-LAM), processando 5.000 bpd (barris por dia);
- Vinte petroleiros com capacidade para transportar 221 mil toneladas;
- Reservas recuperáveis de 15 milhões de barris.

A seguir, um resumo dos principais fatos históricos que marcaram a trajetória dessa empresa nesses últimos 50 anos:

Década de 50

- Início das atividades da empresa (1953);
- Produção de petróleo alcança um volume de 2.700 barris diários (1954);
- Alta dependência de derivados importados para atender a demanda nacional.

Década de 60

- Auto-suficiência na produção de seus principais derivados, com a entrada em operação da Refinaria Duque de Caxias (REDUC), localizada no Estado do Rio de Janeiro (1961);
- Produção de petróleo atinge a marca dos 100 mil barris diários (1962);
- Criação do Centro de Pesquisas e Desenvolvimento – CENPES (1966);
- Constituição de sua primeira subsidiária, a Petrobras Química S.A– PETROQUISA (1967);
- Primeira descoberta de petróleo *offshore* (1968).

Década de 70

- Ampliação do seu parque de refino, com a construção da Refinaria de Paulínea (hoje a maior do País), modernização da Refinaria de Cubatão (ambas localizadas no Estado de São Paulo) e início da construção da unidade de lubrificantes da REDUC (1972);
- Descoberta do campo de Garoupa, no litoral do Estado Rio de Janeiro, que consagraria a Bacia de Campos, como a mais importante região produtora de petróleo do País (1974);

- Constituição de mais cinco subsidiárias: 1) Petrobras Distribuidora S.A - BR (1971); 2) Petrobras Internacional S.A – BRASPETRO (1972); 3) Petrobras Fertilizantes S.A - PETROFERTIL e 4) Petrobras Comércio Internacional S.A – INTERBRAS (1976); e 5) Petrobras Mineração S.A – PETROMISA (1977);
- Surgimento de duas crises do petróleo (1973 e 1979).

Década de 80

- Realização de elevados investimentos exploratórios e de grandes esforços comerciais voltados para o incremento das exportações de óleo e derivados;
- Início da utilização da tecnologia de produção em águas profundas (de 400 a 1000 metros);
- Produção de petróleo atinge a marca dos 500 mil barris diários (1984);
- Descobertas dos campos gigantes de Albacora (1984), Marlim (1985) e Marlim Sul (1987), todos localizados na Bacia de Campos, no Estado do Rio de Janeiro.

Década de 90

- Recebimento do maior prêmio da indústria do petróleo, o “*OTC Distinguished Achievement Award*” (1992);
- Aumento da participação do gás natural na matriz energética brasileira, sendo incentivado o seu uso como combustível, notadamente nas indústrias, usinas termelétricas e frotas de veículos (GNV);
- Assinatura de um acordo entre os governos do Brasil e da Bolívia, visando à construção de um gasoduto, com 3.150 quilômetros de extensão e uma capacidade de fornecimento de 30 milhões de metros cúbicos, para a importação de gás natural boliviano (1993);
- Instituição da Lei nº 9.478, que flexibilizou o monopólio exercido pela PETROBRAS nas áreas de exploração, produção, refino e comercialização de petróleo.

Esta Lei marcaria o início de uma nova fase na indústria petrolífera brasileira, com a criação da Agência Nacional do Petróleo (ANP), que substituiu a Petrobras nas

responsabilidades de ser órgão executor do gerenciamento do petróleo no país, e na nova tentativa de internacionalização do petróleo no Brasil.

A flexibilização do monopólio representaria, então, uma iniciativa de internacionalização do petróleo brasileiro, mediante a formação de parcerias com empresas interessadas em participar do processo de abertura do setor, numa tentativa de atrair novos investimentos para o País. A mudança do cenário de atuação da empresa, após a promulgação da Lei nº. 9.478, possibilitou-lhe atuar com maior autonomia empresarial na busca de novas oportunidades.

No dia 21 de abril de 2006, o atual presidente Luiz Inácio Lula da Silva deu início a produção da plataforma P-50, no Campo de Albacora Leste, na Bacia de Campos, que permitiu ao Brasil atingir a auto-suficiência em petróleo.

A P-50 é um FPSO (Floating, Production Storage Offloading), unidade que possui a característica de produzir, processar, armazenar e escoar óleo e gás. É a unidade flutuante de maior capacidade do Brasil, podendo produzir até 180 mil barris diários (2005).

1.2. A Empresa

A Petrobras é uma empresa integrada de energia que atua com foco na rentabilidade e na responsabilidade social e ambiental. Hoje é a maior empresa do Brasil e a 14^º maior companhia petrolífera do mundo, segundo os critérios de publicação Petroleum Intelligence Weekley.

As atividades da Petrobras contemplam todos os segmentos da indústria de óleo e gás: exploração e produção, refino, comercialização, transporte, distribuição de derivados, gás natural e petroquímica. A companhia ultrapassou as fronteiras nacionais e vem expandindo cada vez mais a atuação no exterior.

A Petrobras investe também em termoelétricas e vem avançando na tecnologia e produção de biocombustíveis, como o etanol e o biodiesel. Pesquisa ainda outras fontes renováveis de energia, desenvolvendo projetos de energia eólica e solar.

Empresa de economia mista com capital aberto, a Petrobras traça metas ambiciosas, como a produção de 4,5 bilhões de barris equivalentes de petróleo e gás por dia em 2015. Para tanto, o Plano de Negócios 2007-2011 prevê investimentos de US\$ 87,1 bilhões, sendo US\$ 75 bilhões no País e US\$ 12,1 bilhões no exterior.

Os excelentes resultados da Petrobras estão alinhados com sua atuação de forma sustentável. Tanto assim que conquistou a confiança de investidores e acionistas, entrou para o *Dow Jones Sustainability Index* e para *ISE* (Índice de Sustentabilidade da Bovespa), e foi classificada como *investment grade* pela agência Standart e Poor's.

Para a Petrobrás, não basta produzir petróleo. É preciso produzir de forma rentável, com saúde, segurança, responsabilidade sócio e ecoeficiência.

1.2.1. Organograma Geral da Petrobras

A Figura 1.1, apresentada a seguir, mostra a atual estrutura organizacional da PETROBRAS, aprovada em 15.03.2002, pelo Conselho de Administração (CA) da empresa.

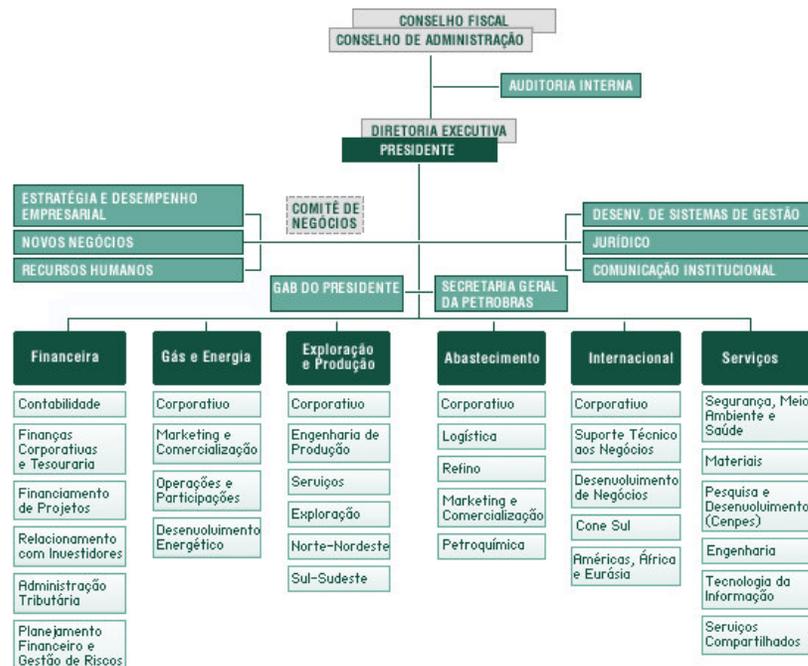


Figura 1.1 - Organograma Básico da PETROBRAS

Essa estrutura é integrada por nove órgãos de assessoramento, quatro Áreas de Negócio ou Diretorias (Exploração e Produção, Abastecimento, Gás e Energia e Internacional) e dois órgãos de apoio empresarial (Financeira e Serviços). A criação de um novo modelo organizacional para empresa teve como principal objetivo conceder-lhe instrumentos de gestão modernos, tornando-a mais ágil, transparente e competitiva.

1.3. UN-BA - Unidade de Negócio de Exploração e Produção Da Bahia.

A história da UN-BA Unidade de Negócios de Exploração e Produção da Bahia confunde-se com a própria história do petróleo no Brasil. A Bahia começou a produzir o Ouro Negro em 1941, doze anos antes da criação da Petrobras. Desde então, foram produzidos cerca de 1,81 bilhões de barris de óleo equivalente na Bahia, até junho / 2004.

A constatação da presença de petróleo em subsolo baiano data do século XIX. Em 1958, um decreto assinado pelo Marquês de Olinda concedeu a José de Barros Pimentel permissão para extrair mineral betuminoso em terrenos situados às margens do rio Maraú. O mineral destinava-se à fabricação de “gás de iluminação”.

No início do século XX, as pesquisas até então limitadas a particulares e grupos privados, passaram a ser realizada também por órgãos públicos, em especial o Serviço Geológico e Mineralógico do Brasil e o Departamento Nacional de Produção Mineral (DNPM). Em 1930, o engenheiro agrônomo Manoel Inácio Bastos começou a investigar a área de Lobato onde, em 1859, fora constatado gotejamento de óleo durante a construção de uma ferrovia. Ele teve o apoio do presidente da Bolsa de Mercadorias da Bahia, Oscar Cordeiro. Os dois tanto insistiram que conseguiram o envio de uma equipe de técnicos à região. Após duas perfurações sem sucesso, o poço DPNM-163 confirmou a existência de petróleo em terras baianas, em janeiro de 1939.

A Unidade de Negócio de exploração e produção da Bahia – UN E&P-BA é uma das sete unidades operativas (U.O) do segmento de Exploração e Produção (E&P) da Petrobras, ao qual se subordina diretamente, desenvolvendo os processos relacionados a estas atividades no estado da Bahia. Além de uma história que se confunde com a do petróleo no Brasil, exerce na Bahia um papel de desenvolvedor de empresas. Forjou quadros para uma indústria do petróleo nascente e tornou-se um agente multiplicador e inovador de praticas de gestão.

A UN E&P-BA é responsável, em terra e no mar, pela exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás nas concessões situadas nas bacias sedimentares do Tucano, Recôncavo, Camamu, Almada, Jequitinhonha e Cumuruxatiba. A produção de petróleo e gás natural da E&P-BA se concentra em terra, na bacia do Recôncavo, uma bacia madura explorada desde 1940. Na indústria do Petróleo as bacias maduras, ou seja, aquelas em processo avançado de exploração e desenvolvimento da produção, apresentam um natural declínio de produção ao longo do tempo. Não se pode deixar de registrar a implementação sistemática de projetos para a otimização da

produção, onde os bons resultados alcançados atenuaram esta tendência natural do declínio da produção, de uma taxa de 7% ao ano para uma taxa média em torno de 4% ao ano.

Os processos da cadeia produtiva da E&P-BA geram os seguintes produtos: petróleo, gás natural, líquido de gás natural (LGN) e serviços de sondagem marítima e terrestre.

A E&P-BA também presta serviços de perfuração as outras unidades operativas do E&P, operando sondas terrestres de grande porte (exceto as da E&P-AM) e todas as plataformas auto-eleváveis Uack-ups) da Petrobras, que operam em lamina d'agua de 4,5 a 72 m.

A demanda do mercado do petróleo, que no caso da E&P-BA é representado exclusivamente pela RLAM (Refinaria Landulpho Alves), é maior que sua capacidade de produção. O petróleo baiano, adicionalmente, apresenta vantagens para a sua comercialização devido a sua composição, ideal para a produção de lubrificantes. A RLAM utiliza exclusivamente petróleo baiano no que diz respeito a produção de lubrificantes, por ter suas instalações construídas para processar com mais eficiência este tipo de petróleo. O gás é um produto cujo consumo industrial está em constante expansão. Neste caso o mercado se estende além das fronteiras do estado da Bahia, face à interligação, via gasodutos aos demais estados do Nordeste. Esta flexibilidade operacional permite tanto a E&P-BA atender a outras unidades, quanto a ser por elas atendida, sempre buscando a maximização de resultados para a Petrobras. A tendência do mercado de gás natural será crescente nos próximos anos (aproximadamente 50%), devido principalmente ao aumento de demanda da Bahiagas e a operação da termoelétrica da RLAM.

O LGN é totalmente entregue a RLAM que o usa para fabricação do GLP, havendo uma demanda maior que a oferta do produto nacional.

1.3.1 Organograma Geral da UN BA.

A Figura 1.2, apresentada a seguir, mostra a atual estrutura organizacional da UN-BA.

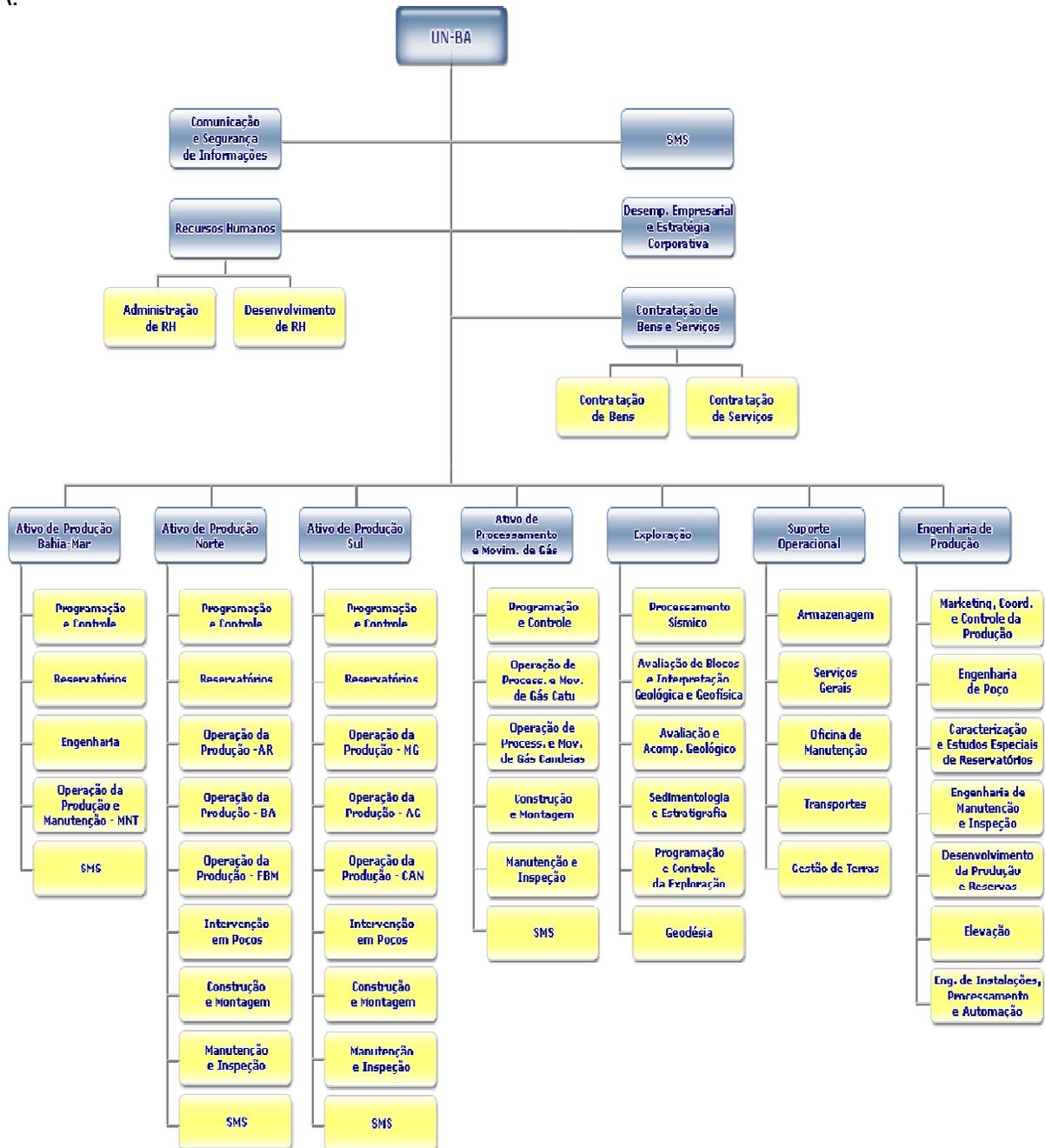


Figura 1.2 - Organograma Geral da UN BA

1.3.2 OP-MG Operação da Produção de Miranga

O campo de Miranga localiza-se na porção nordeste da Bacia do Recôncavo, distando cerca de 100 km de Salvador. Miranga é o principal campo on shore, produtor de gás da UN - BA.

As acumulações de hidrocarbonetos se distribuem em sete zonas de produção da formação Pojuca (arenitos Brejão, Cambuqui, Miranga, Santiago, Santiago Inferior, Araçás e Biriba), dez zonas de produção da formação Marfim (Catu 1 a 10) e duas zonas de produção da formação Candeias (Caruaçu e Pitanga). O principal reservatório de óleo é o arenito Santiago, responsável por aproximadamente 32% do volume de óleo originalmente existente no campo. O início da produção no Campo foi na data de 1965 com a sua descoberta e exploração do primeiro poço - MG-1-BA, com vazão inicial de 100 m^3/d no Arenito Santiago. No mesmo ano ocorreu a delimitação da jazida produtora com perfuração de mais sete poços de extensão, delimitação da área da produção com perfuração de poços de desenvolvimento e produção.

Em 1968 começam os trabalhos de recuperação secundária - perfuração de poços e conversão de poços para injeção de água e gás. Em 1983 houve a descoberta dos reservatórios profundos e no ano seguinte o início da produção de gás não associado. Até o ano de 1988 foram perfurados mais 29 poços para produção de gás e o desenvolvimento dos reservatórios profundos.

Quanto à instalação e início de operação das estações de tratamento do óleo, a primeira a ser instalada foi a Estação Coletora A, onde hoje, é processado o petróleo produzido em 59 poços, incluindo o primeiro poço de produtor de Miranga (MG-1) ainda em operação.

O petróleo explorado em Miranga tem por característica, alto SSW (*Basic Sediment and Water*) e alto teor de parafina. Estas propriedades têm grande influência no processo de tratamento, já que para um grande volume de água, deve-se ter um maior dimensionamento dos equipamentos, maiores gastos no tratamento do petróleo.

1.3.3 Localização – Mapa



Figura 1.3 – Mapa geográfico da Bacia do Recôncavo onde se localiza a UN-BA - Campo de Miranga.

2. Processamento Primário de Petróleo

2.1. Introdução

Ao longo da vida produtiva de um campo de petróleo ocorre, geralmente, a produção simultânea de gás, óleo e água, juntamente com impurezas.

Como o interesse econômico é somente na produção de hidrocarbonetos (óleo e gás), há necessidade de dotar os campos (marítimos ou terrestres) de instalações destinadas a facilitar a produção dos hidrocarbonetos, estas têm o objetivo de efetuar, sob condições seguras e controladas o *processamento primário de petróleo* para separar o óleo do gás natural e da água.

A separação da água do petróleo faz-se necessária, pois essa água apresenta sais inorgânicos em sua composição, que poderão levar a formação de depósitos e a corrosão de dutos e equipamentos de produção e refino. A primeira etapa do processo primário de tratamento do petróleo consiste na separação gás-líquido.

Na primeira etapa, são separados o líquido e o gás; O líquido se apresenta na forma de emulsão (água em óleo). Trata-se essa emulsão, pelo processo de desidratação do óleo, mediante o uso de equipamentos específicos que utilizam o mecanismo de segregação gravitacional e a injeção de desemulsificante para auxiliar a quebra da emulsão.

Depois de ter sido removida a água, o petróleo pode ser armazenado e posteriormente enviado para as unidades de refino.

O gás úmido, separado na primeira etapa do tratamento, passa por um processo de desidratação em equipamentos específicos, obtendo-se gás seco que é comprimido e enviado para as Unidades de Processamento do Gás Natural.

No processo de produção de petróleo, um dos contaminantes mais indesejados é a água. A quantidade de água produzida associada aos hidrocarbonetos varia em função de uma série de fatores, tais como:

- Características do reservatório de onde os fluidos são produzidos;
- Idade dos poços produtores (normalmente a quantidade de água produzida, que apresenta maior mobilidade que o óleo, aumenta com o passar do tempo);

- Métodos de recuperação utilizados (injeção de água, vapor etc.).
- Águas oriundas de formações produtoras de hidrocarbonetos apresentam sais, microorganismos e gases dissolvidos, além de material em suspensão. Os teores de sais dissolvidos encontrados nessas águas são extremamente variáveis, sendo, em média, três a quatro vezes superiores aos normalmente existentes na água do mar (35 g/l). Aumentam com a profundidade e guardam afinidades com as formações de onde provém.

A água produzida é mais rica em cálcio do que em magnésio. Apresentam ínfimas quantidades de sulfato e teores um pouco mais elevados de bário e estrôncio. Tem, geralmente, pH menor que 7 e um teor de carbonato superior a 150 mg/l.

Diversos microorganismos, tais como bactérias, algas, fungos e outros, estão freqüentemente presentes nas águas produzidas, podendo gerar em seus metabolismos substâncias de caráter corrosivo (ácido sulfídrico e/ou sulfúrico, etc.). Além desses constituintes, a água produzida contém sólidos provenientes das rochas (silte, argilas, etc.) de processos corrosivos (óxidos, hidróxidos, etc.).

A presença de água associada ao petróleo provoca uma série de problemas na etapa de produção, transporte e refino. Na produção e transporte os maiores inconvenientes estão ligados a:

- Necessidade de superdimensionamento das instalações de coleta, armazenamento e transferência, incluindo bombas, linhas, tanques, etc;
- Maior consumo de energia;
- Segurança operacional. Em virtude de sua composição, a água pode, ao sofrer variações de temperatura e pressão, provocar problemas de corrosão e/ou incrustações, causando danos a tubulações, equipamentos e acessórios, que podem redundar em acidentes humanos e/ou ambientais.

A eliminação da água, portanto:

- Proporciona um tempo de operação mais longo das diversas unidades e equipamentos;
- Reduz o tempo / custo de manutenção e consumo de produtos químicos (p.ex. inibidores de corrosão e incrustação);

2.2. Teoria das Emulsões

Durante o percurso do reservatório até a superfície, o óleo e água formam emulsões que apresentam maior ou menor estabilidade em função principalmente do regime de fluxo e da presença de agentes emulsificantes (asfaltenos, resinas, argilas, sílica, sais metálicos, etc.) que impedem a coalescência das gotículas de água. Grande parte da água que vem associada ao petróleo e facilmente separada por simples decantação (água livre) nos separadores quando são trifásicos. Para remover o restante da água, que permanece emulsionada, há necessidade de se utilizar processos físicos e químicos que aumentam a velocidade de coalescência.

As emulsões são formadas quando dois líquidos imiscíveis sofrem uma forte agitação e, por consequência são levados a um íntimo contato, ocorrendo a dispersão de um deles, sob forma de gotículas, no outro líquido.

As emulsões são classificadas como dispersões coloidais simples, caracterizadas pela existência de duas fases:

- Fase Dispersa: constituídas pelas gotículas de dimensão da ordem de 1 a 10 micrometros.
- Fase Contínua: onde se dispersam as gotículas, meio de dispersão.

2.2.1 Agentes Emulsionantes ou Surfactantes

São substâncias tenso-ativas que apresentam uma forte afinidade pelas interfaces porque elas contêm partes hidrofílicas (atração pela água) e partes lipofílicas (atração pelo óleo) e, ao migrarem para as interfaces criam um meio de separação entre as gotículas dispersas e a fase contínua. Quanto maior a compactação, ou seja, maior a quantidade de emulsionante na interface, menor será a tensão interfacial e mais estável será a emulsão. A película de surfactantes, que forma na interface, comporta-se com uma barreira física que impede que as gotículas de água se aproximem o necessário para que as forças intermoleculares de atração água-água não seja de suficiente intensidade, impedindo assim a coalescência. Os principais agentes emulsionantes encontrados nas emulsões de petróleo são asfaltenos, resinas, argilas, sílica, sais metálicos, compostos derivados do enxofre, etc.



2.2.2. Estabilidade das Emulsões

O tamanho das gotículas de água dispersa no óleo influirá bastante na estabilidade das emulsões. Para um dado volume de água, quanto menor for o tamanho das gotículas formadas, maior será a área superficial total e, portanto, maior a área de interface para a atuação dos agentes emulsionantes.

O tipo e quantidade do agente emulsionante na interface com possíveis interações entre elas produzem uma película espessa e resistente ao redor da gotícula, resultando em uma emulsão cada vez mais estável, portanto mais fácil de ser rompida, à medida que a emulsão vai envelhecendo.

A quantidade de água dispersa presente na fase oleosa influi adversamente na estabilidade da emulsão. Para um mesmo nível de agitação, uma maior quantidade de água produz um número maior de gotículas por unidade de volume ou um maior diâmetro, favorecendo a coalescência e, por conseqüência a decantação.

Quanto mais velha for uma emulsão, maior será sua estabilidade, pois aumenta a quantidade de agentes emulsionantes e sólidos presentes na interface, espessando o filme interfacial. Petróleos mais leves (com maior $^{\circ}\text{API}$) sofrem envelhecimento de emulsão mais rapidamente que os mais pesados.

2.3. Conceitos Importantes Envolvidos no Processamento Primário

2.3.1. Água Livre X Água Emulsionada

A água que não está intimamente associada ao óleo, formando uma mistura estável (praticamente permanente) é chamada de água livre.

Havendo uma mistura muito íntima entre água e o óleo, devido ao escoamento turbulento ou à ação cisalhante criada em bombas, válvulas, etc, a água será dispersada em gotículas muito pequenas dando origem à uma emulsão água-óleo, é o que chamamos de água emulsionada.

2.3.2. BSW

O BSW do inglês basic sediments and water é o quociente entre a vazão ou volume de água mais os sedimentos que estão sendo produzidos e a vazão ou volume total de líquidos mais sedimentos.

$$\text{BSW} = \frac{\text{Volume(água + sedimentos)}}{\text{Volume(óleo + água + sedimentos)}} \times 100$$

Ou,

$$\text{BSW} = \frac{\text{Vazão(água + sedimentos)}}{\text{Vazão(óleo + água + sedimentos)}} \times 100$$

2.3.3. RGO

A razão gás-óleo (RGO) é a relação entre a vazão de gás e a vazão de óleo, ambas medidas nas condições de superfície.

$$\text{RGO} = \frac{\text{Vazão(gás)}}{\text{Vazão(óleo)}} \times 100$$

2.3.4. RAO

A razão água-óleo (RAO) é a relação entre a vazão água e a vazão de óleo.

$$\text{RAO} = \frac{\text{Vazão(água)}}{\text{Vazão(óleo)}} \times 100$$

2.3.5. Salinidade

Salinidade é definida como a concentração de sais (carbonatos, sulfatos e cloretos) expressa em ppm no óleo.

2.4. Descrição Geral do Processamento Primário

O processo primário de separação do gás apresenta-se relativamente fácil, devido a grande diferença de densidade apresentada entre as fases líquida e gasosa, bastando, apenas, uma fragmentação inicial do fluido, pelo emprego de dispositivos apropriados, seguido de um baixo tempo de separação. A separação da água do petróleo apresenta-se um pouco mais complexa, pois, embora ambos sejam imiscíveis, estes ascendem à superfície sob a forma de emulsões. As principais etapas que envolvem o processamento primário são:

- A separação do óleo, do gás e da água com as impurezas em suspensão;
- O tratamento ou condicionamento dos hidrocarbonetos para que possam serem transferidos para as refinarias onde é efetuado o processamento propriamente dito;

Uma planta de processamento primário pode ser simples ou complexa. As mais simples efetuam apenas a separação gás/óleo/água, enquanto as mais complexas incluem o condicionamento e compressão do gás, tratamento e estabilização do óleo e tratamento da água para reinjeção ou descarte.

2.4.1. Separação Gás – Líquido

É nesta etapa em que a maior parte do gás associado e não-associado é separado da fase líquida (óleo+água).

O fluidos produzidos passam, inicialmente por vasos separadores que podem serem bifásicos e trifásicos, no caso das estações coletoras de Miranga todos os separadores são bifásicos verticais e atuam em paralelo,. No separador bifásico ocorre a separação gás/líquido.

Os vasos separadores baseiam-se nos seguintes mecanismos para separar líquido de gás:

- Ação da gravidade e diferença de densidades – responsável pela decantação do fluido mais pesado;

- Separação inercial – mudanças bruscas de velocidade e de direção de fluxo permitindo ao gás desprender-se da fase líquida devido à inércia que esta fase possui;
- Aglutinação das partículas – contato das gotículas de óleo dispersas sobre uma superfície, o que facilita sua coalescência, aglutinação e consequente decantação;
- Força centrífuga – que aproveita as diferenças de densidade do líquido e do gás.

2.4.1.1. Seções do Separador

Um separador típico constitui-se de quatro seções distintas:

- Seção de separação primária – onde o fluido choca-se com placas defletoras fazendo com o líquido se precipite para o fundo do vaso;
- Seção de acumulação (coleta) de líquido – onde ocorre a separação das bolhas gasosas que ficarem no seio do líquido após a separação primária;
- Seção de separação secundária – onde se separam as gotículas menores de líquido carregadas pelo gás após a separação primária.
- Seção de aglutinação – onde as gotículas de líquidos arrastadas pela corrente de gás, não separadas nas seções anteriores, são aglutinadas em meios porosos e recuperadas, geralmente utilizam-se extratores de névoa.

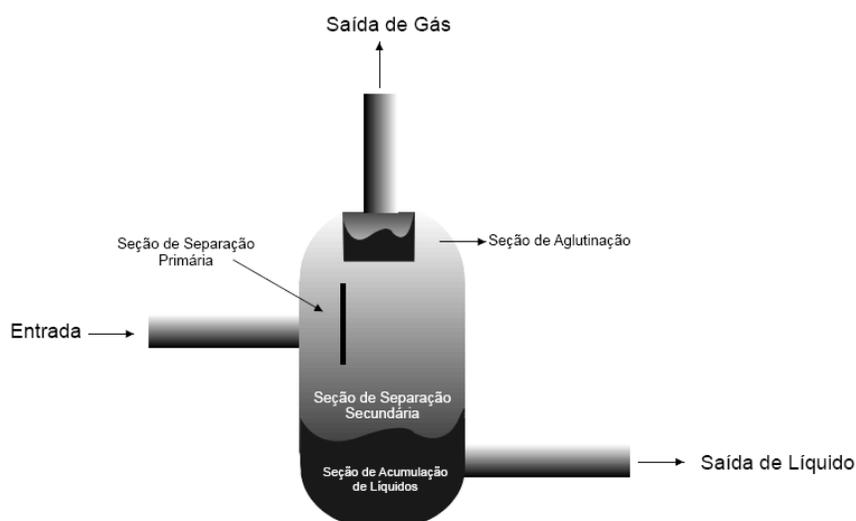


Figura 2.1 Seções do Separador

2.4.1.2. Descrição da Etapa de Separação Gás-Líquido

O fluido entra no separador e choca-se com defletores de entrada que provocam uma mudança brusca de velocidade e direção do fluido. A força da gravidade causa a separação das gotículas líquidas mais pesadas que deixam a corrente de gás e se acumulam no fundo do vaso, onde o líquido é coletado. Esta seção de coleta assegura um tempo de retenção apropriado, necessário para que o gás se desprenda do líquido e vá para o espaço superior do separador.

O gás separado flui sobre os defletores de entrada e segue através da seção de separação secundária, à que o gás flui pequenas gotas de líquido que ficaram na fase gasosa caem por ação da gravidade na interface gás/líquido. Algumas gotas têm diâmetro tão pequeno que não são facilmente separadas nesta seção de decantação. Entretanto, antes de deixar o vaso, o gás passa através de uma seção de aglutinação e coalescência composta por aletas de metal, almofadas de telas de arame ou placas pouco espaçadas que extraem a névoa no fluido.

2.4.2. Tratamento do Óleo

Geralmente, o petróleo e a água encontram-se no fundo do poço sob a forma de duas fases separadas. Ao escoarem através das tubulações de produção, essas fases são submetidas a agitação e ao cisalhamento, e, em função da presença de emulsificantes naturais no petróleo (asfaltenos, resinas, ácidos naftênicos, dentre outras espécies químicas), de caráter lipofílico dominante, ocorre a dispersão de uma fase em outra, dando origem a emulsões do tipo água-óleo (A/O), isto é, diminutas gotas de água dispersas no petróleo recobertas por uma fina camada da fase oleosa. Esses agentes migram para esta interface, formando uma barreira que impede o contato entre as gotas, estabilizando a emulsão. Adicionalmente, sabe-se que estas emulsões podem ser também estabilizadas pela presença de materiais insolúveis, finamente divididos na interface.

Normalmente, a separação da água do petróleo realiza-se em duas etapas operacionais: a desidratação e a dessalgação. A desidratação é realizada nas unidades operacionais de produção instaladas em campo, e consiste, basicamente, na separação e remoção de grande parte da água, reduzindo seu teor a valores aceitáveis. A dessalgação

do petróleo é realizada nas refinarias, e consiste em lavar o petróleo com água doce para remover grande parte do sal residual presente.

Esta fase do processamento primário é realizada principalmente nos tratadores, as operações envolvidas neste equipamento são:

- Adição de desemulsificante;
- Aquecimento da Emulsão;
- Decantação da Emulsão;
- Filtração da Emulsão.

2.4.2.1. Adição de desemulsificante

No chamado tratamento químico, a função de quebra de emulsão é confiada ao desemulsificante, que é também uma substância tenso-ativa que deve possuir uma forte atração para a interface água - óleo. No caso do tratamento elétrico, o desemulsificante pode ser utilizado como um auxiliar ao campo elétrico.

Um desemulsificante caracteriza-se basicamente por quatro ações que deve desempenhar:

- **Forte atividade na interface:** ele deve alcançar rapidamente a interface e competir com sucesso para um lugar onde se acha alojado a emulsificante e, se possível, deslocando-o de volta a fase oleosa e impedir que novos emulsionantes venham se localizar sobre a interface.
- **Floculação:** um bom desemulsificante concentrado na superfície da gotícula deve apresentar uma forte atração por outras gotículas, conseguindo-se uma aglomeração de gotículas que não perdem sua identidade.
- **Coalescência:** com a floculação, a filme de emulsificante ainda é contínuo. Nos casos em que o filme é fraco (emulsão recente), a floculação permite, devido proximidade das gotículas, que a força de atração seja suficiente para conseguir a coalescência. Entretanto, na maioria dos casos, cabe ao desemulsificante a ação adicional de neutralizar a ação do emulsionante e promover a ruptura da película, a que facilita a coalescência.

A variedade de agentes emulsionantes no petróleo é muito grande e o número de combinações entre eles é praticamente infinito, a que conduz a conclusão que para cada tipo de petróleo deve haver um desemulsificante adequado para obter uma melhor eficiência.

2.4.2.2. Aquecimento da Emulsão

A elevação da temperatura da emulsão não é propriamente um meio de desemulsão, e sim uma forma eficaz auxiliar dos outros meios. Ao aquecer a emulsão, podem-se conseguir os seguintes efeitos:

- Redução da viscosidade do óleo, resultando uma maior facilidade de movimentação das gotículas através dele. Com isso, aumenta a frequência e a intensidade dos choques entre elas. Pela análise da lei de Stokes, obtém-se um aumento da velocidade de sedimentação das gotículas.
- Dilatação das partículas, gerando o enfraquecimento da película emulsionante, além de acelerar o seu movimento o que conduz a um aumento na frequência e a intensidade dos choques entre elas, o que ajuda na coalescência.

2.4.2.3. Decantação da Emulsão

Teoricamente toda emulsão em repouso se separa com o tempo. Porém, dependendo das características da emulsão (tamanho das gotículas, viscosidade do meio contínuo, etc.) este tempo pode ser muito longo do ponto de vista prático, ou mesmo, a resolução pode ser impossível. Todos os tratamentos requerem certo tempo de decantação, porém outras medidas são necessárias para reduzi-lo.

A decantação leva em conta a taxa de sedimentação dos elementos dispersos (no caso, gotículas de água) em um campo gravitacional. Para líquidos com densidades diferentes, as gotas começarão a sedimentar (ou flotar) devido ao efeito do empuxo. A força do empuxo é oposta à força de arraste, que é função direta da velocidade da fase contínua. Assim, a gota atinge uma velocidade limite ou terminal, que pode ser calculada pela conhecida *Lei de Stokes*, cuja equação foi desenvolvida para sedimentação de uma esfera sólida de diâmetro d , em um líquido de massa específica e viscosidade conhecida.

Apesar disso, ela pode ser usada para análise das variáveis que influenciam a sedimentação.

$$V_s = \frac{2}{9} \frac{r^2 g (\rho_p - \rho_f)}{\mu} \quad (\text{Lei de Stokes})$$

Onde:

V_s = é a velocidade de sedimentação das partículas (velocidade terminal),

G = é a aceleração da gravidade,

μ = é a viscosidade do fluido,

ρ_p = é a densidade das partículas e,

ρ_f = é a densidade do fluido.

2.4.2.4. Filtração da Emulsão

O objetivo é fornecer uma grande área superficial, onde as gotículas de água possam acumular e, posteriormente, coalescer. É um processo utilizado nos tratadores termoquímicos, nos campos de produção. O tratador equipado com palhas especiais, através da qual passa a emulsão. A passagem da emulsão por estas palhas causa a distorção das partículas favorecendo a coalescência.

2.4.2.5. Componentes do Tratador

Os componentes deste equipamento são: intercambiador de calor, tubo condutor, espalhador, fornalha, filtro e o sifão.

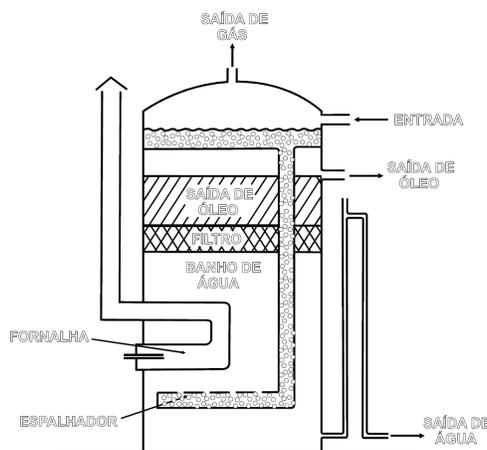


Figura 2.2 Componentes do Tratador

2.4.1.2. Descrição da Etapa de Tratamento

Após a saída nos separadores injeta-se na vazão de água+óleo+emulsão desemulsificante com o objetivo de neutralizar a emulsão.

Em seguida a corrente entra na parte superior do tratador onde inicia o processo de separação por decantação, esta leva em conta a taxa de sedimentação dos elementos dispersos em um campo gravitacional (lei de Stokes).

A corrente que desce troca calor com a corrente que está subindo, ao chegar no fundo do tratador a mistura de água+óleo+emulsão passa por uma região de aquecimento (fornalha) que tem o propósito de reduzir a viscosidade do óleo, enfraquecimento da película emulsionante e aumentar o choque das gotas (coalescência).

Em seguida a mistura passa por filtros com o objetivo de fornecer uma grande superfície, onde as gotinhas de água passam a acumular e coalescer. Na parte superior sai o óleo desidratado e na parte inferior a água.

3. Estações Coletoras de Miranga A, B, C e D

3.1. Descrição Detalhada do Processamento Primário nas Estações Coletoras

As estações coletoras A, B, C e D de Miranga recebem os fluidos produzidos em 223 poços no campo de produtor.

O processo de tratamento do fluido nas estações inicia-se com o recebimento do mesmo através das tubulações para um manifold (conjunto de linhas e válvulas arranjados de tal forma que possibilite uniformizar as pressões dos fluidos que chegam), após a passagem pelo manifold, o fluido segue para os vasos separadores verticais bifásicos onde o gás e a emulsão (óleo e água) são separados. Nos separadores há injeção de desemulsificante, produto químico usado para quebrar a emulsão do tipo w/o (water/oil).

O gás produzido é tratado nos scrubber's, que são depuradores de gás e equipados com extratores de nevoa (*demister*). Esse dispositivo tem a finalidade de remover as gotículas de líquido que são carregadas pelo gás.

Depois de passar por esse equipamento, o gás é escoado para a ECOMP (Estação de Compressores) e posteriormente movimentado até a UPGN (Unidade de Processamento de Gás Natural) em Catu onde será tratado.

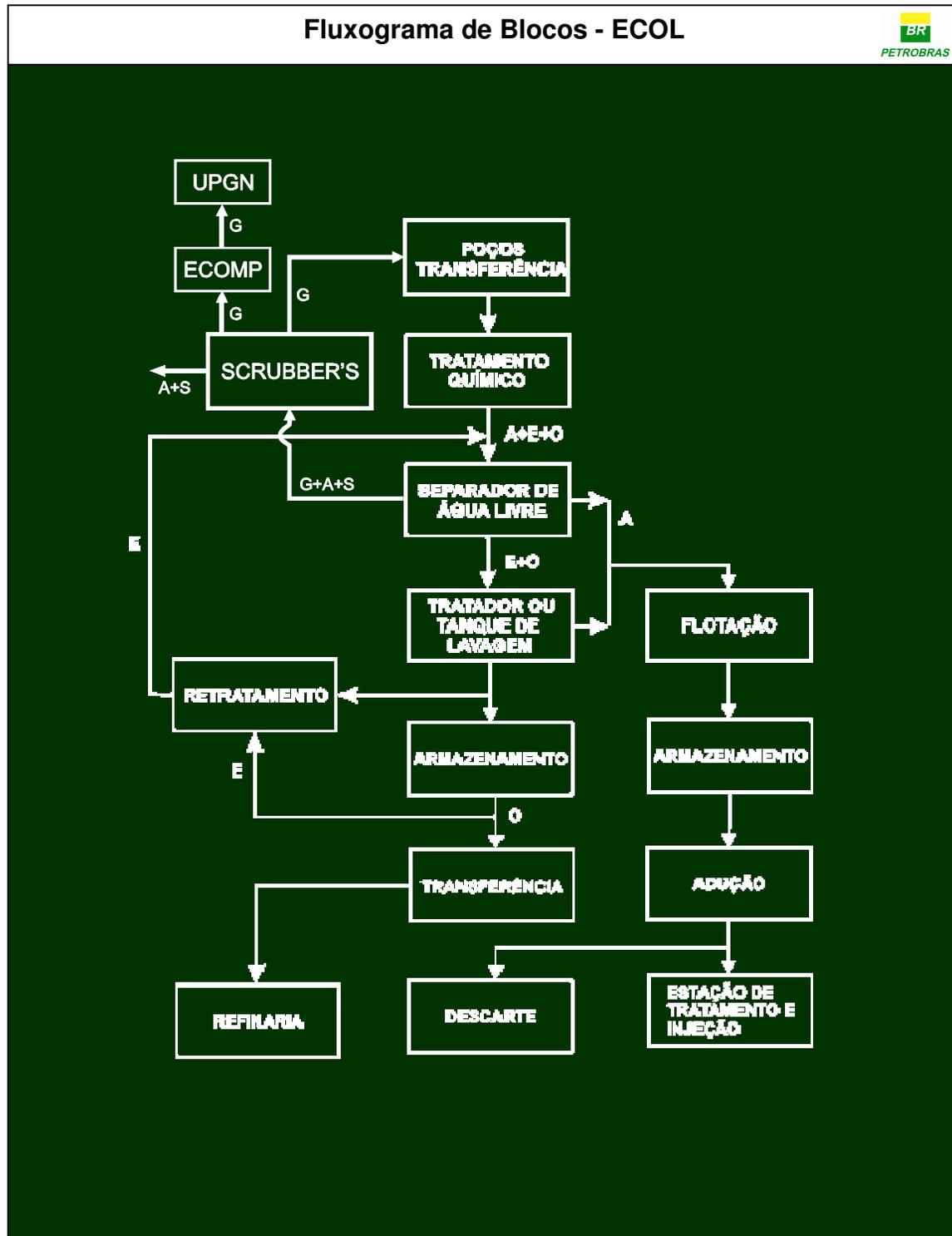
A emulsão produzida nos vasos separadores é transferida para os tratadores. Nos tratadores, a emulsão é aquecida a uma temperatura de aproximadamente 68°C, para haver uma melhor dissociação do óleo e água.

Esta emulsão segue para os TAL's (Tanques de Água Livre) onde, por diferença de densidade, com uma maior área interfacial de contato e tempo de residência, o óleo e a água são separados.

A água produzida nesses tanques pode conter algumas frações de óleo associado, esta então, é enviada para os flotadores, onde também por diferença de densidade, surgem duas faixas de constituinte (óleo e água). A água produzida é bombeada por meio de bomba centrífuga, para a EIA (Estação de Injeção de Água). Amostras de água são coletadas nos flotadores e enviadas para os laboratórios da Petrobras localizados em Taquipe.

O óleo proveniente do TAL é drenado para o tanque de produção, onde amostras de óleo são coletadas e enviadas para análise também em Taquipe. Caso o óleo seja considerado especificado, deve ser transferido para a Estação Recife, através de uma bomba alternativa para transferência do óleo. Caso o óleo não esteja especificado, deve ser realizada a operação de retratamento, onde o produto é bombeado para um dos TAL's em operação para um novo tempo de residência e nova retirada de água. O óleo é enviado novamente ao tanque de produção e novas amostras são coletadas e analisadas. Se o óleo estiver dentro dos parâmetros estabelecidos, este é transferido para a Estação Recife.

3.2. Fluxograma de Bloco Simplificado do Processamento Primário do Óleo nas Estações Coletoras



3.3. Fluxograma de Processo do Processamento Primário nas Estações Coletoras

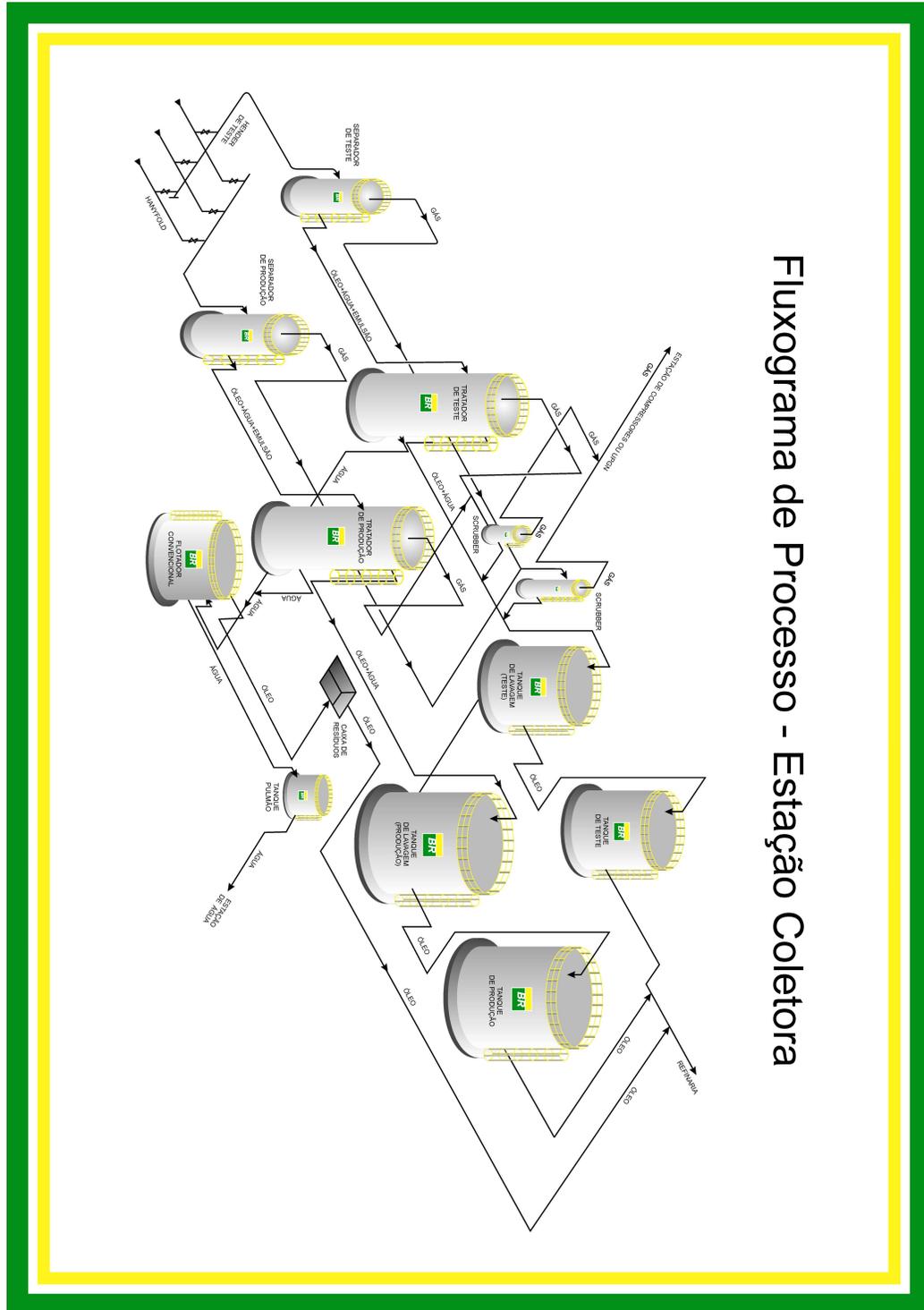


Figura 3.1 Fluxograma de Processo - Processamento Primário

4. Atividades Desenvolvidas Durante o Estágio x Conclusões

4.1. Atividades Desenvolvidas

As atividades desenvolvidas durante o estágio realizado no período de 01 de Abril até 30 de Junho foram:

- Acompanhamento e entendimento do processamento primário do petróleo;
- Compreender o princípio da injeção de produtos químicos na separação primária de petróleo;
- Análise da injeção atual de desemulsificante objetivando melhorias nesta etapa do processo: Ponto de injeção e concentração.
- Confecção de um relatório técnico em relação a um sistema de intertravamento do dispensor da ECOL-C (Anexo);
- Acompanhamento da rotina operacional das estações coletoras;
- Confecção de fluxograma de processo e bloco de uma estação coletora.

4.2. Conclusões

- O estágio proporcionou através desses três meses de experiência prática um conhecimento sobre os processos envolvidos na separação primária de petróleo. Permitindo desta forma uma visão mais técnica de tal processamento.
- Através do dimensionamento descrito no Relatório Técnico (anexo 1) do Sistema de Intertravamento para o Dispensor da ECOL-C, o operador terá tempo hábil para realizar a manobra de desvio de vazão do dispensor para o tanque de linha direta ou equivalente.
- A avaliação da concentração de desemulsificante (Anexo 2) através da comparação da concentração real injetada no mês de Abril e com a concentração realmente necessária (calculada), permitiu indicar uma economia de aproximadamente R\$ 8000,00 mensal na compra do desemulsificante.

- A avaliação do sistema de injeção de desemulsificante (Anexo 3) foi realizada de forma macro, permitindo sugestões de melhorias que podem levar a uma operação mais simples de injeção e uma economia do quantitativo de bombas dosadoras diminuindo também custos com a manutenção das mesmas.
- O Fluxograma de Processo (Anexo 4) foi elaborado a princípio para apresentar a visitantes na OPMG uma visão geral sobre as estações coletoras, porém o mesmo vem sendo utilizado também em reuniões internas com a operação, supervisão e gerência.

5. Treinamentos Realizados

5.1. Qualificação em Segurança, Meio Ambiente e Saúde – Q SMS

Segurança, Meio Ambiente e Saúde são partes indissociáveis dos negócios e do desempenho empresarial e estão associados à eficiência da produção e ao conceito de desenvolvimento sustentável.

Através de princípios e diretrizes da PETROBRAS S.A, foram repassados atitudes preventivas e educacionais que nos permitiu, identificar possíveis desvios na área de atuação e contribuir para a aplicação da política de SMS da companhia.

5.2. Curso Básico de Segurança Industrial – CBASI

O curso teve por objetivo a apresentação das normas de segurança da empresa, os riscos inerentes a atividade e ao processo produtivo, uso dos equipamentos de proteção individual, como também os coletivos.

Além do curso teórico, foi realizado um treinamento pratico de combate a incêndio, que permitiu o aprendizado do uso correto dos equipamentos de combate ao fogo, além da possibilidade de vivenciar uma situação de risco.

6. Anexos

1. Relatório Técnico do Sistema de intertravamento do Dispensor da ECOL-C
2. Avaliação da Concentração de Desemulsificante.
3. Avaliação Macro do Sistema de Injeção de Desemulsificante da ECOL-D.
4. Fluxograma de Processo - Formato A1.
5. Imagens: Tratador, Separador, TAL, Tanque de Armazenamento e Hanyfold.

7. Referências Bibliográficas

- *Thomas, Jose* Eduardo - Fundamentos de Engenharia de Petróleo, Editora Interciência, Rio de Janeiro, 2001;
- *Ramalho, João* Batista Vianey da Silva e André Luis Figueira da Silva - Tecnologia de Separação Gravitacional no Processamento Primário de Petróleo - Universidade Petrobras - Escola de Ciência e Tecnologia, E&P, Rio de Janeiro, Maio 2006.
- Apostila do Curso de Tratamento de Óleo - Elaborado por José Humberto e José Dantas de Azevedo Filho.
- Manual de Operações das Estações Coletoras de Miranga - Unidade de Negócios de Exploração e Produção da Bahia.

Anexos

Anexo 1: Relatório Técnico do Sistema de intertravamento do Dispensor da ECOL-C

 PETROBRAS	CÓD. SAE	Nº RL-3122.03-5410-845-PBA-001		REV	0						
	CLIENTE OU USUARIO	UNIDADE DE NEGÓCIO DA BAHIA				FOLHA	1 de 4				
	PROG./PROJ.									OT	
	ÁREA OU UNIDADE	ESTAÇÃO COLETORA "C" DE MIRANGA									
UN-BA ATP-S / MG	TÍTULO	RELATÓRIO DE CÁLCULO DO DISPENSOR SISTEMA DE INTERTRAVAMENTO									
ÍNDICE DE REVISÕES											
REV	DESCRIÇÃO E/OU FOLHAS ATINGIDAS										
0	EMISSÃO ORIGINAL.										
	Original	Rev A	Rev B	Rev C	Rev D	Rev E	Rev F	Rev G	Rev H		
DATA	16/05/08										
PROJETO	ATP-S/MG										
EXECUÇÃO	GILDSON										
VERIFICAÇÃO	ERNANDE										
APROVAÇÃO	ERNANDE										

AS INFORMAÇÕES DESTE DOCUMENTO SÃO PROPRIEDADES DA PETROBRÁS SENDO PROIBIDA A UTILIZAÇÃO FORA DA SUA FINALIDADE

	CÓD. SAE	Nº	RL-3122.03-5410-845-PBA-001	REV.	0
	PROG./PROJ.			FOLHA	3 de 4
	TÍTULO	RELATÓRIO DE CÁLCULO DO DISPERSOR SISTEMA DE INTERTRAVAMENTO			

1. OBJETIVO

Calcular o volume real do dispersor da Estação Coletora “C” de Miranga, permitindo desta forma estimar: o nível de segurança para o sistema de intertravamento e o tempo necessário para o operador realizar a manobra de desvio de vazão do dispersor para o tanque de linha direta ou equivalente.

2. PREMISSAS

Os cálculos a serem realizados utilizarão as seguintes fórmulas:

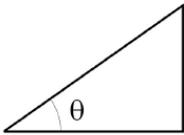
- Volume do tronco de cone (dispersor) = $\frac{\pi h}{3}(R^2 + r^2 + R \cdot r)$

Onde: h = altura do dispersor;
R = raio maior do tronco de cone;
r = raio menor do tronco de cone;
 $\pi \cong 3,14$.

- Relações Trigonômicas:

Sen θ

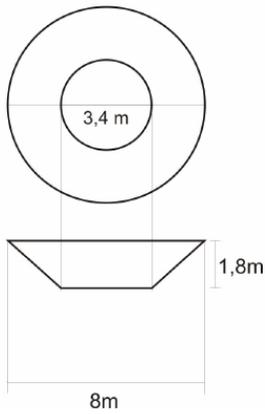
Cos θ



- Relações de vazões e volumes: tempo p/ um determinado volume = $\frac{\text{volume}}{\text{vazão volumétrica}}$

Dados do dispersor:

- Raio maior(R) = 4 m;
- Raio menor(r) = 1,7 m;
- Altura = 1,8 m;
- Vazão de entrada = 66 m³/h.



Os dados foram obtidos em campo com o auxílio da trena, com exceção da vazão de entrada que foi fornecida pelo Supervisor Joel Luís Cravo Carvalho.

3. EQUIPE DE TRABALHO

O estudo foi realizado por: Gildson Bastos Félix e Francisco Ernade Coelho Paz com participação de Edcarlos Freire dos Santos contribuindo com a coleta dos dados.

AS INFORMAÇÕES DESTES DOCUMENTOS SÃO PROPRIEDADES DA PETROBRÁS SENDO PROIBIDA A UTILIZAÇÃO FORA DA SUA FINALIDADE

	CÓD. SAE	Nº	RL-3122.03-5410-845-PBA-001	REV.	0
	PROG./PROJ.			FOLHA	4 de 4
	TÍTULO	RELATÓRIO DE CÁLCULO DO DISPERSOR SISTEMA DE INTERTRAVAMENTO			

4. RESULTADOS

Volume do dispersor = 48 m³;
Tempo necessário para o dispersor atingir o seu nível máximo = 43 minutos;
LAH = 0,5 m;
LAHH = 1,35 m;
Tempo para a LAH = 12 min;
Tempo para a LAHH = 33 min.

5. CONCLUSÃO

O sistema de intertravamento dimensionado e calibrado desta forma permitirá um tempo de 20 minutos entre o LAH e o LAHH, intervalo de tempo que o operador terá para realizar a manobra de desvio de vazão do dispersor para o tanque de linha direta ou equivalente.

6. PARTICIPANTES

<hr/> Gildson Bastos Félix Petrobras (ATP-S/MG)	<hr/> Francisco Ernande Coelho Paz Petrobras (ATP-S/MG)
<hr/> Edcarlos Freire dos Santos Petrobras (ATP-S/CM)	

AS INFORMAÇÕES DESTES DOCUMENTOS SÃO PROPRIEDADES DA PETROBRÁS SENDO PROIBIDA A UTILIZAÇÃO FORA DA SUA FINALIDADE

Anexo 2: Avaliação da Concentração de Desemulsificante

A partir do levantamento realizado, pode-se detectar um diferencial entre a vazão real de produto químico (desemulsificante) utilizado no processo de tratamento primário de óleo e a injeção teórica. A vazão teórica é calculada baseada nas informações do relatório de poços - BASE.

Verificou-se que as intervenções que ocorrem nos poços impactam diretamente a produção da estação, conseqüentemente no volume de produto químico utilizado no tratamento.

Atualmente a vazão de desemulsificante é calculada da seguinte forma:

$$\text{Injeção} = C \times Q / 1440$$

Onde,

C = Concentração de desemulsificante determinada pelo fabricante (ppm),

Q= Volume de Óleo + Água em m³/dia,

Tempo = 1440 minutos (Correspondente a 24h de Injeção).

De acordo com os valores levantados, sugeriu-se a adequação do cálculo da vazão de injeção.

O cálculo da vazão de injeção deve levar em consideração os volumes reais registrados diariamente no Sistema de Contabilização da Produção da Petrobras (CPROP), para que a concentração se aproxime da recomendada pelo fabricante do produto químico que é de 20 ppm.

É importante que se controle o uso de produto químico no tratamento não somente pelo seu custo (US\$ 10/kg), como também para uma melhor qualidade no tratamento.

Utilizando-se os dados da produção diários registrados no CPROP, pode-se ter seguramente a concentração recomendada pelo fabricante do desemulsificante, devendo apenas. O operador da estação, ajustar a bomba dosadora para a vazão de injeção calculada.

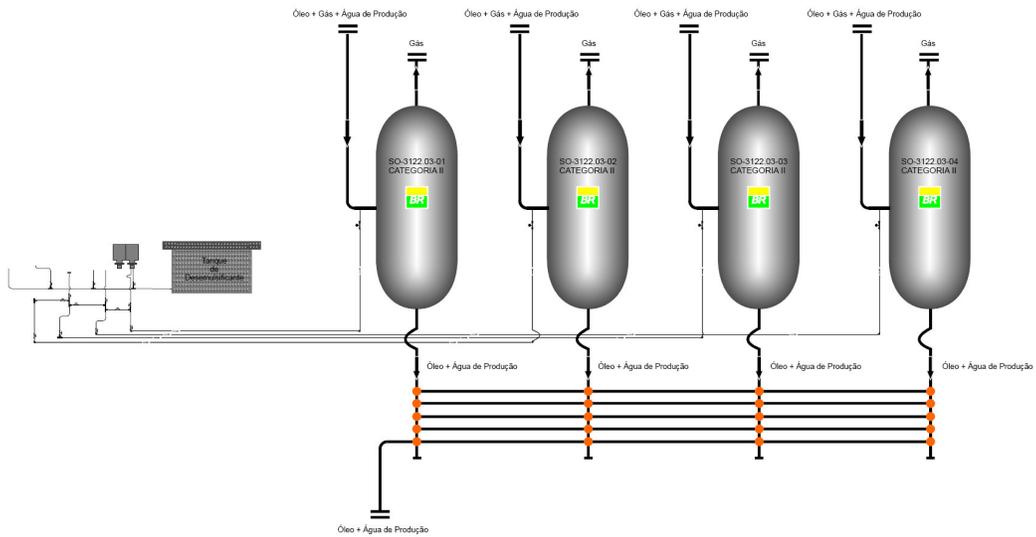
Anexo 2: Avaliação da Concentração de Desemulsificante - Continuação

Injeção de desemulsificante Estiões Coloridas															
ECOL-A				ECOL-B				ECOL-C				ECOL-D			
Data	Óleo + água(m³/dia)	Data	Óleo + água(m³/dia)	Data	Óleo + água(m³/dia)	Data	Óleo + água(m³/dia)	Data	Óleo + água(m³/dia)	Data	Óleo + água(m³/dia)	Injeção Real	Calculada(cm³/min)	Injeção Excedente (m³/dia)	Economia R\$
1/4/2008	814,6	1/4/2008	1312,5	1/4/2008	1388,9	1/4/2008	1388,9	1/4/2008	754,3	1/4/2008	754,3	89	75,73	0,019	374,05
2/4/2008	789,3	2/4/2008	1280,0	2/4/2008	1388,1	2/4/2008	1388,1	2/4/2008	744,3	2/4/2008	744,3	78	76,42	0,005	100,63
3/4/2008	860,0	3/4/2008	1340,5	3/4/2008	1384,0	3/4/2008	1384,0	3/4/2008	734,5	3/4/2008	734,5	74	76,42	-0,003	-68,09
4/4/2008	830,5	4/4/2008	1350,4	4/4/2008	1372,2	4/4/2008	1372,2	4/4/2008	763,5	4/4/2008	763,5	76	76,37	-0,001	-10,51
5/4/2008	870,8	5/4/2008	1304,5	5/4/2008	1365,4	5/4/2008	1365,4	5/4/2008	773	5/4/2008	773	84	76,32	0,011	216,45
6/4/2008	854,3	6/4/2008	1289,6	6/4/2008	1378,6	6/4/2008	1378,6	6/4/2008	779,6	6/4/2008	779,6	80	76,12	0,006	109,48
7/4/2008	860,5	7/4/2008	1348,5	7/4/2008	1389,8	7/4/2008	1389,8	7/4/2008	734,5	7/4/2008	734,5	73	76,67	-0,005	-103,41
8/4/2008	843,2	8/4/2008	1329,9	8/4/2008	1400,7	8/4/2008	1400,7	8/4/2008	745,3	8/4/2008	745,3	90	76,42	0,020	382,89
9/4/2008	790,4	9/4/2008	1345,6	9/4/2008	1420,3	9/4/2008	1420,3	9/4/2008	745,5	9/4/2008	745,5	85	76,46	0,012	240,65
10/4/2008	800,4	10/4/2008	1289,6	10/4/2008	1367,4	10/4/2008	1367,4	10/4/2008	745,5	10/4/2008	745,5	90	74,36	0,023	440,85
11/4/2008	829,8	11/4/2008	1320,4	11/4/2008	1374,3	11/4/2008	1374,3	11/4/2008	763,2	11/4/2008	763,2	97	75,91	0,030	584,53
12/4/2008	840,0	12/4/2008	1388,4	12/4/2008	1378,8	12/4/2008	1378,8	12/4/2008	747,2	12/4/2008	747,2	86	75,75	0,019	289,04
13/4/2008	820,4	13/4/2008	1328,4	13/4/2008	1378,8	13/4/2008	1378,8	13/4/2008	747,2	13/4/2008	747,2	89	75,81	0,019	371,76
14/4/2008	845,5	14/4/2008	1383,5	14/4/2008	1378,4	14/4/2008	1378,4	14/4/2008	765,9	14/4/2008	765,9	99	76,48	0,022	521,78
15/4/2008	901,4	15/4/2008	1323,4	15/4/2008	1326,9	15/4/2008	1326,9	15/4/2008	754,2	15/4/2008	754,2	93	76,82	0,023	456,09
16/4/2008	832,0	16/4/2008	1284,5	16/4/2008	1379,3	16/4/2008	1379,3	16/4/2008	734,5	16/4/2008	734,5	98	75,20	0,033	642,72
17/4/2008	830,2	17/4/2008	1303,0	17/4/2008	1380,4	17/4/2008	1380,4	17/4/2008	753,9	17/4/2008	753,9	87	76,07	0,016	308,10
18/4/2008	820,5	18/4/2008	1329,5	18/4/2008	1388,6	18/4/2008	1388,6	18/4/2008	756,3	18/4/2008	756,3	85	76,17	0,013	249,03
19/4/2008	783,2	19/4/2008	1345,8	19/4/2008	1392,1	19/4/2008	1392,1	19/4/2008	754,9	19/4/2008	754,9	77	75,65	0,002	37,33
20/4/2008	790,5	20/4/2008	1328,4	20/4/2008	1389,4	20/4/2008	1389,4	20/4/2008	766,4	20/4/2008	766,4	73	76,33	-0,004	-74,18
21/4/2008	840,5	21/4/2008	1342,3	21/4/2008	1374,3	21/4/2008	1374,3	21/4/2008	759,3	21/4/2008	759,3	71	76,37	-0,008	-151,36
22/4/2008	820,4	22/4/2008	1322,4	22/4/2008	1380,4	22/4/2008	1380,4	22/4/2008	775,3	22/4/2008	775,3	84	76,05	0,011	224,03
23/4/2008	801,4	23/4/2008	1327,5	23/4/2008	1365,4	23/4/2008	1365,4	23/4/2008	769,3	23/4/2008	769,3	87	75,44	0,017	326,00
24/4/2008	790,0	24/4/2008	1348,0	24/4/2008	1388,2	24/4/2008	1388,2	24/4/2008	754	24/4/2008	754	90	75,34	0,021	413,17
25/4/2008	840,6	25/4/2008	1288,7	25/4/2008	1388,2	25/4/2008	1388,2	25/4/2008	754	25/4/2008	754	94	75,75	0,026	514,40
26/4/2008	860,3	26/4/2008	1289,6	26/4/2008	1387,6	26/4/2008	1387,6	26/4/2008	766,2	26/4/2008	766,2	95	76,14	0,027	531,52
27/4/2008	845,5	27/4/2008	1358,4	27/4/2008	1367,0	27/4/2008	1367,0	27/4/2008	773,9	27/4/2008	773,9	87	76,87	0,015	285,51
28/4/2008	873,4	28/4/2008	1349,9	28/4/2008	1387,5	28/4/2008	1387,5	28/4/2008	760,2	28/4/2008	760,2	84	77,34	0,010	187,87
29/4/2008	859,4	29/4/2008	1332,9	29/4/2008	1369,1	29/4/2008	1369,1	29/4/2008	745,9	29/4/2008	745,9	81	76,21	0,007	135,07
30/4/2008	814,6	30/4/2008	1348,5	30/4/2008	1364,3	30/4/2008	1364,3	30/4/2008	737,4	30/4/2008	737,4	96	75,46	0,030	579,11
Total	24983,6	Sub Total	39710,6	Sub Total	41414	Sub Total	22744,4	Sub Total	2568	Sub Total	2279,77	0,42	8125,04		

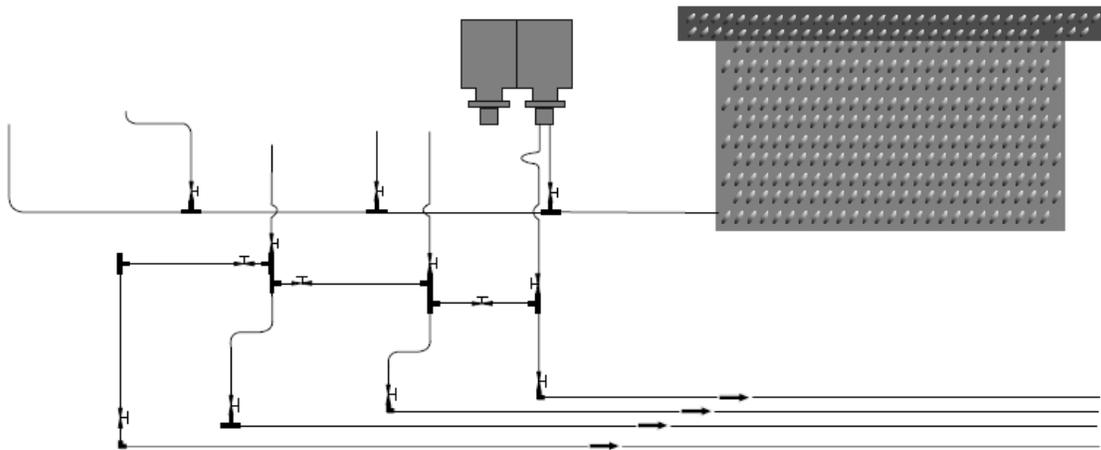
Tabela 6.1 Injeção real x calculada.

Anexo 3: Avaliação Macro do Sistema de Injeção de Desemulsificante da ECOL-D - Atual

Sistema de injeção de desemulsificante (Atual)

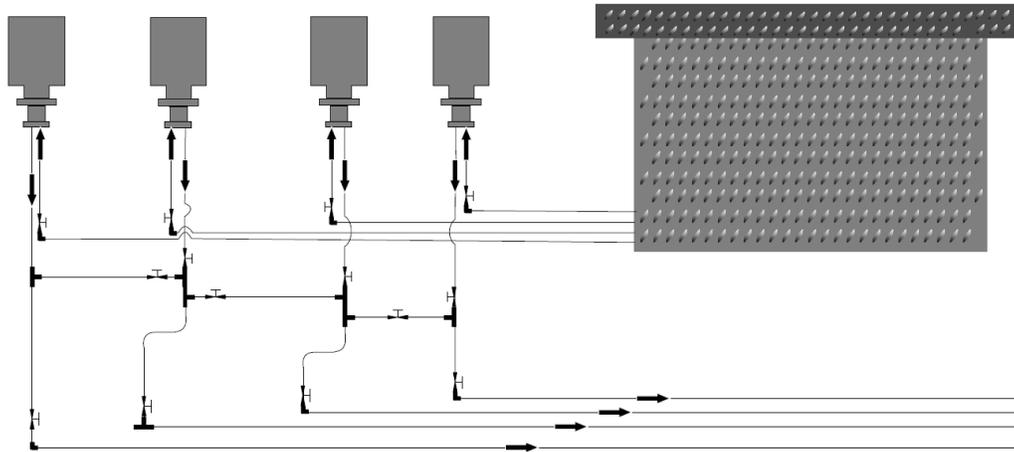


Sistema de injeção de desemulsificante (Atual)

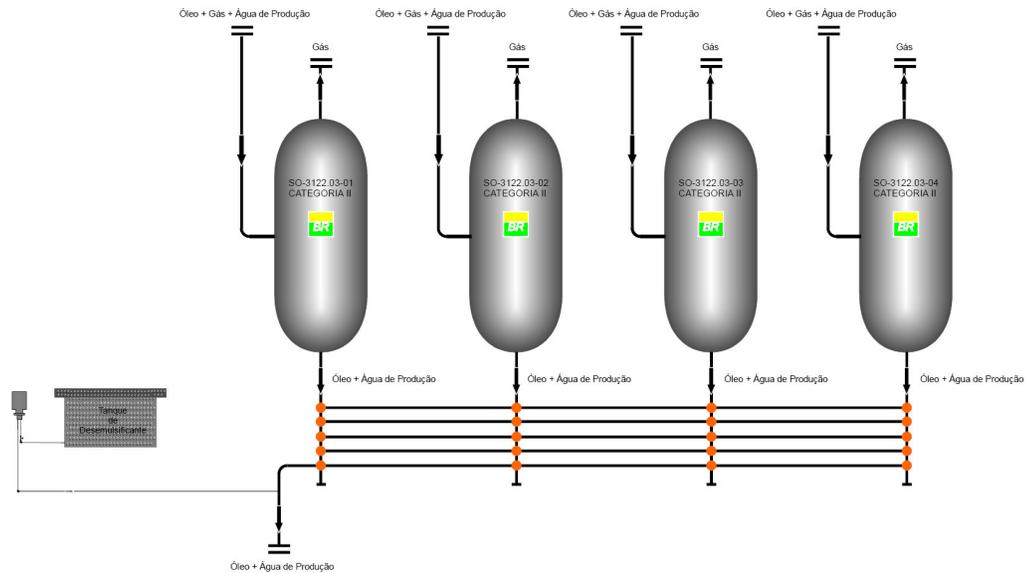


Anexo 3: Avaliação Macro do Sistema de Injeção de Desemulsificante da ECOL-D - Proposto

Sistema de injeção de desemulsificante (Proposto)



Sistema de injeção de desemulsificante (Proposto)



Anexo 4: Fluxograma de Processo - Formato A1 – Em Papel

Anexo 5: Imagens.