

# AVALIAÇÃO FÍSICO-QUÍMICA DAS BORRAS DE PETRÓLEO, ORIUNDAS DE ANTIGOS POÇOS, EXISTENTES NA REGIÃO DE SÃO FRANCISCO DO CONDE, BAHIA

Evelin Daiane Serafim Santos Franco<sup>1</sup>

Anderson Souza Viana<sup>2</sup>

Ícaro Moreira Lima<sup>3</sup>

José Ângelo Sebastião Araújo dos Anjos<sup>4</sup>

## RESUMO

O presente estudo analisou as características físicas e químicas das borras de petróleo, oriundas de antigos poços, localizados no município de São Francisco do Conde, Bahia. Foram obtidos valores de ponto de fluidez, densidade e grau API. Além da análise quantitativa dos cicloalcanos, alcanos e isoprenóides, foi efetuada uma avaliação qualitativa dos hidrocarbonetos totais, policíclicos aromáticos e do potencial hidrogeniônico. Durante a fase de planejamento, para obtenção da borra, sete pontos de coleta foram demarcados. Contudo, a amostragem das borras de petróleo ocorreu em apenas um poço.

**Palavras-chave:** Borra; Petróleo; Contaminação.

## ABSTRACT

The present study examined the physical and chemical characteristics of sludge oil, derived from old wells, located in the municipality of São Francisco do Conde, Bahia. Values were pour point, API gravity and density. In addition to the quantitative analysis of cycloalkanes, alkanes and isoprenoids, was made a qualitative assessment of total hydrocarbons, polycyclic aromatics and hydrogen potential. During the planning phase, to obtain blurs seven points were demarcated. However, the sample of oil sludge occurred in only one well.

**Keywords:** Sludge; Oil; Contamination.

## 1 INTRODUÇÃO

O século XX foi marcado por uma série de mudanças motivadas pela necessidade de consumo e avanço econômico. Atrelado a isso, foram gerados resíduos, que na maioria das vezes, eram descartados de forma ambientalmente incorreta.

---

<sup>1</sup> Bolsista de iniciação científica Unifacs/ Fapesb, membro do núcleo de pesquisa em Geotecnologias Ambientais.

<sup>2</sup> Coorientador da bolsista. Aluno do mestrado de Energia da UNIFACS (Universidade Salvador).

<sup>3</sup> Coorientador da bolsista. Mestre em Geoquímica: Petróleo e Meio Ambiente pela UFBA (Universidade Federal da Bahia) e professor da UFBA (Universidade Federal da Bahia).

<sup>4</sup> Orientador da bolsista. Professor Titular do Mestrado em Regulação da Indústria de Energia (MRIE) e da Graduação em Engenharia Ambiental, Coordenador do Projeto PROCAD/CAPES – “Recuperação de Áreas Degradadas: sustentabilidade ambiental em sítios contaminados por resíduos industriais”, Coordenador do Grupo de Pesquisa do Laboratório de Geotecnologias Ambientais da UNIFACS; e professor Adjunto do Instituto de Geociências da Universidade Federal da Bahia.

Na indústria petrolífera os resíduos sólidos de maior importância são as borras oleosas. Isso ocorre pelo fato das mesmas serem altamente recalcitrantes (CARVALHO, 2000).

De acordo com Carvalho (2000), na Refinaria de Duque de Caxias, aproximadamente 89.000 m<sup>3</sup> de resíduos oleosos são produzidos anualmente. O equivalente a 22,5% do total de petróleo processado. Destes, 54% são recuperados e rejeitados na unidade de refino, acarretando um passivo de 41.000 m<sup>3</sup>/ano. Ela ainda coloca que esse acúmulo consiste em 36.000 m<sup>3</sup> de resíduos, os quais poderão ser reaproveitados no processo, caso se conserve a qualidade final do produto e 5000 m<sup>3</sup> de borra propriamente dita.

Assim, as borras oleosas são resíduos difíceis de serem depurados e obtidos durante o transporte, produção e refino do Petróleo. São provenientes do fundo de tanques de armazenamento, de separadores água e óleo, de unidade de craqueamento catalítico, dentre outras. Elas são constituídas de hidrocarbonetos, compostos orgânicos persistentes no ambiente que podem se bioacumular nos organismos. Além de apresentar elevadas variações de composição, alto grau de toxicidade, não podendo ser descartas no meio ambiente, de forma aleatória (CARVALHO, 2000).

Os processos de refino e destilação dos variados produtos do petróleo geram resíduos que ficam suspensos, durante a fase de movimentação, logística e armazenamento. O repouso do produto nos tanques favorece a ocorrência da decantação da poeira e dos resíduos em suspensão, os quais vão sendo depositados no fundo do tanque, produzindo borras. No decorrer do tempo, elas vão ficando mais densas podendo alterar a qualidade dos produtos (CARVALHO, 2000).

São Francisco do Conde encontra-se na região metropolitana de Salvador, onde se limita a Noroeste com Santo Amaro, a Nordeste com São Sebastião do Passé e ao Sul com a Baía de Todos os Santos (BTS). Apresenta forte influência das águas dos rios Subaé, São Paulo Ipitanga e Joanes. É uma das cidades de maior renda per capita da Bahia em função da atividade petrolífera.

Durante a primeira visita técnica feita ao local, constatou-se que uma parcela da população mais carente vive em condições precárias de saneamento e moradia, sendo sua principal fonte de renda a pesca.

A atividade petrolífera foi há alguns anos atrás uma das principais fontes de contaminação de São Francisco do Conde, pois nesse período ocorreram derramamentos de óleos, supressão de aterros de mangue e deposição de borras no substrato rochoso.

A vegetação própria da área é composta por formação pioneira com influência de mangue e de Floresta Ombrófila. O clima característico da região é quente e úmido, com temperatura média anual de 25,3°C (BAHIA, 1999 apud ANJOS et al., 2006).

O Diagnóstico Ambiental Preliminar de São Francisco do Conde feito pela equipe Técnica composta por José Ângelo Sebastião dos Anjos, Geólogo D.Sc (USP) ; Jorge Falcão Paredes , Geólogo D.Sc (USP) e Oceanógrafo Ph.D (London); Luciana Neves Sarno, Geóloga D.Sc (USP ) e gestora Ambiental (UNIFACS) ; Magno da Conceição Peneluc, Geólogo D.Sc (USP) e Biólogo ( USP) e Renato , Geógrafo e Mestrando Desenvolvimento Regional – Unifacs fragmentou o município de São Francisco do Conde em quatro zonas. E, partindo do mesmo foi escolhida a área da Bacia Petrolífera de Dom João, com a finalidade de avaliar a existência de borras de petróleo em São Francisco do Conde (ANJOS et al., 2006).

O campo Dom João é dividido em duas porções, uma terrestre e outra marítima. Ambas produzem aproximadamente 450 barris/dia de óleo, por meio de sete poços injetores de água e seis produtores de óleo (ANP, 2003).

De acordo com a Agência Nacional de Petróleo (2003), a porção terrestre do campo Dom João está situada na região sudoeste da Bacia do Recôncavo, no município de São Francisco do Conde (BA), 40 km a noroeste da cidade de Salvador. Essas porções abrangem uma área respectivamente de 16 km<sup>2</sup> e 31 km<sup>2</sup>.

A ANP (2003) divulgou o número de poços presentes nas duas porções na época desse estudo. Em Dom João Terra, eram aproximadamente 47 poços (33 produtores de óleo e 14 injetores de água). E, em Dom João Mar foram perfurados 634 poços, sendo que em 2003 tinham apenas oito (cinco produtores de gás e três fechados).

A produção de óleo indicada no Sumário Executivo do campo Dom João - Terra, era de 100m<sup>3</sup>/ dia (ANP, 2003, p. 1).

Esse trabalho foi efetuado com a borra localizada ao redor do poço situado no campo petrolífero de Dom João, dentro do município de São Francisco do Conde. Ela foi gerada em função do desequilíbrio termodinâmico provocado pela redução da pressão ao redor do mesmo, havendo assim a precipitação de componentes pesados.

Portanto, essa pesquisa tem como objetivo caracterizar as borras de petróleo através dos seguintes parâmetros: grau API, ponto de fluidez, viscosidade e cromatografia gasosa. E, expor os impactos ambientais de alguns dos seus constituintes, tais como: os hidrocarbonetos totais, hidrocarbonetos policíclicos aromáticos, os alcanos, monoaromáticos e aromáticos.

## 2 METODOLOGIA

A pesquisa foi realizada em duas etapas. A primeira foi focada na pesquisa bibliográfica, onde foram coletados materiais, artigos científicos e sites a respeito da presença de borras de Petróleo em Dom João, no município de São Francisco do Conde. Na segunda etapa foi realizada uma pesquisa de campo, onde foram demarcados os pontos de coleta e uma pesquisa experimental, a fim de desenvolver estudos na borra.

A pesquisa de campo foi efetuada com o auxílio de um GPS, fornecido pela Universidade Federal da Bahia, cujo sistema de referência empregado foi o WGS 84, elipsóide WGS 84 e as coordenadas obtidas em UTM.

Ao chegar a São Francisco do Conde, iniciou-se a busca pela Borra de Petróleo. No dia da coleta o tempo estava favorável, sem chuvas. Contudo, ocorreu precipitação nos dias que antecederam o mesmo. Foram demarcados sete pontos de coleta, sendo que as borras de petróleo foram identificadas em apenas um poço.

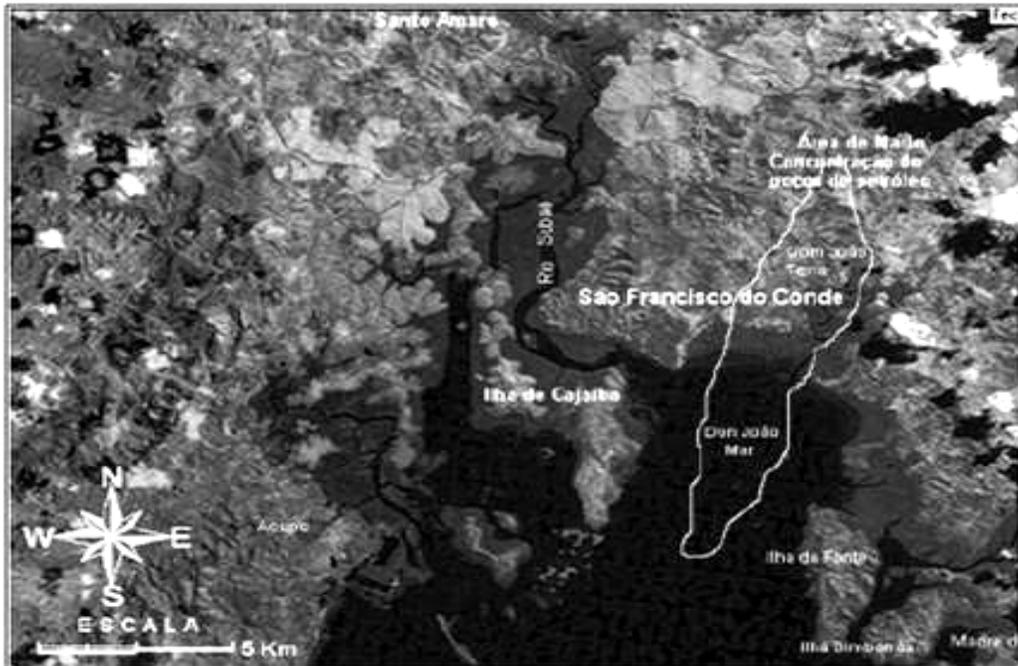


Figura 1 - Ilustração da localização de São Francisco do Conde no mapa, retirada do Relatório Preliminar de São Francisco do Conde

Fonte: Prof. Dr. J. Ângelo. Bahia, 2006.



Figura 2 - Ilustração do rio Dom João, em São Francisco do Conde  
Fonte: E. Franco. Bahia, 2013.

O primeiro ponto visualizado foi Dom João, onde foi encontrado um poço, sem vestígios de borra, próximo a Refinaria local com latitude de  $12^{\circ} 36' 39''$ S, longitude  $38^{\circ} 38' 47''$ L e altitude 17 m.

O segundo local visitado foi o Porto Dom João- Rio Dom João, com latitude  $12^{\circ} 36' 48''$ S, longitude  $38^{\circ} 38' 48''$ L e altitude de 6 m. Ele encontra-se margeado pela vegetação de mangue branco (espécie *Laguncularia racemosa*), o mesmo tinha uma quantidade de sedimentos característicos de área de manguezal e nenhum vestígio de borra.

O terceiro ponto demarcado foi um poço com latitude  $12^{\circ} 36' 50''$ S, longitude  $38^{\circ} 39' 00''$ L e altitude 7 m, não foram visualizadas nenhuma borra nessa área. E o quarto ponto foi outro poço próximo ao mesmo, nesse local foram encontrados poucos resíduos de atividade Petrolífera, tanques de fraturamento, e nenhuma Borra de Petróleo.

Em Marapé, foi orientado um poço com latitude  $12^{\circ} 37' 31''$ S, longitude  $38^{\circ} 39' 12''$ L e altitude 6 m. Nesse local foi identificada elevada concentração de matéria orgânica, resíduos plásticos e nenhum vestígio de borra. Ainda em Marapé foi demarcado outro poço, aparentemente inativo, com latitude  $12^{\circ} 37' 14''$ S, longitude  $38^{\circ} 39' 09''$  L e altitude 36 m. Nele também não foi encontrada nenhuma borra de petróleo.

O último local visitado foi a Fazenda Dom João. Nele foi realizada a amostragem da borra, que se encontra em um estado pastoso, semissólido.

As borras foram homogeneizadas, postas em recipientes de vidro com capacidade de 500 ml, a fim de evitar a contaminação das amostras e acondicionadas em isopor com gelo.

Foi trazida uma quantidade extra, que foi colocada em recipientes de vidro e posteriormente posta em refrigeração.

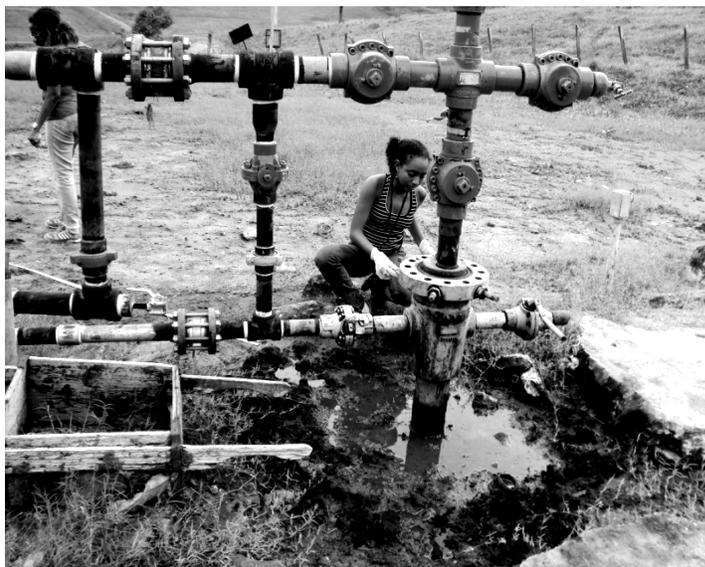


Figura 3 - Ilustração da coleta da Borra  
Fonte: E. Franco. Bahia, 2013.

As amostras foram acondicionadas e transportadas em isopores para os laboratórios de Petróleo e Gás- LAPEG e o de Geociências – LAGEO.

Durante a pesquisa experimental foi realizada a análise dos seguintes parâmetros: grau API; ponto de fluidez; viscosidade; composição e potencial hidrogeniônico. Além de medida da densidade utilizando o sistema CGS, em  $\text{g/cm}^3$ , por meio do Densímetro DMA 4500 Paar, no Laboratório de Petróleo e Gás do Instituto Brasileiro de Tecnologia e Regulação à temperatura de  $20^\circ\text{C}$ .

A análise do Ponto de Fluidez foi realizada no LAPEG- Laboratório de Petróleo e Gás do Instituto Brasileiro de Tecnologia e Regulação.

O ponto de Fluidez é um parâmetro físico que determina a menor temperatura na qual o óleo combustível flui, quando sujeito a um resfriamento sob condições específicas de teste. Estabelece as condições de manuseio e estocagem do produto (ANP, 1999).

A Viscosidade foi medida em centipoise (cp), por meio do viscosímetro Rotacional Brookfield, no Laboratório de Petróleo e Gás do Instituto Brasileiro de Tecnologia e Regulação, na temperatura inicial de  $60^\circ\text{C}$  e posteriormente de  $80^\circ\text{C}$ . Essa análise é muito importante, pois determina o grau de resistência de um fluido a uma dada temperatura. Por meio desse parâmetro é possível obter as condições de manuseio e utilização do produto (ANP, 1999). E determinar o tempo necessário para um óleo, que foi derramando em uma

determinada área, cubra a mesma. Quanto maior a viscosidade, maior será o tempo requerido para um óleo cobrir uma determinada porção do terreno.

Para avaliar a composição da amostra de borra foram inicialmente idealizadas duas cromatografias, a Gasosa Capilar ou de Alta Resolução e a Gasosa de Alta resolução acoplada a um Espectrômetro de Massa (CG/EM). Sendo que a segunda seria precedida da extração da Matéria Orgânica Sólida.

A análise cromatográfica foi realizada com o aparelho CP- 3800, cujos gases de alimentação foram o Nitrogênio, o Hidrogênio, o Hélio e o Ar (mistura de nitrogênio e oxigênio). Ela é utilizada na identificação de n-alcenos e isoprenóides. O programa utilizado para o registro do sinal foi o Galaxie, no Laboratório de Petróleo e Gás do Instituto Brasileiro de Tecnologia e Regulação, à temperatura inicial de 40°C, chegando a 380°C.

Essa cromatografia é aplicada no estudo de compostos voláteis ou que possam ser volatilizados sem ter suas estruturas alteradas pelo aquecimento. Nessa técnica, a fase estacionária é um líquido de elevado ponto de ebulição, depositado sobre as paredes internas de colunas capilares flexíveis de sílica fundida, as quais podem ser extremamente finas e longas. A fase móvel é um gás inerte, nesse caso foi o hélio, que carregou cada componente até a saída da coluna, onde se localiza o detector de ionização de chama (FID- *Flame Ionization Detector*), o qual é o mais próprio para análises quantitativas e qualitativas de n-alcenos e isoprenóides presentes na amostra de óleo total, não fracionado por cromatografia líquida (COLLINS et. al., 1990 apud TRIGUIS; SOUZA, 2009).

A amostra foi devidamente pesada depois de ser retirada da estufa. Por meio de uma seringa de 10 µl, foi injetado 1 µl do solvente Dissulfeto de Carbono na amostra, que posteriormente foi homogeneizada na capela. A temperatura do Injetor variou entre 150 a 380° C, as vazões do gás de arraste (Hélio) e dos gases da queima (Hidrogênio e o Ar sintético) foram respectivamente 12 ml/min., 30 ml/ min. e 300 ml/ min. A temperatura do Detector de Ionização de Chama foi de 380°C e a da coluna variou entre 35 a 350°C. A razão do injetor foi de 20° C/ min.

Essa cromatografia é mais adequada para análises de Hidrocarbonetos aromáticos policíclicos e policicloalcanos. Isso ocorre, pelo fato do Detector de ionização de Chama não ser específico para quantificar esses compostos e na quantificação e identificação de moléculas complexas, como os biomarcadores, das famílias dos triterpanos e esteranos. Ela combina separação química com elevada resolução espectral (PETER; MOLDOWAN, 1993 apud TRIGUIS; SOUZA, 2009).

Depois de separados, os compostos são deslocados para o Espectrômetro de Massa (CG/EM), sendo que nas mais modernas, são utilizadas colunas capilares e todos os compostos que eluem da coluna passam de forma direta para a câmara de ionização.

Os elétrons são gerados pelo aquecimento de um filamento de Tungstênio e depois de acelerados, adquirem a capacidade de ionizar compostos que variam de 50 a 600 unidades de massa atômica em intervalos de tempo menores que 3 segundos. Eles bombardeiam as moléculas do composto formando íons moleculares, moléculas neutras de menor peso molecular e fragmentos menores.

O potencial hidrogeniônico (ph) é um parâmetro físico que determina se um meio é ácido, básico ou neutro. O mesmo pode ser obtido por meio de um aparelho chamado pHmetro ou pelo cologaritmo decimal da concentração efetiva e a concentração molar.

Segundo Guimarães (2007), quando os valores do ph estiverem na faixa de 5,5 e 8,5, os tratamentos biológicos são mais recomendados. Entretanto, quando ácido, tratamento como o coprocessamento torna-se inviável em função do mesmo danificar os fornos, comprometendo a durabilidade do mesmo.

### **3 RESULTADOS E DISCUSSÃO**

A borra de petróleo localizada no campo Dom João, especificamente a margem do poço, tem uma característica pastosa e escura.



Figura 4 - Ilustração da borra de petróleo

Fonte: E. Franco. Bahia, 2013

O Densímetro efetuou três leituras da densidade da amostra. A primeira leitura a 60°C foi de 0,85203 g/cm<sup>3</sup>. As outras foram efetuadas a 80°C e registrou o mesmo valor, 0,83930 g/cm<sup>3</sup>.

O °API foi lido duas vezes a 20°C, o primeiro valor foi de 28,98 e o segundo foi de 28,73, uma diferença de aproximadamente 0,9%. Em cima dos valores obtidos no Densímetro do °API, o petróleo contido na borra foi classificado como médio ou de base Naftênica. Logo a amostra analisada contém além de alcanos, 25 a 30% de hidrocarbonetos aromáticos.

Os hidrocarbonetos aromáticos possuem na molécula, pelo menos um anel benzênico. Aqueles de baixo peso molecular presentes no petróleo, como o benzeno, tolueno, etilbenzeno e isômeros como meta, orto e para xileno (dimetil benzeno) são solúveis parcialmente em água se volatilizam facilmente a temperatura ambiente, esse grupo de compostos são denominados de BTEX.

Os monoaromáticos de maior incidência no petróleo são o tolueno e o meta-xileno. Eles são normalmente tóxicos e apresentam uma elevada mobilidade em água e em sistemas solo-água devido a sua alta salinidade. Fato que pode ser representado de forma significativa pelo menor coeficiente de partição entre o octanol-água. Um coeficiente de partição baixo resulta em uma lenta absorção no solo e um transporte preferencialmente via água.

De acordo com Mazzuco (2004), o homem pode por ingestão ou inalação ser exposto a esses contaminantes. Logo, dependendo do grau de exposição de uma pessoa ao mesmo,

esses compostos poderão causar problemas como: irritabilidade na pele, depressão do sistema nervoso central e efeitos no sistema respiratório.

O ponto de fluidez é o ponto de congelamento do fluido em estudo. Seu valor foi de 36,9°C. Esse resultado foi aproximado para 36°C e posteriormente alterado com a adição de três unidades ao mesmo, conforme a regra. Logo, o valor obtido foi de 39°C.

Foram obtidos dois valores de viscosidade a 80°C, em diferentes taxas de cisalhamento. O primeiro valor foi de 16,55 cp, a uma taxa de cisalhamento de 50  $s^{-1}$ . E o segundo foi de 14,73cp ou 14,77 cp a uma taxa de cisalhamento de 100 $s^{-1}$ .

Por meio da viscosidade é possível saber qual a energia necessária para espalhar um determinado fluido, como por exemplo, o petróleo em uma superfície. Assim como, em caso de derrame de óleo, o tempo necessário para que ele cubra uma área, sabendo que quanto maior a viscosidade maior será o mesmo.

Os hidrocarbonetos são formados de moléculas saturadas, aromáticas e insaturadas. Os saturados, conhecidos como alcanos ou parafinas, são compostos orgânicos cujos carbonos são unidos apenas por ligações simples com um maior número de hidrogênios possível. Os Insaturados, chamados de oleofinas, apresentam pelo menos uma ligação tripla ou dupla entre carbonos.

Os alcanos ou parafínicos normais são hidrocarbonetos que apresentam cadeia aberta e sem ramificações, apenas ligações simples entre os carbonos (saturados). Os alcanos ramificados ou Isoparafinas são compostos formados de hidrogênio e carbono, os quais apresentam cadeia aberta com ramificações, apenas ligações simples entre carbonos (HUNT, 1999 apud TRIGUIS; SOUZA, 2009). A maior concentração individual de alcanos ramificados no petróleo é encontrada na forma de 2 metil ou 3 metil – hexano e/ou - heptano, podendo chegar a 1% no óleo cru. Além dos alcanos ramificados de médio peso molecular (C9 a C25) são conhecidos como isoprenóides, ou seja, compostos saturados derivados do isopreno (TISSOT; WELTE, 1984 apud TRIGUIS; SOUZA, 2009).

A cromatografia realizada no Laboratório de Petróleo e Gás- Lapeg, conforme a ASTM D-2887, identificou os hidrocarbonetos da amostra de borra de petróleo compreendidos entre o intervalo do C5 (Pentano) – C44 (Tetratetracontano).

Em função borras terem sido retiradas da margem de um poço, evidenciou-se que dentro do grupo dos pesados, os naftênicos e os aromáticos (C10 –C20) apresentaram maiores concentrações. Verificou-se também, que a partir do C5 os leves, pouco leves (Hexano ao Alcano) foram de baixa concentração. Assim como, a partir do Tridecano houve um aumento

da concentração dos pararínicos, oleofínicos, naftênicos, aromáticos e dos compostos que compõe o grupo dos BTEX (Benzeno, Tolueno, Etilbenzeno e Xileno).

A Cromatografia Gasosa de Alta Resolução acoplada a um Espectrômetro de Massa (CG/EM) foi pensada com o objetivo de quantificar e qualificar os HPAs presentes na borra de Petróleo, mas devido a problemas de funcionamento do aparelho não foi possível realizar a mesma. A análise desse parâmetro foi puramente teórica, no qual foi abordada a importância de se estudar esses compostos, formas de geração dos mesmos e características.

Os Hidrocarbonetos Totais são compostos que, quando manuseados de forma incorreta, podem contaminar o solo, água e comprometer a saúde humana.

A terminologia hidrocarboneto total é aplicada para descrever uma grande família de compostos provenientes do Petróleo. São exemplos desse grupo de hidrocarbonetos, o hexano, óleos combustíveis, óleo mineral, benzeno, tolueno, xileno, naftaleno e fluoreno.

Os HTPs podem causar uma série de problemas à saúde humana, tais como: danos ao sistema nervoso, provocando náuseas e desmaios. E ainda existem aqueles que podem gerar sérios prejuízos ao sistema imunológico, fígado, pulmões, desenvolvimento do feto e alguns casos até o câncer.

Os hidrocarbonetos policíclicos aromáticos (PAH) podem ser gerados por fontes naturais, tais como a combustão incompleta da matéria orgânica e da biomassa vegetal ou por fontes antrópicas, como os gerados na atividade petrolífera para serem utilizados na fabricação de corantes, preservação da madeira e fibras sintéticas. Contudo o que preocupa é a quantidade de PHAs que estão sendo lançados no ambiente e, que estão contaminando os ecossistemas e conseqüentemente, pode vir a comprometer no futuro a qualidade de vida da população.

São arranjados na forma de dois ou mais anéis aromáticos e formados apenas de átomos de carbono e hidrogênio. O estudo desses compostos é de extrema importância, uma vez que os mesmos não são degradados pela maior parte dos microorganismos, apresentam propriedades mutagênicas e carcinogênicas, ou seja, podem reagir de forma direta ou depois de modificações metabólicas com o DNA, acarretando mutações e são lipossolúveis, podendo ser facilmente absorvidos pelos organismos dos seres humanos.

Onofre (2007) explica que existe mais de 100 HPAs atualmente, sendo que 16 são de extrema importância em função de suas propriedades físicas e químicas, características toxicológicas e ambientais. Dentre eles, estão o fenantreno, fluoranteno, naftaleno e o antraceno.

De acordo com Jacques, Bento e Camargo (2009), nos centros urbanos é onde se encontra o foco de contaminação de HPAs em função da geração de resíduos a partir dos motores veiculados, garagens de automóveis e oficinas mecânicas.

#### **4 IMPACTOS AMBIENTAIS**

Antes de expor os impactos ambientais do petróleo e da borra propriamente dita, é imprescindível saber a definição de impacto ambiental.

Impacto ambiental pode ser entendido como uma modificação das características biológicas, físicas e químicas de um determinado recurso natural, desencadeada direta ou indiretamente pela ação humana.

A indústria de petróleo gera resíduos com graus de periculosidade em suas principais áreas (transporte para as refinarias, extração de óleo cru, refino de produtos acabados, dentre outros), os quais apresentam em sua constituição hidrocarbonetos na forma de óleo, água e sólidos em distintas proporções, conforme a área (SOUZA; HOLANDA, 2003 apud MELO; CORIOLANO; ARAÚJO, 2013).

A borra oleosa consiste em um sistema com mais de uma fase, onde as partes polares provocam repulsão de cargas, o que impede a formação de fase homogênea, limitando o tratamento. Durante a absorção do óleo, as partículas sólidas lhe dão grande estabilidade, tornando o resíduo muito persistente (URURAHY et. al., 1998; GAYLARDE, 1998 apud MELO; CORIOLANO; ARAÚJO, 2013).

Uma das maiores inquietações em relação à presença de hidrocarbonetos policíclicos aromáticos é a poluição que os mesmos ocasionam ou podem vir a gerar ao meio ambiente. Além de apresentarem um potencial cancerígeno, podem contaminar o solo, que segue para as águas subterrâneas, cuja contaminação está relacionada a uma grande gama de áreas contaminadas por substâncias perigosas (HAIMANN, 1995 apud PEDROTI, 2007).

A poluição do solo está relacionada à presença de substâncias tóxicas de classes químicas, tais como: compostos orgânicos voláteis, hidrocarbonetos alifáticos, e aromáticos, como: BTX (benzeno, tolueno e xileno), óleos pesados, subprodutos do craqueamento dos derivados petroquímicos, metais pesados, solventes e compostos clorados, hidrocarbonetos policíclicos aromáticos, fenóis, dentre outros. Todos modificam negativamente a qualidade do solo, prejudicando conseqüentemente, a vegetação que depende do mesmo e qualidade da água subterrânea (RODRIGUES, 2006 apud PEDROTI, 2007).

Tratar a borra é um desafio complexo para as indústrias que trabalham com o petróleo. Com isso, muitas tecnologias convencionais têm sido realizadas, tais como: o tratamento biológico, incineração, entre outras. Contudo, nenhuma delas tem alcançado uma solução plenamente satisfatória e eficaz ambientalmente. Logo, existe uma necessidade de técnicas ambientais com capacidade de neutralizar e minimizarem os impactos da mesma no ambiente (COSTA, 2010 apud MELO; CORIOLANO; ARAÚJO, 2013).

## 5 CONCLUSÕES

A borra oleosa é um resíduo do Petróleo constituído de hidrocarbonetos, compostos que demoram de ser depurados pelo ambiente e que podem ser assimilados pelos seres humanos.

Os hidrocarbonetos totais e os policíclicos aromáticos são compostos tóxicos que podem contaminar o solo, as águas subterrâneas, a fauna e a flora que desses recursos dependem. E pelo fato da borra de petróleo ser constituída desses compostos, não pode ser descartada sem um tratamento prévio.

Os dados obtidos confirmam a periculosidade da borra, assim como a necessidade de se descartar adequadamente a mesma, de forma a degradar o mínimo possível o meio ambiente. Os parâmetros analisados em laboratório, tais como: o grau API, viscosidade, densidade e composição ajudaram a caracterizar o óleo presente na borra, e indiretamente a traçar uma melhor forma de tratamento desse resíduo.

Segundo Melo, Coriolano e Araújo (2013), a borra de petróleo é um resíduo constituído de uma mistura de água, areia, pedra e óleos. Até pouco tempo atrás, esse material era descartado em diques e tanques ao ar livre, o que comprometia a qualidade do solo e dos corpos hídricos próximos ao poço. Hoje, existem técnicas alternativas a essas formas de descarte, mas que podem ou não poluir o meio ambiente, tais como: gaseificação e incineração, tratamentos térmicos por pirólise, reciclagem da borra oleosa com sua incorporação à massa argilosa para fabricação de blocos cerâmicos na construção civil e sua disposição em landfarming.

## REFERÊNCIAS

ANJOS, J. A. S. e al. Diagnóstico ambiental preliminar de São Francisco do Conde (BA). **Revista Baiana de Tecnologia**, Camaçari, v. 21, n. 1, p. 129-140, jan./set. 2006. Disponível: <<http://www.bdpa.cnptia.embrapa.br/busca?b=ad&id=159294&biblioteca=vazio&busca=autoria:%22SARNO,%20L.%20N.%22&qFacets=autoria:%22SARNO,%20L.%20N.%22&sort=&paginacao=t&paginaAtual=1>>. Acesso em: 2 out. 2012.

ANJOS, J. A. S. **Estratégias para remediação de um sítio contaminado por metais pesados**: estudo de caso. 157 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mineral) – Universidade de São Paulo, São Paulo. 1998.

ANP - AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Sumário Executivo do campo de Dom João – Terra**. São Francisco do Conde, 2003. p.1.

\_\_\_\_\_. Portaria n. 80, de 30 abr. 1999. Estabelece o Regulamento Técnico ANP nº 003/99, anexo a esta Portaria, que especifica os óleos combustíveis de origem nacional ou importados a serem comercializados em todo o território nacional. Disponível em : <[http://www.cetesb.sp.gov.br/Tecnologia/camaras/gt\\_ar/RANP\\_80\\_1999.pdf](http://www.cetesb.sp.gov.br/Tecnologia/camaras/gt_ar/RANP_80_1999.pdf)>

CARVALHO, D. **Sistema de Gestão Ambiental-EEW**. Rio de Janeiro, 2000, n. 118. Disponível em: <<http://www.ambiente.sp.gov.br/wp-content/uploads/.../6-ResiduosSolidos.pdf>>. Acesso em: 3 out. 2012.

COSTA, G. **Extração de espécies metálicas de resíduo sólido proveniente da pirólise da borra de petróleo**. 2010. 94f. Dissertação (Mestrado em Química Analítica) – Universidade Federal do Paraná, Paraná. 2010.

GUIMARÃES, A. K. V. **Extração do óleo e caracterização dos resíduos da borra de petróleo para fins de reuso**. 157f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) – Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Rio Grande do Norte, 2007. Disponível em: <<http://ftp://ftp.ufrn.br/pub/biblioteca/ext/bdtd/AdrianaKVG.pdf>>. Acessado em: 3 out. 2012.

JACQUES, R. J. S.; BENTO, F. M.; CAMARGO, F. A. O. Biodegradação de hidrocarbonetos aromáticos policíclicos. **Revista Ciência e Natura**, Santa Maria, n. 29, 2007. Disponível em: <<http://webcache.googleusercontent.com/search?q=cache:9e1Z6ctfd08J:cascavel.ufsm.br/revistas/ojs-2.2.2/index.php/cienciaenatura/article/download/9736/5829+&cd=3&hl=pt-BR&ct=clnk&gl=br>> Acesso em: 4 out. 2012.

MAZZUCO, L. M. **Atenuação Natural de Hidrocarbonetos aromáticos em aquíferos contaminados com óleo diesel**. 2004. 86p. Dissertação (Mestrado em Química Analítica) – Faculdade de Química, Universidade Federal de Santa Catarina, Santa Catarina, 2004. Disponível em: <<http://repositorio.ufsc.br/bitstream/handle/123456789/87349/210034.pdf?sequence=1>>. Acesso em: 14 jul. 2013.

MOREIRA, I. T. A. **Avaliação da eficiência de modelos de remediação aplicados em sedimentos de manguezal impactados por atividades petrolíferas.** 2011. 167 f. Dissertação (Mestrado em Geoquímica: Petróleo e Meio Ambiente) - Universidade Federal Da Bahia, Salvador, 2011.

MOURA, H. L. et al. Avaliação de HPA na remediação de borra de petróleo utilizando processos oxidativos avançados. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENGENHARIA QUÍMICA EM INICIAÇÃO CIENTÍFICA, 8., 2009, Uberlândia. **Anais...** Uberlândia, 2009. p. 1-7. Disponível em: <<http://www.cobeqic2009.feq.ufu.br/uploads/media/92020551.pdf>>. Acesso em: 25 abr. 2012.

ONOFRE, C. R. de E. et al. Biodisponibilidade de metais traços nos sedimentos de manguezais da porção norte da Baía de Todos os Santos, Bahia, Brasil. **Revista De Biologia e Ciências da Terra**, Madre de Deus, v. 7, n. 2, p. 65-82, 2007. Disponível em: <<http://eduep.uepb.edu.br/rbct/sumarios/pdf/baiadetodosossantos.pdf>>. Acesso em: 27 abr. 2012.

ROSA, G. S. **Avaliação do potencial de espécies vegetais por fitorremediação de solos contaminados por petróleo.** 2006. 144 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Ambiental) - Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro. 2006.