

# **IMPACTOS DAS EMISSÕES ATMOSFERICAS DA PRODUÇÃO DE VAPOR PARA INJEÇÃO EM CAMPOS MADUROS**

P. H. E. EVARISTO<sup>1</sup>, C. E. M. JERÔNIMO<sup>2</sup> e R.G. TEIXEIRA<sup>3</sup>

<sup>1</sup> Universidade Potiguar, Graduando em Engenharia de Petróleo e Gás.

<sup>2</sup> Engenheiro de Processamento, PETROBRAS. Doutor em Engenharia Química. Professor.

<sup>3</sup> Universidade Potiguar, Graduando em Engenharia de Petróleo e Gás.

E-mail para contato: p.paulo22@hotmail.com

**RESUMO** – Nesse trabalho é feito um estudo comparativo entre produção de petróleo, emissões geradas para produzir o mesmo e emissões geradas na queima desse hidrocarbonetos, tais como: materiais particulados (MP), óxidos de enxofre (SO<sub>x</sub>), óxidos de nitrogênio (NO<sub>x</sub>), monóxido de carbono (CO), dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), metano (CH<sub>4</sub>), além disso o cálculo do dióxido de carbono equivalente. O estudo consiste em simulações feitas a partir do software STARS para obtenção da produção gerada pela injeção do vapor, emissões geradas tanto na produção do vapor para injetar nos poços quanto na queima de todo o petróleo gerado e o estudo quantitativo e comparativo entre elas. Com base nisso foi possível desenvolver modelos que relacionam a qualidade do vapor produzido e as emissões geradas, além de propor equações com níveis de confiabilidade acima de 99%, que objetiva relacionar esses poluentes com a quantidade de óleo produzido pelos reservatórios, em modelos simplificados.

**Palavras – Chaves:** Petróleo. Emissões. Gás Natural.

## **1. INTRODUÇÃO**

O petróleo é originado a partir da decomposição da matéria orgânica proveniente principalmente de organismos aquáticos que constituem o plâncton. Essa matéria orgânica depositada no fundo de lagos e mares juntamente com sedimentos trazidos por rios, quando submetidos a altas pressões e temperaturas ao longo do tempo, formam o petróleo. Em condições padrão da superfície, o petróleo bruto se assemelha a um líquido fino de cor castanha ou azulado/esverdeado, já o petróleo mais pesado se parece com um piche preto e sólido (Thomas, 2004).

Segundo ALBUQUERQUE et al. (2007) os métodos de recuperação propõem a injeção de fluidos com o objetivo de deslocar o petróleo para fora dos interstícios da rocha. Desse modo o fluido injetado no reservatório deve mover (empurrando) o óleo para fora da rocha e o fluido que foi injetado deve ocupar o espaço deixado pelo óleo. Entre os métodos de recuperação, de acordo com GUSHIKEN e SIQUEIRA (2008), a injeção de vapor é amplamente utilizada na indústria do petróleo por ser um método bastante eficiente para a recuperação de petróleo pesado.

É notável a importância do mercado do petróleo e da grandeza de sua indústria nos dias atuais.

Além da sua grande utilização como importante fonte de energia, inúmeros bens de consumo essenciais ao cotidiano das pessoas são produzidos a partir da indústria petroquímica. Porém, junto a toda essa estrutura, há também uma quantidade considerável de impactos ambientais gerados pelo petróleo. Os impactos ocorrem desde a procura por jazidas até o consumo dos produtos finais, muitas vezes, com conseqüências significativas para o meio ambiente, de acordo com OLIVEIRA (2007). Devido a geração desses impactos, ocorreu uma preocupação por empresas e até mesmo alguns países com a conseqüência que isso podia acarretar. Conseqüências essa que poderia afetar o futuro do nosso planeta, de uma maneira negativa pelo fato de gerar em sua produção componentes como por exemplo o enxofre, que causa a chuva acida. Além de sua produção, o processo de refino e outro processos feitos na indústria petrolífera, gera vários outros tipos de contaminantes e poluentes atmosféricos.

Ademais JERONIMO et al. (2012) alguns dos principais poluentes atmosféricos: materiais particulados (MP), óxidos de enxofre (SO<sub>x</sub>), óxidos de nitrogênio (NO<sub>x</sub>), monóxido de carbono (CO), dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), metano (CH<sub>4</sub>) e o ozônio (O<sub>3</sub>). Desses poluentes, são precursores do efeito estufa o CO, CO<sub>2</sub> e o CH<sub>4</sub>; que comumente são agrupados em função da ponderação dos seus níveis de impacto como CO<sub>2eq</sub>, dióxido de carbono equivalente.

Esses poluentes atmosféricos, precisam ser quantificados para que haja um controle e evite um desequilíbrio ambiental, mesmo que em geral apresentem valores médios de emissão para uma determinada fonte de poluição do ar, com grandes faixas e variável grau de exatidão.

Segundo, SANQUETTA et al. (2013) vêm sendo desenvolvidas metodologias específicas de quantificação de emissões de GEEs para diferentes setores da economia, chamados de Inventários de Emissões de GEEs. Um inventário pode ter dois segmentos: um aplicado a países, estados e municípios e, outro, a corporações. Os dois seguem uma linha comum, porém cada um com suas especificações. Com o intuito de padronizá-los em função das diferentes escalas de realização, foram desenvolvidas diretrizes e ferramentas de cálculo. A elaboração de inventário de emissões de gases de efeito estufa (GEE) é o primeiro passo para que uma organização contribua para o combate à mudança do clima, pois determina a quantidade e a origem (fontes) das emissões a serem reduzidas.

Algumas dessas metodologias são usadas internacionalmente e a principal é a GHG Protocol, que é muito utilizada por empresas corporativas, além disso é derivada de uma parceria de negócios entre diferentes organizações não governamentais (ONGs), governos e outras entidades, reunidos pelo World Resources Institute (WRI) e o World Business Council for Sustainable Development (WBCSD), de acordo com SANQUETTA et al. (2013). O GHG Protocol é uma ferramenta utilizada para entender, quantificar e gerenciar emissões de GEE que foi originalmente desenvolvida nos Estados Unidos, em 1998, pelo World Resources Institute (WRI) e é hoje a metodologia mais usada mundialmente pelas empresas e governos para a realização de inventários de GEE. É também compatível com a norma ISO 14.064 e com as metodologias de quantificação do Painel Intergovernamental de Mudanças Climáticas (IPCC). 11

Sendo assim, o objetivo do trabalho apresentado, é fazer a utilização da ferramenta GHG Protocol para calcular as emissões de GEE gerados na produção de vapor para injeção de poços de

petróleo com o objetivo de aumento de produção. Com isso apresentar a viabilidade ou não desse processo em relação a poluição ao meio ambiente.

## 2. MATERIAIS E MÉTODOS

Para o desenvolvimento desse presente estudo foi utilizado o simulador comercial, STARS (*Steam, Thermal, and Advanced Processes Reservoir Simulator*) – versão 2007, que trabalha na forma de simulações numéricas trifásicas de múltiplos componentes da CMG (*Computer Modelling Group*) que foi elaborado com o objetivo de simular recuperações térmicas de óleo. A simulação foi feita com uma configuração five-spot invertido, o que define a distribuição dos poços, onde é constituído de um poço injetor no centro da malha e quatro produtores nos vértices. Tendo em vista a homogeneidade dos resultados e o tempo de simulação, a malha foi constituída de  $\frac{1}{4}$  de five-spot, ou seja,  $\frac{1}{4}$  de produtor e  $\frac{1}{4}$  de injetor. Os parâmetros utilizados seguiram dos dados sugeridos por Medeiros et al (2011).

A injeção do vapor foi avaliada por meio das técnicas de injeção contínua e cíclica, em diversas temperaturas, com o objetivo de avaliar a capacidade da transferência de calor para o reservatório em diversas situações, principalmente para os níveis de título de vapor obtidos nos diferentes níveis de qualidade da água.

Para estabelecer a quantidade de Gás Natural que foi consumido, considerou-se o valor do PCI do Gás Natural, conforme Cartaxo (2006) onde define-se 38690 kJ/kg. O valor da densidade relativa do gás natural em condições estabelecidas de 20°C e 1atm, corresponde a 0,76 Kg/m<sup>3</sup>.

Para estabelecimento dos níveis de emissões, segundo Siqueira (2014), os coeficientes que descrevem a concentração de poluentes em dois senários, queima de óleos combustíveis e queima de gás natural. Para o desenvolvimento desse trabalho foi considerado um gerador de vapor de 25 MMBTU/h, onde enquadra-se na classe de caldeiras pequenas e médias de acordo com a Tabela 1.

Tabela 1. Coeficiente de concentração de poluentes

|                                 | ÓLEO COMBUSTÍVEL (kg/m <sup>3</sup> )  | GÁS NATURAL<br>(kg/10 <sup>3</sup> sm <sup>3</sup> )                               |
|---------------------------------|--|--|
| POLUENTE                        | FATOR DE EMISSÃO<br>CALDEIRAS MÉDIAS E<br>PEQUENAS<br>( $< 25 \times 10^6$ Kcal/h) | FATOR DE EMISSÃO<br>CALDEIRAS MÉDIAS E<br>PEQUENAS<br>( $< 25 \times 10^6$ Kcal/h) |
| Material Particulado Filtrável  | $1,1 \times S + 0,39$  | 0,03   |
| Material Particulado Condensado | 0,18   | 0,091  |
| Dióxido de Enxofre              | $19 \times S$  | 0,0096   |
| Trióxido de Enxofre             | $0,684 \times S$   | -  |
| Monóxido de Carbono             | 0,6  | 1,344  |
| Óxido de Nitrogênio             | 5,64   | 1,6  |
| Óxido Nitroso                   | 0,0636   | 0,035  |
| Compostos Orgânicos Totais      | 0,154  | 0,176  |
| Compostos Orgânicos Voláteis    | 0,034  | 0,088  |
| Metano                          | 0,12   | 0,037  |

|   |       |       |
|---|-------|-------|
| Dióxido de Carbono ( $\leq 1\%$ de Enxofre) | 3.000 | 1.920 |
| Dióxido de Carbono ( $> 1\%$ de Enxofre)    | 2.928 | -     |

Para ser feito o estudo analítico de quanto de emissão foi gerado com toda a queima de todo o petróleo produzido, utilizou-se a tabela acima considerando os parâmetros para o óleo combustível. Segundo, SZKLO (2007) a produção de óleo combustível numa refinaria de petróleo excede os 60% do volume potencial de combustíveis a serem produzidos, desta forma para representar e estimar a geração de emissões considerou-se tal combustível como referência para essa estimativa.

### 3. RESULTADO E DISCUSSÃO

Segundo Carvalho e Lacava (2003) os principais agentes da poluição atmosférica em gases de combustão são: materiais particulado (MP), o monóxido de carbono (CO), o dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), os óxidos de nitrogênio (NO<sub>x</sub>) e os óxidos de enxofre (SO<sub>x</sub>). Com isso foi feita uma análise comparativa da geração de emissões atmosféricas na queima de dois combustíveis: Gás Natural com o objetivo de gerar vapor para injeção em poços de petróleo e uma consideração para o óleo combustível como parâmetro para a queima de todo o petróleo produzido.

Na Figura 1 tem-se a relação da quantidade dos compostos: Metano (CH<sub>4</sub>), Óxido Nítrico (NO<sub>2</sub>), Material Particulado Condensado (MPC), Material Particulado Filtrável (MPF), Composto Orgânico Total (TOC), Composto Orgânico Volátil (VOC), Dióxido de Enxofre (SO<sub>2</sub>), Dióxido de Carbono (CO<sub>2</sub>) e Dióxido de Carbono Equivalente (CO<sub>2</sub>Eq), geradas na queima do gás natural, em Quilograma (kg), relacionado com a produção do reservatório em metro cúbico (m<sup>3</sup>). Observa-se uma diminuição em todos os poluentes com o aumento do título que varia de 0,6 até 0,9, devido a relação feita com a produção em m<sup>3</sup> que tem um grande aumento com a injeção do vapor no reservatório.

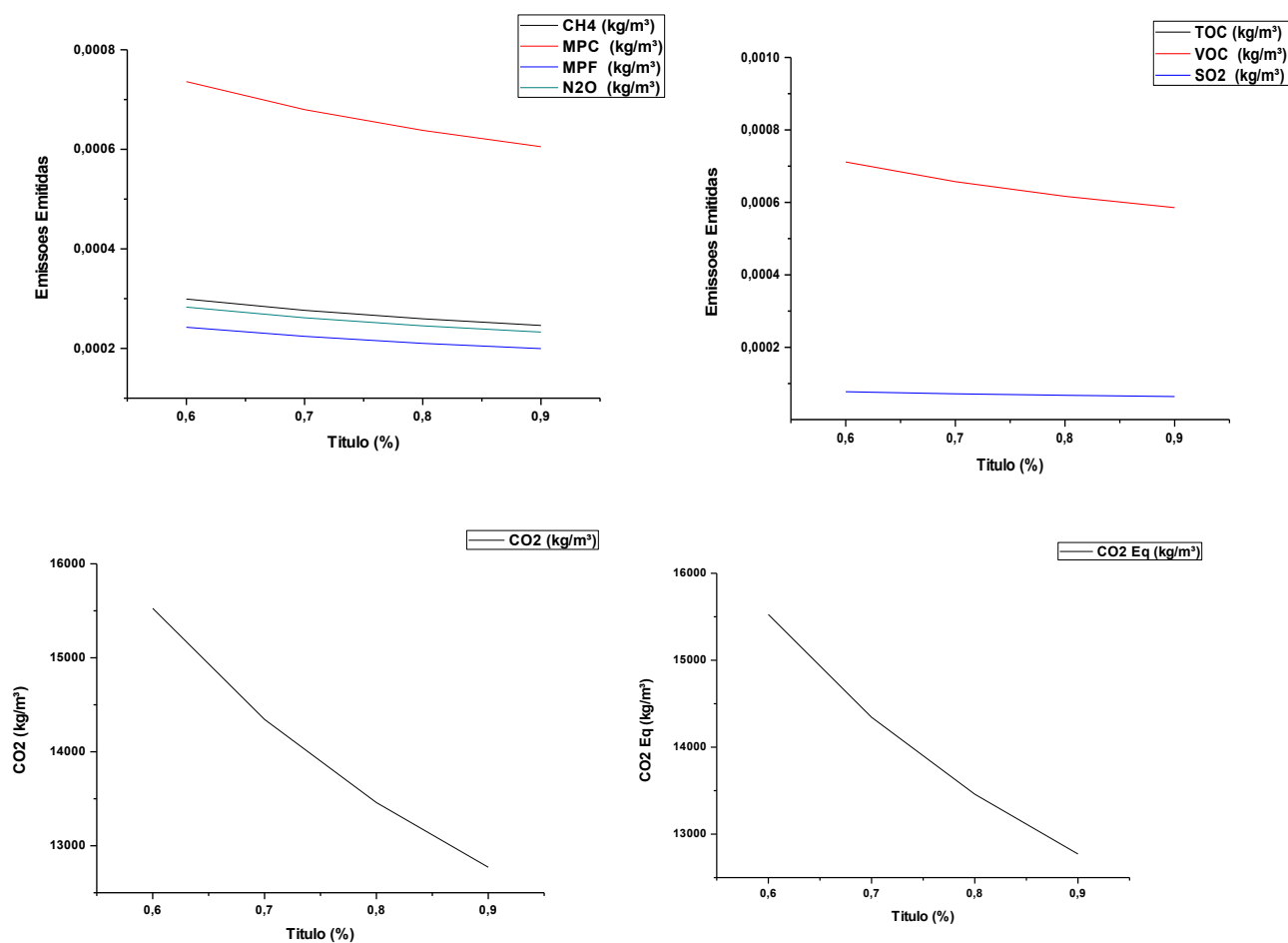


Figura 1. Gráficos de geração de emissões, em kg, por óleo produzido com a injeção do vapor, em m<sup>3</sup>.

Considerando que todo o petróleo gerado na produção será convertido em combustíveis, na Figura 2 apresenta-se uma relação entre todas as emissões geradas com o petróleo produzido e as emissões geradas durante a produção do vapor para injeção em poços de petróleo. Na Figura 2 são apresentados os ganhos dos poluentes, em especial, Composto Orgânico Volátil (VOC) e o monóxido de carbono (CO), com os incrementos título.

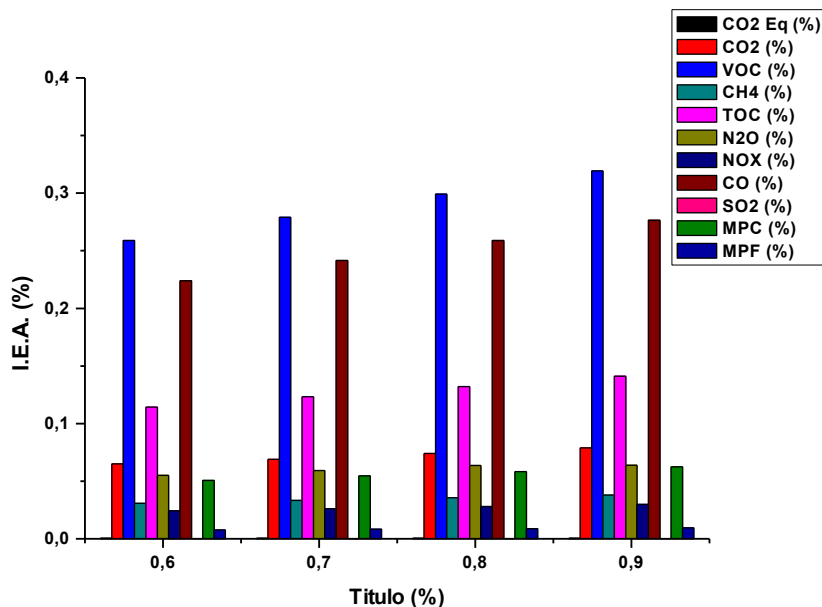


Figura 2. Gráfico representativo de emissões para diferentes títulos, em porcentagem.

A Tabela 2 representa modelos de equações lineares divididas por seus coeficientes “A” e “B” e o coeficiente de determinação (R) para estudos futuros em relação a esse tema, relacionando as emissões na queima do gás natural por toda a produção de petróleo gerada pela injeção do vapor. Todos os coeficientes de determinação apresentou resultados acima de 99%.

Tabela 2. Tabela representativa de coeficientes de uma equação linear e o coeficiente de determinação de cada equação para cada poluente.

| POLUENTE  | A          | B        |
|-----------|------------|----------|
| CO2/BBI   | - 9.150,86 | 20.888,3 |
| CH4/BBL   | - 0,0002   | 0,0004   |
| CO2Eq/BBL | - 9.150,92 | 20.888,4 |
| MPC/BBL   | - 0,000434 | 0,0010   |
| MPF/BBL   | - 0,000143 | 0,0003   |
| TOC/BBL   | - 0,000839 | 0,0019   |
| VOC/BBL   | - 0,000419 | 0,0010   |
| N2O/BBL   | - 0,000167 | 0,0004   |
| NOX/BBL   | - 7,6257   | 17,4069  |
| CO/BBL    | - 0,0064   | 0,0146   |
| SO2/BBL   | - 0,0000   | 0,0001   |

A Figura 3 representa uma análise comparativa com a produção feita a partir da injeção do

vapor produzida na queima do gás natural (linha de cor preta) e a quantidade de vapor injetado no poço (linha de cor vermelha) por um tempo fictício. Pode-se observar um incremento considerável na produção de petróleo com a injeção de vapor.

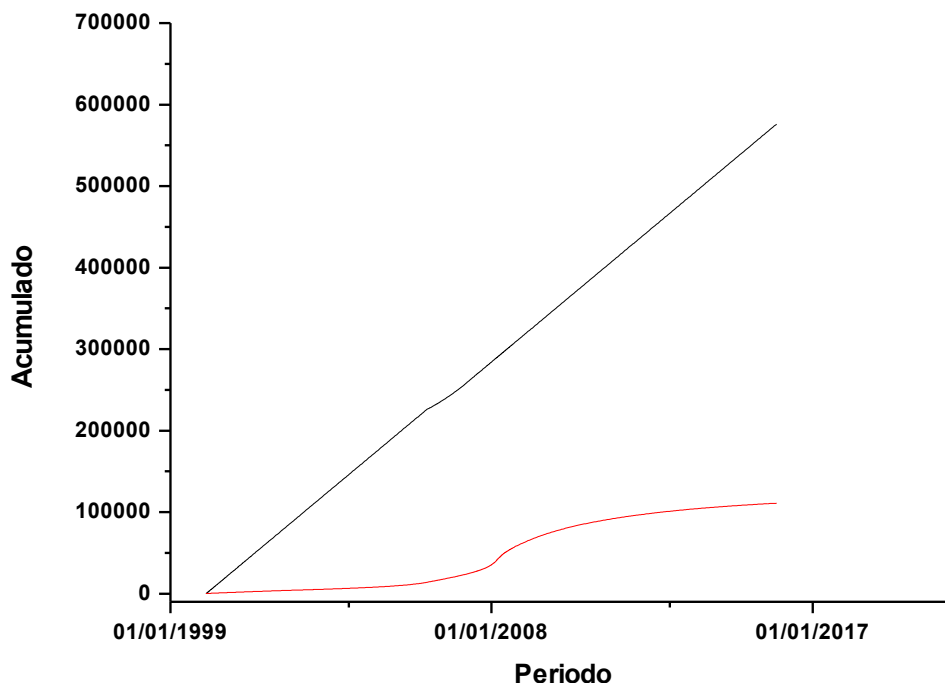


Figura 3. Gráfico relacionando produção acumulada de petróleo acumulado com injeção de vapor e o tempo da exploração.

## 4. CONCLUSÃO

O GHG Protocol combinado com modelos matemáticos citados no trabalho e o simulador STARS demonstrou uma ferramenta adequada para estudos comparativos, apresentando resultados lógicos e aderentes a estudos semelhantes descritos na literatura.

A equação propostas pelo trabalho apresentaram níveis de confiabilidade, de acordo com o coeficientes de determinação ( $R^2$ ), podendo ser utilizados futuramente para estudos de estimativa das emissões na queima do gás natural para produção de vapor.

## 6. REFERÊNCIAS

THOMAS, J. E. Fundamentos da engenharia do petróleo. 2. ed. Rio de Janeiro: Ed. Interciência, 2004.

ROCHA, W. da S.; RIBEIRO, R. A.; MARQUES, J. A. V. da C. Participações governamentais da indústria do petróleo e gás natural e as demonstrações contábeis. 4º PDPTERO, Campinas, São Paulo, 2007.)

ALBUQUERQUE, H. S. et al. Estudo da eficiência de sistemas microemulsionados na recuperação avançada de petróleo. 4º PDPETRO, Campinas, São Paulo, 2007.).

GUSHIKEN, Maurício Takechin; SIQUEIRA, José Batista. Anais. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ÁGUAS SUBTERRÂNEAS, 15., 2008, Natal. CARACTERÍSTICAS GERAIS DOS PROJETOS DE INJEÇÃO DE VAPOR NOS RESERVATÓRIOS PRODUTORES DE PETRÓLEO DA FORMAÇÃO AÇU NA BACIA POTIGUAR. Natal: Abas, 2008. v. 1, p. 2 - 2.

JERONIMO, Carlos Enrique de Medeiros; FERNANDES, Hermano Gomes; MENDES, Marcelo Fidelis Marques. SIMULAÇÃO DO IMPACTO NA PRODUÇÃO DE GASES DE EFEITO ESTUFA PELA MUDANÇA DA MATRIZ ENERGÉTICA EM UMA REFINARIA DE PETRÓLEO. Runpetro, Natal, v. 1, n. 1, p.32-32, nov. 2012.

SIQUEIRA, Ligia Cristina Gonçalves de; SCHOENDORFER, Claudio Lins; ASSUNÇÃO, João Vicente de. TECNOLOGIA DE CONTROLE DA POLUIÇÃO DO AR PARA MATERIAL PARTICULADO, GASES, VAPORES E ODORES E VERIFICAÇÃO DE SISTEMAS. São Paulo: Cetesb, 2014.

SANQUETTA, Carlos Roberto; FLIZIKOWSKI, Lis Camila; MOGNON, Francelo. ESTIMATIVA DAS EMISSÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA EM UMA OBRA DE CONSTRUÇÃO CIVIL COM A METODOLOGIA GHG PROTOCOL. Enciclopédia Biosfera, Goiânia, v. 9, p.1088-1106, 2013.

PROGRAMA BRASILEIRO GHG PROTOCOL. Disponível em <<http://www.ghgprotocolbrasil.com.br/index.php?r=site/conteudo&id=1>>. Acesso em 20/11/2013.

MEDEIROS, E., MEDEIROS JÚNIOR, R., ARAÚJO, J., BARILLAS, J., DUTRA JUNIOR, T., MATA, W.. ANÁLISE DE DIFERENTES VISCOSIDADES A PARTIR DA APLICAÇÃO DO AQUECIMENTO GERAL INDIRETO COMO MÉTODO DE RECUPERAÇÃO EM RESERVATÓRIOS PETROLÍFEROS. HOLOS - ISSN 1807-1600, Natal, 5, dez. 2011.

JERÔNIMO, C. E. M.; SOUZA, T. T. C. de. Estudo da viabilidade econômica da injeção de vapor para recuperação de petróleo em campos de alta viscosidade. Scientia Plena, Alagoas, p.3-3, 2013.

BRASIL. Resolução nº 52, de 29 de dezembro de 2010. Resolução da Diretoria da Anp Nº 52 de 29.12.2010. 1. Brasília : Anp

CARVALHO JR., J. A. de; LACAVA, P. T. Emissões em processos de combustão. São Paulo: Editora UNESP, 2003.

SZKLO, A. S. Fundamentos do Refino de Petróleo. 1 ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2005.