

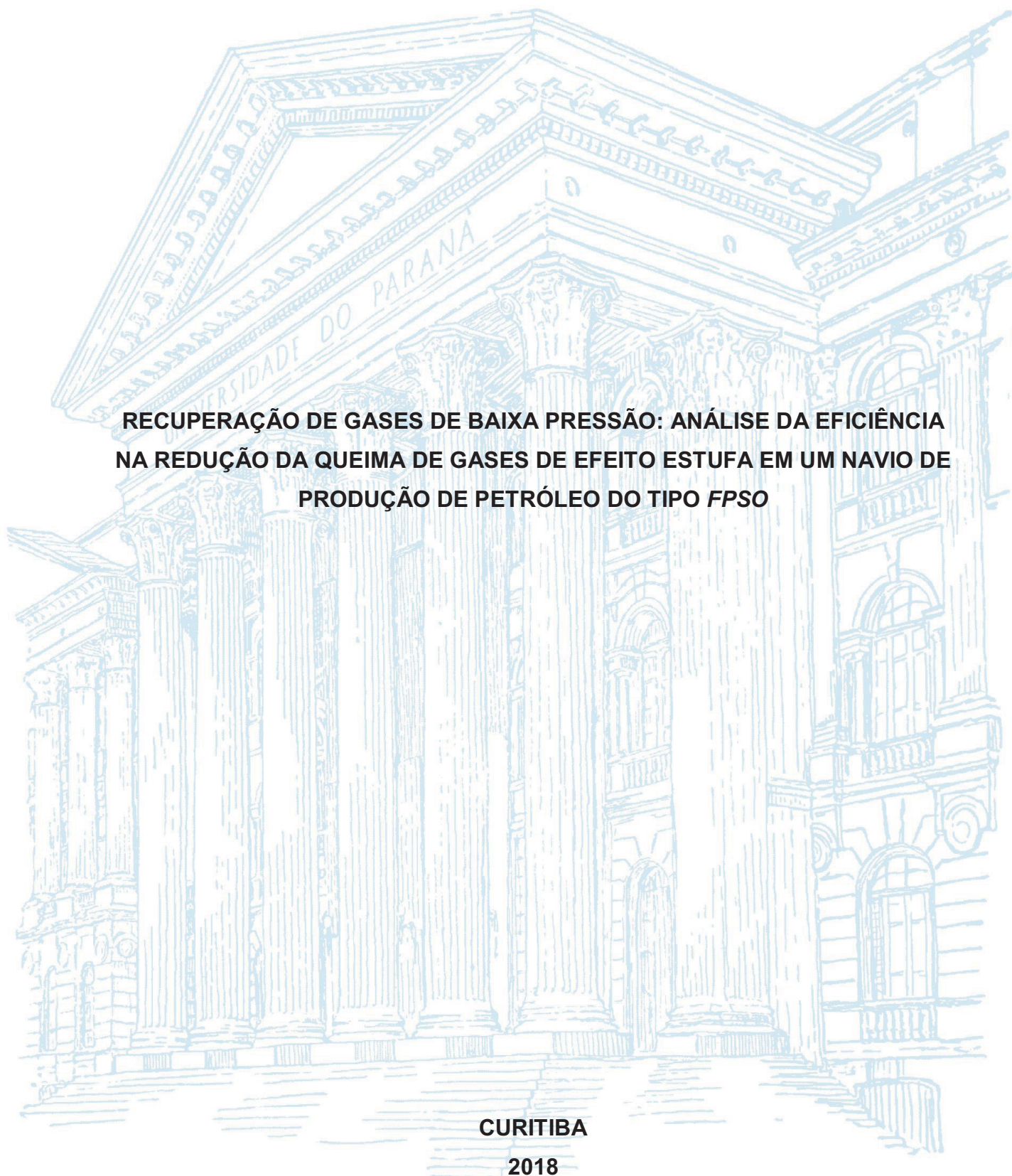
UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

FABIO FERNANDES SILVA

**RECUPERAÇÃO DE GASES DE BAIXA PRESSÃO: ANÁLISE DA EFICIÊNCIA
NA REDUÇÃO DA QUEIMA DE GASES DE EFEITO ESTUFA EM UM NAVIO DE
PRODUÇÃO DE PETRÓLEO DO TIPO *FPSO***

CURITIBA

2018



FABIO FERNANDES SILVA

**RECUPERAÇÃO DE GASES DE BAIXA PRESSÃO: ANÁLISE DA EFICIÊNCIA
NA REDUÇÃO DA QUEIMA DE GASES DE EFEITO ESTUFA EM UM NAVIO DE
PRODUÇÃO DE PETRÓLEO DO TIPO *FPSO***

Artigo apresentado como requisito parcial à conclusão do Curso de Pós Graduação em Projetos Sustentáveis, Mudanças Climáticas e Mercado de Carbono, da Universidade Federal do Paraná.

Orientadora: Prof.^a Dr.^a Ana Paula Dalla Corte

CURITIBA

2018

RECUPERAÇÃO DE GASES DE BAIXA PRESSÃO: ANÁLISE DA EFICIÊNCIA NA REDUÇÃO DA QUEIMA DE GASES DE EFEITO ESTUFA EM UM NAVIO DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO DO TIPO FPSO

Fabio Fernandes Silva

RESUMO

A queima do gás de baixa pressão em plataformas de petróleo pode corresponder a 0,55% do total das emissões de gases de efeito estufa. Esse gás quando não recuperado inevitavelmente é queimado durante o processo de produção e exploração de petróleo, fato que, quando analisado em relação aos quantitativos gerados diariamente, representa um valor expressivo. Por meio de uma pesquisa descritiva, bibliográfica, documental e comparativa foi analisado a eficiência de um sistema de recuperação de gás de baixa pressão. A análise baseia-se em um estudo de caso em uma unidade que conta com o sistema em questão, o que permitiu averiguar o êxito do sistema que estava operação no que compete a eficiência na redução da queima.

Palavras-chave: Reaproveitamento de Gás de Baixa Pressão. Redução na Emissão de GEE. Diminuição da Queima de Gás.

ABSTRACT

The burning of low pressure gas on oil rigs may account for 0.55% of total greenhouse gas emissions. This gas, when not recovered, is inevitably burned during the oil production and exploration process, which, when analyzed in relation to the daily amounts generated, represents an significant value. Through a descriptive, bibliographical, documentary and comparative research the efficiency of a low pressure gas recovery system was analyzed. The analysis is based on a case study in a unit that counts on the system in question, which allowed to verify the success of the system that was operation in what competes the efficiency in the reduction of the burning.

Keywords: *Low Pressure Gas Reuse. Reduction in GHG Emission. Decrease in Gas Burning.*

SUMÁRIO

RESUMO	2
ABSTRACT	2
1. INTRODUÇÃO	4
2. REVISÃO DA LITERATURA	5
3. METODOLOGIA	9
4. APRESENTAÇÃO DOS RESULTADOS	10
5. CONSIDERAÇÕES FINAIS	14
REFERÊNCIAS	15
APÊNDICE A – EXEMPLO DE UMA SITUAÇÃO OPERACIONAL.....	17

1. INTRODUÇÃO

O petróleo ainda é uma das principais fontes energéticas utilizadas no mundo, porém a sua produção, ainda que, no que concerne ao lado econômico gere atrativos na gestão política mundial predominante (Almada e Parente, 2013), no que se refere ao âmbito ambiental, há inúmeros aspectos identificados que são motivos de preocupação e criam condições limitantes à atividade (GOLDEMBERG et al., 2014).

O Brasil ganhou destaque mundial na última década com a descoberta dos campos petrolíferos da camada denominada Pré-Sal, porém, essa indústria já demonstra resultados expressivos de produção de outrora, com a extração e produção de óleo e gás da Bacia de Campos (MME, 2018).

De acordo com dados da Agência Nacional do Petróleo (ANP), com as reservas de petróleo do Pré-Sal é notório o aumento das atividades de exploração e produção de petróleo em ambiente marítimo, e com isso, entre vários aspectos ambientais questionáveis relacionados a essa indústria, vêm em pauta um aspecto que está em uma discussão crescente, as mudanças climáticas associadas aos gases de efeito estufa (GEE) (ANP, 2018).

O gás natural é uma mistura de hidrocarbonetos gasosos com cadeias carbônicas variadas predominando o metano, porém encontra-se estruturas com quantidade superior a seis carbonos (THOMAS, 2004)

O Brasil é signatário de acordos internacionais relacionados às mudanças climáticas, mas não possui metas obrigatórias de redução de emissão impostas nas Convenções Quadro das Nações Unidas para Mudanças Climáticas (em inglês, *United Nations Framework Convention on Climate Change / UNFCC*).

Na décima quinta Conferência das Partes da *UNFCC* (COP-15), em Copenhague no ano de 2009, o Brasil de forma voluntária, estabeleceu o compromisso de redução de 36,1% a 38,9% de redução das emissões projetadas até o ano de 2020.

A poluição ambiental oriunda da queima de gás natural não afeta apenas aspectos qualitativos do ar, como também influência em questões climáticas. De acordo com a COP-15, considerando um contexto global, com dados dos países que reportam suas emissões de GEE, no total das emissões de dióxido de carbono oriundo da produção de petróleo, 26% é proveniente do *Flare*.

No contexto apresentado, torna-se importante uma análise das medidas de mitigação utilizadas no setor petrolífero, tendo por base, a influência da queima dos combustíveis oriundo dessa atividade.

2. REVISÃO DE LITERATURA

É predominante o entendimento no meio acadêmico que o petróleo tem sua composição baseada em hidrocarbonetos e de acordo com o campo de formação, pode apresentar percentuais de nitrogênio, oxigênio, enxofre, entre outros compostos não desejáveis que interfere na qualidade do produto (CORRÊA, 2003).

Cerca de 80% do petróleo brasileiro tem origem em plataformas marítimas e conforme dados divulgados pela ANP, em março de 2018, indicam que aproximadamente 95% da produção petrolífera do Brasil ocorre em ambiente marítimo, fato que representa a importância quantitativa da produção em ambiente offshore (ANP, 2018; BRETAS, 2011).

No Brasil, as plataformas de petróleo, majoritariamente tratam de uma Unidade Estacionária de Produção, a qual é oriunda de um navio que sofreu uma adaptação e transforma-se numa Unidade do tipo *FPSO (Floating, Production, Storage and Offloading)* (PETROBRAS, 2018).

O fato da maior parte da produção de petróleo transcorrer em plataformas marítimas induz a ocorrência de um tratamento primário do petróleo objetivando redução de custos logísticos, de processo e no processo de descarte de rejeitos, assim, há a separação entre o óleo, o efluente líquido e o gás (THOMAS, 2004).

O processo de separação do petróleo é individualizado no que concerne as frações separadas inicialmente, dessa forma, o efluente líquido que não possui valor algum comercial e devido possuir potencial lesivo ao Meio Ambiente, recebe um tratamento antes de seu descarte ao mar ou reinjeção em poços (RIBEIRO, 2013).

O processo produtivo de petróleo possui peculiaridades relacionadas ao tratamento do óleo, do gás e do efluente líquido.

As plantas de processo são projetadas para trabalharem em altas pressões, com isso, os gases em alta pressão são direcionados ao *Flare* de Alta. Na fase final do tratamento do óleo, esse produto encontra-se à pressão atmosférica, porém ainda há o desprendimento de gases, o chamado gás de baixa.

Diante de uma unidade com capacidade de processamento de óleo de 10.210 metros cúbicos por dia ($\text{m}^3.\text{dia}^{-1}$) e 2.000 000 $\text{m}^3.\text{dia}^{-1}$ de processamento de gás, e que no período compreendido entre 2010 e 2011, produziu 9750 $\text{m}^3.\text{dia}^{-1}$ de óleo, 1.460.000 $\text{m}^3.\text{dia}^{-1}$ de gás, com uma queima média de 130.000 $\text{m}^3.\text{dia}^{-1}$ de gás e que dessa queima 30.000 m^3 correspondem a queima de baixa, é notório constatar que a queima de baixa correspondeu a 23% da queima total (PETROBRAS, 2018; MME, 2018).

O valor de 30.000 m^3 é oriundo dos relatórios de avaliação das perdas de produção, no qual consta que a queima foi originada devido variações do processo, onde os compressores de alta e o compressor de baixa não conseguiram trabalhar de forma constante (PETROBRAS, 2018).

A Figura 01 representa de forma simplificada o processo de produção e separação do óleo.

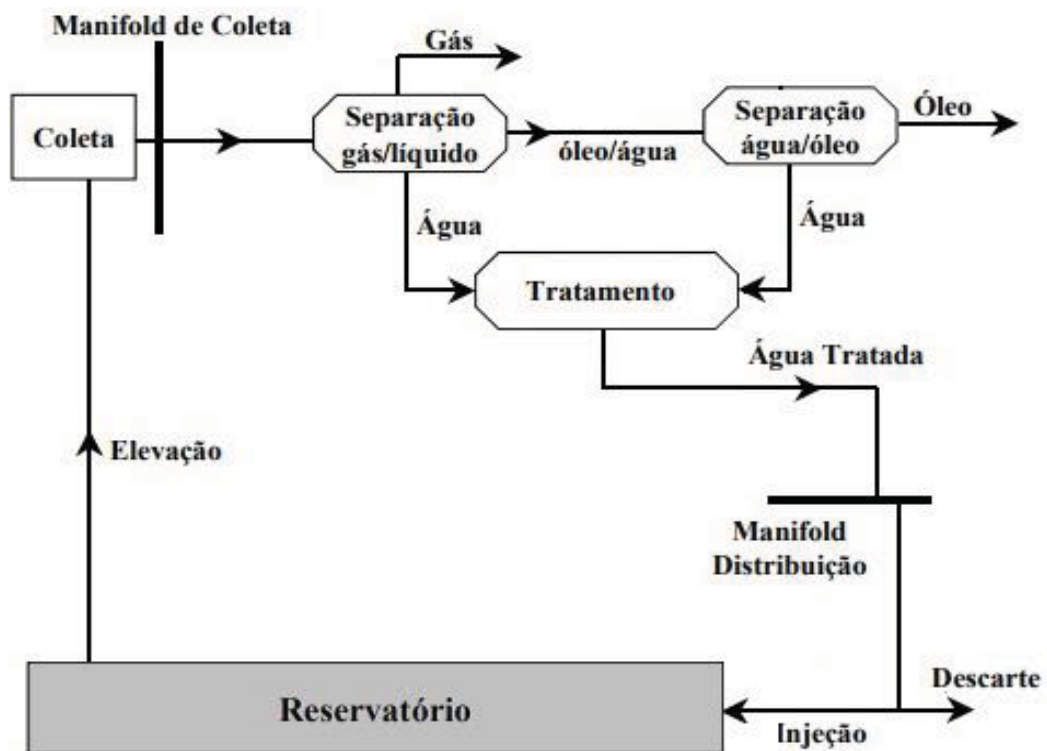


Figura 01 – Ilustração de processo em uma planta de tratamento - Fonte: Silva et al 2007

Entendendo resumidamente o processo, o óleo ao chegar a plataforma é direcionado a um vaso cilíndrico com duas chicanas longitudinais e chapas transversais perfuradas que amortecem os efeitos das oscilações do FPSO, a ausência deste amortecimento causaria um controle de nível instável com a

presença forçada de líquido na área de gás do separador, causando arraste de líquido pela fase gasosa já separada, conforme ilustra a Figura 02 (ROBBINSON, 2013).

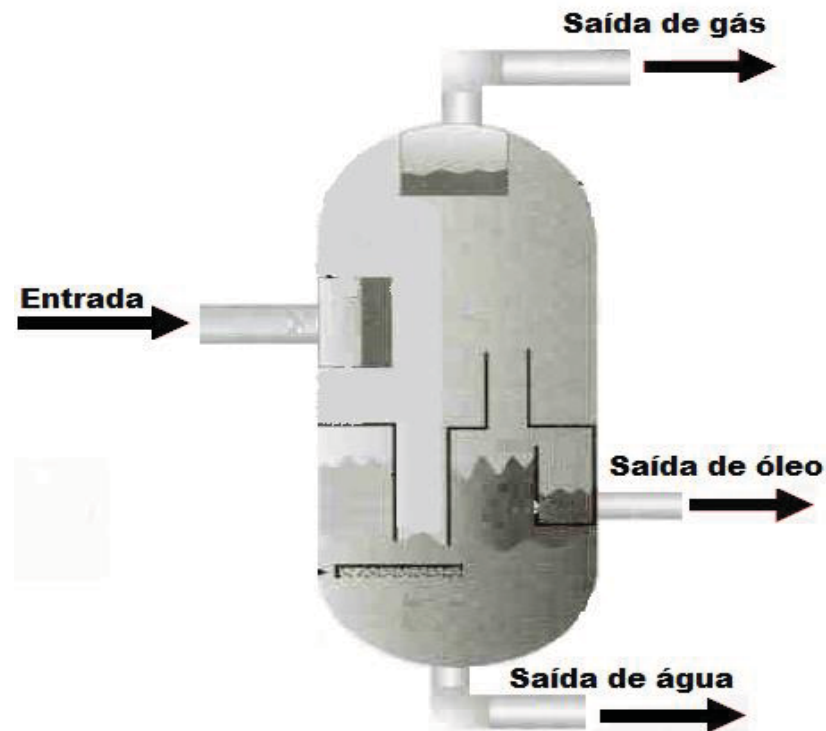


Figura 02 – Separador Trifásico Vertical - Fonte: Silva et al 2007

Esse vaso é chamado de separador trifásico, onde a mistura de óleo, água e gás entram misturados por uma extremidade, em seu interior ocorre a separação de fases de acordo com a lei de Stokes e saem separados por extremidade de saída exclusivas (SILVA et al, 2007).

O gás tenderá a sair pelo topo do cilindro e o efluente líquido pelo fundo. O gás separado sai do separador trifásico com uma pressão elevada e é direcionado a tratamentos para retirar o condensado que permaneceu e é direcionado a um compressor que eleva ainda mais sua pressão (THOMAS, 2004).

Esse gás é direcionado a um sistema com turbocompressores, onde as turbinas desses compressores funcionam basicamente como um motor que gera energia térmica e a converte em energia mecânica mediante a aplicação de processos termodinâmicos dispostos de forma a ocorrerem num ciclo de eventos (LEOCÁDIO, 2003).

O gás chega à sucção da máquina com uma pressão de 8 kgf.cm⁻² e sai do equipamento com uma pressão de 170 kgf.cm⁻². Após ser comprimido, o gás passa por um processo de desidratação, antes de ser exportado ou injetado para elevação de poços (PETROBRAS, 2018).

Dando prosseguimento ao caminho do óleo/gás, ao sair do separador trifásico o óleo possui residual de gás, mas com pressão superior à 8 kgf.cm⁻², devido a isso, é encaminhado para o separador bifásico ou coalescedor eletrostático onde é utilizado um campo elétrico originado por placas metálicas energizadas que objetiva aumentar a taxa de coalescência entre as gotas de água, para eliminar o efluente líquido ainda presente no óleo em quantidades não desejáveis (SILVA et al, 2007).

Ao sair do coalescedor o óleo é direcionado a um vaso a pressão atmosférica, no qual será retirado o gás residual. Por tratar-se de um gás com baixa pressão era pratica comum haver a queima desse gás. Em condições normais de operação dos turbocompressores, a tendência é que não haja queima do gás de alta pressão (FILHO, 2003).

A Figura 03 ilustra um fluxograma simplificado do condicionamento do gás de alta pressão. O gás sai do reservatório junto com o óleo e o efluente líquido, recebe a separação primária no separador trifásico, é retirado o excesso de condensado, antes de ser comprimido para exportação (Injeção em poços e transferência para o gasoduto).

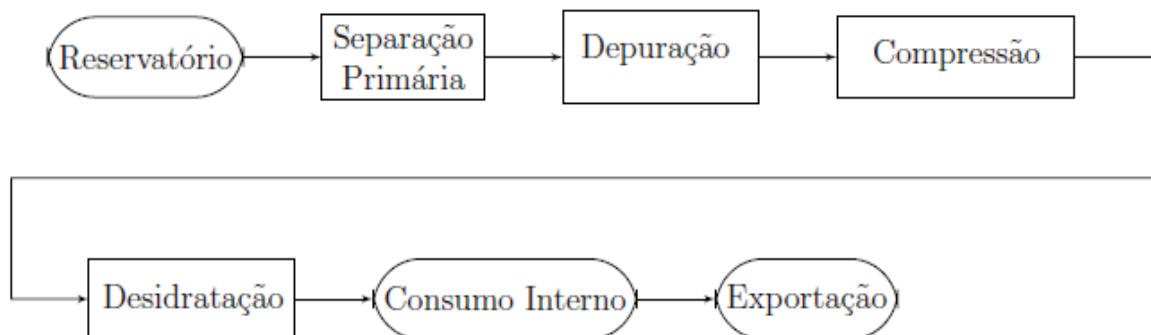


Figura 03 – Fluxograma do tratamento do gás

Com a mudança de mentalidade em torno da queima de gás, os projetos de plataformas de petróleo começaram a contar com uma planta de recuperação de gás de baixa pressão, na qual, o gás ao sair do vaso separador atmosférico é

encaminhado para uma compressão de baixa pressão, o compressor *Booster* (AMINI et al., 2012).

O Compressor *Booster* trata-se de um equipamento rotativo de deslocamento positivo, no qual, o gás chega a entrada da máquina com uma pressão inferior a $1,5 \text{ kgf.cm}^{-2}$ e ao sair do dispositivo, atinge a pressão de 8 kgf.cm^{-2} o que viabiliza a sucção pelos turbocompressores para ser exportado ou injetado (ALMADA e PARENTE, 2013; GOLDEMBERG et al., 2014).

A sistemática do sistema resume-se a um compressor acionado por um motor elétrico, onde o gás com baixa pressão chega a sucção da máquina que conta com uma válvula de retenção e de um filtro tipo cesta. A válvula de retenção tem a função de evitar a movimentação no sentido contrário do compressor e o filtro tipo cesta tem por objetivo coletar residual de condensado presente no gás (LEOCÁDIO, 2003).

Em caso de descontrole no processo, por questão de segurança, há um intertravamento de controle que para a linha de produção e despressuriza a planta direcionando o gás direciona o para a queima. Essa queima ocorre em um sistema que é dividido em Queima de Alta (*Flare* de Alta) para todo o gás com pressão igual ou superior a 8 kgf.cm^{-2} e Queima de Baixa (*Flare* de Baixa) para pressões abaixo de 8 kgf.cm^{-2} (PETROBRAS, 2018).

3. METODOLOGIA

O processo produtivo de petróleo possui peculiaridades relacionadas ao tratamento do óleo, do gás e do efluente líquido. O objetivo deste trabalho direciona-se no tratamento do gás oriundo da indústria petrolífera e como podem ser adotadas medidas mitigadoras em relação a queima desse produto.

A ANP exige que as empresas que atuam na produção de óleo e gás no Brasil emitam Boletins Diários de Produção (BDP), Boletins Diários de Gás e relatórios diários da Situação Operacional da plataforma. (SITOP). Respectivamente, o BDP, BDG e SITOP tratam de relatórios detalhados com parâmetros relacionados a produção de óleo, de gás e dos principais equipamentos necessários ao funcionamento da plataforma (PETROBRAS, 2018; MME, 2018).

Foram analisados os BDP, BDG e SITOP do período compreendido entre 01/01/2010 à 31/12/2012 em uma plataforma petrolífera do tipo *FPSO*,

estabelecendo a seguinte metodologia de análise observando os valores de queima de baixa nos dias em que só o compressor de baixa não funcionou e de forma análoga os valores de queima de baixa nos dias em que o compressor de baixa funcionou.

A metodologia da pesquisa se divide em nível, delineamento e método. Em relação ao nível entende-se que a pesquisa descritiva aquela que objetiva descrever características de um objeto, população ou fenômeno em estudo. Em relação ao método, o comparativo visa estabelecer e ressaltar diferenças e similaridades entre eles fenômenos ou objetos em observação (GIL, 2002).

No que concerne ao delineamento, a pesquisa bibliográfica fundamentou-se em consultas a livros e artigos científicos, enquanto a documental diverge da bibliográfica apenas em relação a fonte consultada, neste caso, documentos que não receberam tratamentos analíticos, tais como relatórios de agências reguladoras, Secretarias de Estado e empresas (GIL, 2002).

Nessa perspectiva este trabalho é uma pesquisa descritiva, bibliográfica, documental e comparativa pelo fato de ter por objetivos analisar, esclarecer e desenvolver ideias a cerca da recuperação de gases de baixa pressão em plataformas petrolíferas, descrevendo os processos em estudos, norteado na revisão de livros e artigos científicos, assim como manuais técnicos e relatórios desenvolvidos por empresas e agências reguladoras do setor (GIL, 2002).

As plataformas de petróleo possuem medidores de vazão no Sistema de *Flare* de Baixa e de Alta, com isso, é possível mensurar o volume de gás queimado, com isso, a emissão de GEE. Este trabalho tem como objetivo geral analisar a alternativa de recuperação de gases de baixa pressão em uma plataforma do tipo *FPSO* e objetivos específicos analisar e comparar a eficiência de um sistema de compressão de baixa na redução da emissão de gases de efeitos estufa.

4. APRESENTAÇÃO DOS RESULTADOS

O objeto em estudo trata-se de uma plataforma que possui vinte e oito poços em produção, desses, três são verticais, vinte e dois direcionais e três verticais. A plataforma produz em uma lâmina d'água média de quatrocentos e trinta e sete metros.

O Sistema de Compressão de Gás é composto de três turbocompressores e um motorcompressor, onde apenas funciona simultaneamente dois turbocompressores e o motorcompressor.

O Quadro 01 apresenta a lista individual dos poços com seus respectivos *Basic Sediments and Water (BSW)*, Potencial de Produção Líquida de Óleo em metros cúbicos por dia (P.L.O.) e a Vazão de óleo Produzido (Q. Óleo).

QUADRO 01 – LISTA DE POÇOS DO CAMPO

Poços	BSW %	Potencial m ³ .d ⁻¹	P.L.O m ³ .d ⁻¹
1	54,	344	339
2	19,5	758	580
3	36,7	472	358
4	60	709	660
5	80	123	60
6	57	192	231
7	0,20	192	154
8	75	236	124
9	80	0	23
10	13	256	200
11	60	300	180
12	13	586	566
13	80	0	34
14	4,40	846	644
15	14,50	704	500
16	1,10	384	342
17	0,20	384	389
18	4	600	445
19	80	221	31
20	16	531	442
21	0,10	295	253
22	0,00	276	214
23	0,00	262	199
24	60,00	221	287
25	18,50	292	289
26	0,00	250	197
27	0,00	325	292
28	0,40	450	432
Total		10209	8465

FONTE: Petrobras (2018).

O Potencial é a capacidade de produção esperada para cada poço, que podemos observar que é de $10.209 \text{ m}^3.\text{dia}^{-1}$ de óleo, porém, não significa que será alcançada essa produção, como podemos constatar na PLO, que representa a Produção Líquida de Óleo, nesse caso, $8.465 \text{ m}^3.\text{dia}^{-1}$.

Para a planta em questão, a capacidade de tratamento de efluente líquido é de $3.000 \text{ m}^3.\text{dia}^{-1}$ de água produzida e de $2.000.000 \text{ m}^3.\text{dia}^{-1}$ de gás (Petrobras, 2018).

No intervalo de tempo no qual foram coletadas as informações, a produção média de óleo era na margem $8465 \text{ m}^3.\text{dia}^{-1}$, a de Gás de $1.870.000 \text{ m}^3.\text{dia}^{-1}$ e foi tratado $1.600 \text{ m}^3.\text{dia}^{-1}$ de água produzida, o que pode concluir que houve uma perda de produção de $1744 \text{ m}^3.\text{dia}^{-1}$ de óleo e uma queima de $130.000 \text{ m}^3.\text{dia}^{-1}$ de gás.

O Quadro 2 ilustra a capacidade efetiva de compressão dos compressores.

QUADRO 02 – CAPACIDADE DE COMPRESSÃO DA UNIDADE

Equipamento	Capacidade de Compressão ($\text{m}^3.\text{dia}^{-1}$)	Queima no caso de parada do equipamento ($\text{m}^3.\text{dia}^{-1}$)
Turbocompressor A	1.000.000	Até 1.000.000
Turbocompressor B	1.000.000	Até 1.000.000
Turbo compressor C	1.000.000	Até 1.000.000
Motorcompressor Booster	30.000	30.000

No período entre 01/01/2010 à 31/12/2012, o Compressor *Booster* ficou parado de forma não consecutiva, um total de horas que equivalem à 126 dias e a média da queima de baixa nos dias em que não funcionou foi de $30.000 \text{ m}^3.\text{dia}^{-1}$.

Através das Situações Operacionais da Unidade Marítima, foi possível observar que durante 90 dias consecutivos, apenas o compressor de baixa esteve parado, devido uma manutenção programada e foi observada uma queima de baixa fixa de $30.000 \text{ m}^3.\text{dia}^{-1}$. De forma inversa, quando em funcionamento, os medidores de vazão do *Flare* de Baixa ficaram zerados.

Devido peculiaridades do processo, visando à segurança da unidade, em todo o período em que os turbocompressores e o motorcompressor funcionaram concomitantemente em perfeitas condições, foram abertas parcialmente válvulas que alimentavam o *Flare* numa vazão de 3 a $6 \text{ m}^3.\text{dia}^{-1}$. A situação descrita ocorreu em 938 oportunidades nos 1096 dias analisados (PETROBRAS, 2018).

É válido esclarecer que os poços apresentados no Quadro 01 não são surgentes, ou seja, necessitam da injeção de gás (o chamado Gás *Lift*) para que produzam, com isso, necessariamente, quando os turbocompressores estiverem parados de forma simultânea, há uma parada produção.

As perdas de produção, majoritariamente foram relatadas como em decorrência da variação dos poços com relação ao *bsw* elevado, no que tange o óleo e no que refere ao gás, em detrimento da ineficiência do Sistema de Geração de Energia devido à falta de carga elétrica, fato que impactou no desempenho dos Turbocompressores e no motorcompressor *Booster*.

O Apêndice A também demonstra um período de 51 dias onde apenas o Turbocompressor A (TC-A) estava comprimindo, enquanto o Turbocompressor B (TC-B) estava apenas servindo de aquecedor (com o *WRHU* habilitado) sem comprimir o gás e o Turbocompressor C (TC-C) em manutenção. Nesse período o SITOP diário constava com a queima oriunda do mau funcionamento desses equipamentos.

Mesmo na condição operacional adversa, o foco da análise está no Motorcompressor *Booster*, que no Apêndice A, no Item 13 está representado como MC e consta o equipamento em operação. Não há em nenhum outro item do relatório observação relatando mau funcionamento do equipamento. A menção feita de forma indireta, encontra-se no item 11, que dispõe sobre a queima do processo de baixa correspondente a zero $\text{m}^3.\text{dia}^{-1}$.

É importante ressaltar que a capacidade de compressão de projeto do Motorcompressor *Booster* é superior ao volume comprimido (de aproximadamente $45.000 \text{ m}^3.\text{dia}^{-1}$), mas devido a ineficiência do processo termodinâmico, sua eficiência é comprometida.

Na análise foram considerados apenas os valores efetivos obtidos durante operação do equipamento. O Apêndice A ilustra como é um relatório de Situação Operacional em uma unidade marítima.

O SITOP em questão aponta o funcionamento dos dois turbocompressores e do compressor de baixa, porém, foi mapeada a ineficiência de um dos turbocompressores, mas pelo valor da queima de baixa, pode-se exemplificar a importância do sistema de compressão de baixa na redução da queima de gás.

Diante do exposto, podemos esquematizar de acordo com o Quadro 2. Nele podemos fazer comparação dos valores médios de queima de acordo com a capacidade da plataforma.

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

A queima de gás em plataformas petrolíferas representa uma considerável fração das emissões de gases de efeito estufa, por isso, toda técnica que vise mitigar esses valores são bem vindas enquanto essa fonte energética for utilizada.

Como visto, o gás queimado pelo Sistema de *Flare* corresponde a 26% do total das emissões do setor de Exploração e Produção (E&P). Desse total, a queima de baixa na plataforma do tipo *FPSO* em questão pode alcançar 2% da queima total do Sistema *Flare* da Unidade, quando não há recuperação desse gás, fato que pode ser convertido em 0,55% das emissões de GEE podem ser oriundos de sistemas que não possuem recuperação de Gás de Baixa Pressão.

Por meio dos resultados é possível evidenciar que a operacionalidade do sistema resulta em uma redução diária na queima de 30.000 m³ de gás na plataforma em questão. No panorama em tela, quantificando em volume do GEE, que deixa de ser emitido pelo reaproveitamento do gás de baixa, enquanto o sistema opera é uma importante contribuição para que o Brasil consiga cumprir o compromisso assumido em Copenhague em 2009.

Mesmo com a recuperação do gás de baixa pressão é possível notar pontos falhos, uma vez que, mesmo com a operação do sistema, há a queima residual que varia de 3 à 6 m³.dia⁻¹ para se manter as condições de segurança do processo. Essa situação pode servir como objeto futuro de análise, no que tange a implementação de um sistema complementar.

A indústria do Petróleo por si é extremamente agressiva ao Meio Ambiente, fato que evidencia que mesmo com o desenvolvimento de recursos mitigadores, ainda assim, é grande o potencial para danos ao ambiente.

Enquanto não houver a substituição da fonte energética em questão observa-se a necessidade de desenvolver e implementar recursos para reduzir as emissões de GEE no processo de E&P de petróleo, e nesse quesito, a eficiência do sistema comprovou ser elevada considerando que enquanto o sistema estava operando, houve uma redução de 99,983% da queima do gás de baixa pressão.

REFERÊNCIAS

- ALMADA, L.P.; PARENTE, V. **Oil & gas industry in Brazil: A brief history and legal framework**. US Energy Information Administration, 2013.
- ANP. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. 2018. **Petróleo e derivados/ DUM**. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/>. Acesso em abril de 2018.
- BRASIL. Conselho Nacional do Meio Ambiente. **Resoluções CONAMA**. Ministério do Meio Ambiente, Brasília, 2017. Disponível em: < <http://www.mma.gov.br/port/conama/>>. Acesso em: abril de 2017.
- _____. MME - Ministério de Minas e Energia. **Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural**. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/web/guest/scretarias/petroleo-gas-natural-e-combustiveis-renovaveis/publicacoes/boletim-mensal-de-acompanhamento-da-industria-de-gas-natural/2018,2018>. Acesso março de 2018.
- BRAZ, A. K. S. **Caracterização de Águas Produzidas Provenientes de Plataformas Marítimas da Bacia do Ceará**. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil: Saneamento Ambiental, Fortaleza, 2014.
- CHAKRABARTY, B.; GHOSHALAND A.K.; PURKAIT, M.K. **Ultrafiltration of stable oil-in-water emulsion by polysulfone membrane**. Journal of Membrane Science, v. 325, n. 1, 2008.
- ECOD. Disponível em: <<http://m.ecod.org.br/cop15>>. Acesso em: março de 2018.
- FIGUEREDO, K.S.L.; MARTÍNEZ-HUITLE, C.A.; TEIXEIRA, A.B.R.; PINHO, A.L.S.; VIVACQUA, C.A.; SILVA, D.R. **Study of produced water using hydrochemistry and multivariate statistics in different productions zones of mature fields in the Potiguar Basin**. Brazil. Journal of Petroleum Science and Engineering, 116, 2014.
- FUNDÃO, A.S.; SILVA, F.Z.; GARCIA, D.P.; ZANCANELLA, A.C.B.; MALHEIROS, F.C.N.; MAZIERO. **Falha por corrosão em tubulação de descarte de água do mar**. Revista Univap, São José dos Campos, v. 22, nº. 41, 2016.
- GIL, A.C. Como elaborar projetos de pesquisa. Editora Atlas, 4ª Ed, São Paulo, 2002.
- GOLDEMBERG, J.; SCHAEFFER, R.; SZKLO, A.; LUCCHESI, R. **Oil and natural gas prospects in South America**. Energy Policy, nº 64, 2014.
- GOMES, A. P. P., **Gestão Ambiental da Água Produzida na Indústria de Petróleo: Melhores Práticas e Experiências Internacionais**. COPPE – UFRJ, Rio de Janeiro, 2014. Disponível em < <http://www.ppe.ufrj.br/ppe>>. Acesso em: julho de 2017.
- LEOCÁDIO, T. **Tratamento de água produzida**. UN-RIO, ATP-MLS, OP-P51, Petrobras, 2003.
- MONTENEGRO JR., R. S., **Estudo da Viabilidade Técnica do Método Eletroquímico no Tratamento da Água Produzida nos Processos de Exploração**

de Petróleo. Pós-Graduação em Gestão no Setor de Petróleo e Gás, Universidade Candido Mendes, Rio de Janeiro, 2011.

MOTTA, A. R. P., Borges, C. P., Keperstok, A., Esquerre, K. P., Araujo, P. M., Branco, L. P. N. **Tratamento de água produzida de petróleo para remoção de óleo por processos de separação por membranas: revisão.** Engenharia Sanitária e Ambiental, v.18 n.1, jan/mar, 2013.

NEFF, J.M.; LEE, K.; DEBLOIS, E.M. **Produced water: Overview of composition, fates and effects.** Cap. 1 In: Produced water, environmental risks and advances in mitigation technologies. Lee, K. & Neff, J. (eds.). Springer Science, 2011.

PETROBRAS. Petróleo Brasileiro S.A. **Acervo Digital: Dados e Processos.** Rio de Janeiro, 2018. Disponível em <<http://www.petrobras.com.br/>>. Acesso em: novembro de 2017.

_____. **Situação Operacional em Plataformas Marítimas.** Disponível em (servidor interno): <http://sitop.petrobras.biz/aplicativo/LI04-SITOP/consulta/generica/Co>. Aces-so em outubro de 2017.

ROBBINSON, D. **Treatment and discharge of produced waters offshore. Filtration + Separation,** março/abril, 2013.

SILVA, A.L.F. (organizador). **Processamento Primário de Petróleo.** Universidade Petrobras, Rio de Janeiro – RJ, 2007.

SILVEIRA, M.A.C.R. **Controle de um processo de tratamento primário de petróleo.** PPMCEQ, COPPE/UFRJ, 2006.

STEWART, M.; ARNOLD, K. **Produced Water Treatment Field Manual.** Part 1 - Produced Water Treating Systems, 2011.

SEGUI, P. N. **Bioatenuação da geração de sulfeto, por meio da utilização de nitrato, em água produzida proveniente da extração de petróleo.** Dissertação (Mestrado em Engenharia Ambiental), Universidade Federal do Espírito Santo, Vitória, 2009. Disponível em: <<http://repositorio.ufes.br/handle/>>. Acesso em junho de 2017.

THOMAS, J.E. (organizador). **Fundamentos de engenharia do petróleo.** 2 ed. Interciência/PETROBRAS. Rio de Janeiro, 2004.

TRANSPETRO, 2015. **Instalações de Tratamento de Água Produzida.** Macaé – RJ, 2011. 6 p. Disponível em: <<http://www.transpetro.com.br/>>. Acesso em maio de 2017

VAZ, C. E. M., MAIA, J. L. P., DOS SANTOS, W. G. **Tecnologia da Indústria do Gas Natural.** 2008.

VEIL, J.A. **Produced water management options and technologies.** Cap. 29 In: Produced water, environmental risks and advances in mitigation technologies. Lee, K. & Neff, J. (eds.). Springer Science, 2011.

VIANNA, A.D. **Manual de hidrociclones.** ZIMEC, Rio de Janeiro, 2003.

APÊNDICE A – EXEMPLO DE UMA SITUAÇÃO OPERACIONAL

SITOP - Situação Operacional das Unidades Marítimas :: Consulta Gen... <http://sitop.petrobras.biz/aplicativo/LI04-SITOP/consulta/generica/Co...>

SITOP		01/01/2011	07:14
		Unidade:	Tipo: Plataforma
Ativo:			
1-ÓLEO PLO _____ : 8.465 m3/d Potencial _____ : 10.210 m3/d Eficiência _____ : 82,91 % BSW _____ : 0,18 %		2-TESTE DE PRODUÇÃO SG-A _____ : 0 SG-B _____ : 0 Próximo Poço _____ : Próximo Poço _____ :	
3-GÁS Produção _____ : 1870 mil m3/d Recebimento _____ : 0 mil m3/d Transferência _____ : 1865 mil m3/d Pressão Tranf. _____ : 162 Kgf/cm2		5-DESCARTE DE ÁGUA Para Mar _____ : 8.816 m3/d Para NT _____ : 0 m3/d Total _____ : 8.816 m3/d	
IUGA _____ : 94,00 % Queima _____ : 129 mil m3/d Consumo _____ : mil m3/d Gás Lift _____ : 5.075 mil m3/d		6-INJEÇÃO DE ÁGUA Injeção _____ : 2.465 m3/d Potencial de Injeção _____ : 2.535 m3/d IEI _____ : 97,23 % Pressão do Sistema _____ : 17,0 Kgf/cm2	
7-ÁGUA POTÁVEL Consumo _____ : 79 m3/d Produção _____ : m3/d Recebido _____ : 0 m3 Estoque _____ : 1.170 m3		8-ÁGUA DESTILADA Consumo _____ : 0 m3/d Estoque _____ : 47 m3/d	
9-DIESEL Consumo _____ : 27 m3/d Recebido _____ : 0 m3 Estoque _____ : 729 m3			
10-PERDAS DE ÓLEO			
Descrição		Volume (m3)	Respons.
1 Poços fechados.		1.745	EE
			S/Previsão
11-PERDAS DE GÁS			
Descrição		Volume (m3)	Respons.
1 Queima do processo de baixa.		0	OP
2 Queima devido estarmos operando apenas com o TC-A em carga e o TC-B apenas com o WHRU habilitado.		130.000	CGM
3 Obs.: Consumo do piloto do flare (377 m ³ /dia) + Purga de AP (144 m ³ /dia) + Purga de BP (58 m ³ /dia) = 579 m ³ /dia			20/02/2011
12-PERDAS DE INJEÇÃO			
Descrição		Volume (m3)	Respons.
13-EQUIPAMENTOS			
	Estado	Prazo	Respons.
FORNO-A	Operação		
FORNO-B	Operação		
TC-A	Operação		
TC-B	Operação		
TC-C	Manutenção	30/10/2011	MI/CGM
MC	Operação		
GLICOL	Operação		
CALD. BB	Manutenção	30/11/2011	MI
CALD. BE	Manutenção	Desativada	MI
B-511103	Disponível		
B-511101-A	Disponível		
B-511101-B	Manutenção	Parada	MI
B-511101-C	Operação		
B-511101-D	Operação		
B-511101-E	Disponível		
MG Emerg	Manutenção	06/07/2011	MI
BTO. SATM-A			
BTO. SATM-B			
BTO. SATM-C			
TG-A	Manutenção	S/ Previsã	MI
TG-B	Manutenção	S/ Previsã	MI
DGA-1	Disponível		
DGA-2	Operação		
DGA-3	Operação		
DGA-4	Operação		
BTO. OFFL-A	Disponível		
BTO. OFFL-B	Disponível		
BTO. OFFL-C	Manutenção	S/ Previsã	MI
BB EL	Operação		
BB. Inc A	Disponível		
BB. Inc B	Disponível		
B-542002	Manutenção	11/07/2011	
C-513401A	Operação		
C-513401B	Manutenção	Desativada	MI
C-513401C	Operação		
C-513401D	Manutenção	06/07/2011	MI