

EVALUACIÓN DEL APROVECHAMIENTO ENERGÉTICO DE LA BORRA DE PETRÓLEO A TRAVÉS DE UN CONJUNTO GASIFICADOR/MICROTURBINA A GAS

**EVALUATION OF THE ENERGY USE OF THE OIL SLUDGE
THROUGH A GASIFIER / GAS MICROTURBINE ASSEMBLY**

**AVALIAÇÃO DO APROVEITAMENTO ENERGÉTICO DA
BORRA DE PETRÓLEO ATRAVÉS DE UM CONJUNTO
GASEIFICADOR / MICROTURBINA A GÁS**

**York Castillo Santiago
Diego Mauricio Yepes Maya
Oswaldo José Venturini**

ª Laboratório de Termociências (LATERMO), Departamento de Engenharia Mecânica (TEM/PGMEC), Universidade Federal Fluminense, Brasil. E- mail: yorkcastillo@id.uff.br

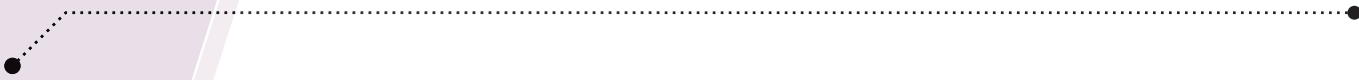
ª Núcleo de Excelência em Geração Termelétrica e Distribuída (NEST), Instituto de Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Itajubá, Brasil. E- mail: osvaldo@unifei.du.br; diegoyepes@unifei.edu.br

Resumen— El presente trabajo estudia el proceso de gasificación de borra de petróleo (BP) a través de un modelo computacional que considera el equilibrio químico. Fue analizado el efecto de la mezcla aire/vapor como agente de gasificación sobre propiedades tales como poder calorífico inferior (PCI), producción específica y composición del gas de gasificación. Los resultados mostraron que la fracción de H_2 en el gas de gasificación, considerando una razón vapor/borra (RVB) de 1,5, aumentó con el incremento de la razón de equivalencia (RE) hasta alcanzar un valor máximo (33,2% a una RE de 0,45) e posteriormente disminuyó. Para un rango de RE entre 0,25 y 0,45, así como una RVB de 1,5, la producción específica del gas de gasificación aumentó de 0,66 a 1,17 Nm^3/kg BP, mientras que el PCI disminuyó de 8,14 a 4,05 MJ/Nm^3 . Los gases obtenidos en el proceso de gasificación fueron utilizados para accionar una microturbina a gas y generar electricidad. La potencia producida varió entre 0,420 e 0,393 kWh/kg BP. Con base en las propiedades del gas de gasificación, se constata que la gasificación de BP puede ser una alternativa tecnológica para el tratamiento y aprovechamiento energético de ese residuo.

Palabras clave— Borra de petróleo, Equilibrio químico, Gasificación, Generación de electricidad, Modelo computacional.

Abstract— This work studies the gasification process of oil sludge (OS) through a computational model that considers the chemical equilibrium. The effect of the air/steam mixture as a gasifying agent on properties such as lower heating value (LHV), yield, and composition of the producer gas were analyzed. The results showed that the fraction of H_2 in the producer gas, considering a steam/oil sludge ratio (SOR) of 1.5, increased with the increment of the equivalent ratio (ER) until reaching a maximum value (33.2% at an ER of 0.45) and subsequently decreased. For an ER ratio between 0.25 and 0.45, as well as a SOR of 1.5, the producer gas yield increased from 0.66 to 1.17 Nm^3/kg OS, while the LHV decreased from 8.14 to 4.05 MJ/Nm^3 . The gases obtained in the gasification process were used to power a gas microturbine aiming electricity generation. The power produced ranged between 0.423 and 0.390 kWh/kg OS. Based on the properties of the producer gas, it has been found that OS gasification could be a technological alternative for the treatment and energy use of this waste.

Keywords— Chemical equilibrium, Computational model, Electricity Generation, Gasification, Oil Sludge.



Resumo— O presente trabalho estuda o processo de gaseificação de borra de petróleo (BP) através de um modelo computacional que considera o equilíbrio químico. Foi analisado o efeito da mistura ar/vapor como agente de gaseificação sobre propriedades tais como poder calorífico inferior (PCI), produção específica e composição do gás de gaseificação. Os resultados mostraram que a fração de H_2 no gás de gaseificação, considerando uma razão vapor/borra (RVB) de 1,5, aumentou com o aumento da razão de equivalência (RE) até atingir um valor máximo (33,2% a uma RE de 0,45) e posteriormente diminuiu. Para uma faixa de RE entre 0,25 e 0,45, bem como uma RVB de 1,5, a produção específica do gás de gaseificação diminuiu de 0,66 a 1,17 Nm^3/kg BP, enquanto que o PCI diminuiu de 8,14 a 4,05 MJ/Nm^3 . Os gases obtidos no processo de gaseificação foram utilizados para acionar uma microturbina a gás e gerar eletricidade. A potência produzida variou entre 0,423 e 0,390 kWh/kg BP. Com base nas propriedades do gás de gaseificação, constatou-se que a gaseificação de BP pode ser uma alternativa tecnológica para o tratamento e aproveitamento energético deste resíduo.

Palavras chave— Borra de petróleo, Equilíbrio químico, Gaseificação, Geração de eletricidade, Modelo computacional.

I. INTRODUCCIÓN

Las refinerías y plantas petroquímicas gerencian enormes cantidades de materias primas y productos y, al mismo tiempo, son consumidores intensivos de energía y agua para su funcionamiento [1]. En la producción de hidrocarburos, las refinerías generan contaminantes para el aire, para el agua y para el suelo, causadas principalmente por residuos sólidos, líquidos y coloides como la borra de petróleo (BP) [2]. Entre tanto, las compañías de refino y gas brasileñas tratan los contaminantes de forma controlada y son gerenciados de forma que atienden las normas ambientales. En general, la BP es un residuo recalcitrante, con un pH en un rango entre 6,5 e 7,5, y caracterizado como una emulsión estable de agua, sólidos, hidrocarburos de petróleo (HCPs) y metales, siendo reconocida como un residuo peligroso que amenaza al medio ambiente y a la salud humana [3]. La borra es colectada en reservorios de petróleo bruto, tanques de productos de la refinería, desalinizadores y en otros lugares durante la producción y procesamiento del petróleo [4].

El tratamiento de las BP se muestra como un método para la recuperación del petróleo presente en estos residuos, otorgando un impacto ambiental positivo que permite la producción de energía y nuevos combustibles, pudiendo contribuir con la mitigación de la demanda de combustibles fósiles [5]. Varios procesos térmicos, como pirólisis, gasificación e incineración, fueron propuestos para el

tratamiento de BP, una vez que pueden destruir las fracciones orgánicas de la borra y convertir las fracciones inorgánicas en cenizas estables o escoria [6]. La gasificación es un proceso de conversión termoquímico que reduce el volumen de residuos, remueve compuestos orgánicos, produciendo un combustible gaseoso y fijando los metales en el sólido resultante [7,8].

La gasificación puede convertir carbón, biomasa, residuos agrícolas, residuos sólidos urbanos y residuos de petróleo en un gas que está compuesto principalmente por CO, H₂, CH₄, y, en menor concentración, de hidrocarburos ligeros, tales como etileno (C₂H₄), etano (C₂H₆), propano (C₃H₈) e propileno (C₃H₆), el cual puede ser utilizado como combustible para generar electricidad y calor [9]. Las concentraciones en la composición del gas de gasificación dependen de las reacciones involucradas en el proceso y de parámetros operacionales tales como: temperatura, presión, agente de gasificación, humedad del combustible, tamaño de partícula y tiempo de residencia de las partículas [10]. Los modelos de gasificación pueden proporcionar una orientación cualitativa de la influencia de los parámetros operacionales sobre la calidad del gas de gasificación obtenido y su potencial de recuperación energética. Además, los modelos computacionales también pueden contribuir al diseño del gasificador, proporcionando información en condiciones operacionales extremas, para las cuales las pruebas experimentales suelen ser difíciles de realizar [11].

En el contexto de gasificación de BP se puede destacar el trabajo desarrollado por Moltó *et al.* [12], quienes realizaron varios experimentos para evaluar la producción de gas de gasificación durante la pirólisis/gasificación de dos tipos de BP. Los autores observaron que la borra proveniente de los separadores produce más hidrógeno (aprox. 200 mg/g) que la borra que proviene de los decantadores (aprox. 140 mg/g). Ahmed *et al.* [13] hicieron una evaluación termodinámica para el proceso de gasificación de borra seca en un sistema adiabático a presión atmosférica, buscando maximizar las eficiencias a frío, energética e exergética a partir de la inyección de aire en dos zonas del gasificador (reducción y debajo de la parrilla). Concluyeron que la inyección de aire en la zona de reducción aumenta las eficiencias, siendo una razón de 0,5 de aire inyectado en la zona reducción/debajo de la parrilla, el valor óptimo para alcanzar el valor máximo de las eficiencias.

Basado en la discusión anterior, este trabajo tiene como objetivo estudiar un proceso de conversión termoquímica como una promisorio alternativa para el tratamiento y recuperación energética de la BP antes de su disposición final. Para este propósito, un modelo del proceso de gasificación de BP fue desarrollado utilizando Aspen Plus V 11.0. Para tal fin, BP y mezclas aire/vapor como agente de gasificación fueron utilizados. El modelo de gasificación fue validado, mientras que diferentes parámetros operacionales e índices de rendimiento como temperatura de gasificación,

composición, PCI y producción específica del gas de gasificación fueron evaluados. La factibilidad técnica del uso del gas de gasificación para generar electricidad, considerando una microturbina a gas también fue modelada. Para determinar el potencial de recuperación energética de la BP, un análisis del uso del gas de gasificación en el accionador primario fue realizado. Por lo tanto, este abordaje proporciona un mejor entendimiento del proceso de conversión termoquímica de BP en gas de gasificación y su subsecuente uso para generar electricidad, convirtiéndose en una alternativa tecnológica para el gerenciamento de residuos en una refinería de petróleo.

II. MATERIALES Y MÉTODOS

A) Modelo de gasificación de borra de petróleo.

Para el desarrollo del modelo de gasificación fue seleccionado el software Aspen Plus™ v.11.0, el cual es un simulador de procesos con una biblioteca de componentes que reproducen operaciones unitarias, ecuaciones de estado y modelos para simular propiedades termodinámicas [14]. A partir de las bibliotecas del Aspen Plus™, compuestos convencionales y no convencionales pueden ser utilizados para desarrollar un modelo computacional. Dado que la BP se encuentra dentro de la categoría de no convencionales, es necesario realizar una caracterización físico-química de este residuo y utilizarla en el software.

La caracterización de la BP fue realizada en los laboratorios del grupo de investigación NEST de la *Universidade Federal de Itajubá* e incluyen análisis último, análisis próximo y poder calorífico. La Tabla 1 muestra los valores medios de la caracterización, los cuales fueron usados en la simulación.

Tabla 1. Caracterización de la borra de petróleo.

Análisis	Valor	Método
Análisis último (wt. %) en base seca $\pm 0,02\%$		
Carbón	20,67%	
Hidrógeno	2,16%	
Oxígeno	32,25%	ASTM D5373-08
Nitrógeno	0,01%	
Azufr	1,69%	
Análisis próximo (wt. %) en base seca $\pm 0,2\%$		
Cenizas	43,22%	
Volátiles	48,22%	ASTM D3172-13
Carbono fijo	8,56%	
Humeda	6,34%	
Poder calorífico $\pm 0,05 \%$		
PCI	17,50 MJ/kg	ASTM D5865-13
PCS	19,04 MJ/kg	

Fuente: Autor

Considerando la naturaleza de la BP y el proceso de conversión termoquímica a ser simulado, la ecuación de estado Peng-Robinson fue seleccionada para calcular las propiedades termodinámicas de las corrientes del proceso.

1) Hipótesis del modelo de gasificación

- La simulación es desarrollada en régimen permanente.
- Los procesos de secado y pirólisis ocurren instantáneamente.
- La presión y la temperatura son uniformes dentro de los reactores.

- Todas las reacciones son lo suficientemente rápidas y alcanzan el equilibrio químico.
- Las cenizas son consideradas como un material químicamente inerte y no convencional.
- La formación de alquitrán e hidrocarburos pesados durante la gasificación es despreciada.
- No son consideradas pérdidas de calor para el medio (modelo adiabático).

2) descripción del modelo de gasificación

En el diagrama de proceso mostrado en la Fig. 1, 600 kg/h de una corriente de borra ingresa inicialmente al subsistema de pirólisis (reactor R-101). Este reactor simula la descomposición de la corriente denominada BORRA produciendo la corriente PIROSAI, la cual está compuesta por cenizas, humedad y elementos, tales como: C, H₂, O₂, N₂, S, a través de una rutina desarrollada en Fortran basada en las análisis último y próximo del combustible. Los productos del subsistema de pirólisis (PIROSAI) reaccionan con el agente de gasificación (AGENT) para producir moléculas más pequeñas en el subsistema de oxidación/reducción (reactor R-102). El reactor R-102 corresponde a un reactor de Gibbs, el cual fue utilizado para establecer la composición de equilibrio químico entre reactivos y productos a través de la minimización de la energía libre de Gibbs. La mezcla de gas caliente y cenizas (GASESAI) es conducida fuera del reactor R-102 para un tratamiento post gasificación compuesto por las siguientes

etapas: separación de impurezas (ciclón S-101), resfriamiento (resfriador E-101) y secado del gas (separador S-102),

produciendo el gas de gasificación (SYNGAS).

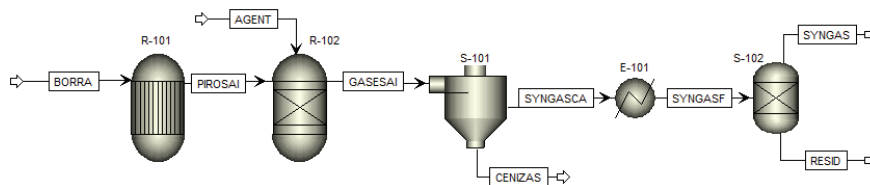


Fig. 1. Diagrama del proceso de gasificación de borra. Fuente: Autor.

Para cada uno de los subsistemas del proceso de gasificación de la borra de petróleo descritos encima, fueron consideradas las reacciones químicas presentadas en la Tabla 2.

Tabla 2. Reacciones químicas consideradas en el proceso de gasificación

Nº	Valor	Calor de reacción (kJ/mol)	Reactor Fig. 1.
R1	Borra → volátiles (H ₂ , O ₂ , H ₂ O, CH ₄) + Char	-	R-101
R2	H ₂ + 1/2O ₂ → H ₂ O	-242	R-102
R3	CO + 1/2O ₂ → CO ₂	-238	R-102
R4	C + 1/2O ₂ → CO	-111	R-102
R5	C + O ₂ → CO ₂	-394	R-102
R6	C + CO ₂ ↔ 2CO	+172	R-102
R7	CO + H ₂ O ↔ CO ₂ + H ₂	-41	R-102
R8	C + H ₂ O ↔ CO + H ₂	+131	R-102
R9	C + 2H ₂ ↔ CH ₄	-75	R-102
R10	CH ₄ + H ₂ O ↔ CO + 3H ₂	+206	R-102

Fuente: Han *et al* [15]

Es importante indicar que mezclas aire/vapor fueron utilizadas como agente de gasificación con el objetivo de determinar el potencial energético del gas de gasificación. Para la utilización del aire es requerido estudiar la razón de equivalencia (RE), que es definida como la razón entre el combustible y el

agente de gasificación en la condición real, dividido por la misma razón en la condición estequiométrica, como es presentado en (1).

$$RE = \frac{(\dot{m}_A / \dot{m}_B)}{(\dot{m}_A / \dot{m}_B)_{est}} \quad (1)$$

Donde m_a , m_b , y est representan el flujo másico de aire, flujo másico de borra y la condición estequiométrica, respectivamente.

Cuando es utilizado vapor de agua como agente de gasificación, debe ser considerado un concepto conocido como razón de vapor/borra (RVB), el cual es definido como la razón entre el flujo másico del vapor y el flujo másico de la borra. El valor de RVB puede variar entre 0,5 e 1,5 kg vapor/kg borra a fin de garantizar las reacciones de gasificación de char, reforma de metano e reacción de shift [16]. Para este trabajo fue adoptado un RVB de 1,5. El cálculo de la cantidad de vapor de agua que será alimentada al gasificador es realizado utilizando (2).

$$\dot{m}_{vapor} = (\dot{m}_{borra} \times RVB) - umidade \quad (2)$$

Donde \dot{m}_{vapor} , \dot{m}_{borra} y humedad corresponden al flujo másico de vapor de agua, flujo de borra y flujo másico de agua presente en la borra a la salida del R-101.

3) Validación del modelo de gasificación

Para la validación del modelo fue calculada la raíz de la media cuadrática o RMS (del inglés *root mean square*), representada a través de (3).

$$RMS = \sqrt{\frac{\sum_i (exp_i - mod_i)^2}{N}} \quad (3)$$

Donde exp_i es el valor de la especie i obtenido experimentalmente, mod_i es el valor de la especie i calculado por el modelo y N es la cantidad de datos para i especies.

En la literatura existen limitados trabajos experimentales de gasificación de BP y considerando que es fundamental validar el modelo desarrollado, fue necesario estudiar trabajos de gasificación de petróleos extrapesados, como es el caso del Orimulsion™. Para la validación fueron comparados los resultados obtenidos en el modelo de gasificación presentado en este trabajo, utilizando como combustible Orimulsion™, con los resultados reportados por Ashizawa *et al.* [17]. La Tabla 3 presenta las condiciones operacionales del gasificador y la caracterización del combustible utilizado para la validación.

Tabla 3. Caracterización del Orimulsion™ y condiciones operacionales.

Parámetro	Valor	Unida
Razón de equivalenci	0,4	-
Agente de gasificación	Oxígeno	-
Combustibl	Orimulsion™	-
Presión de gasificación	18,75	atm
Análisis último		
Cenizas	0,25	%
Carbono	84,28	%
Hidrogeno	10,33	%
Oxígeno	0,55	%
Nitrógeno	0,64	%
Azufr	3,95	%
Análisis próximo		
Humeda	28,80	%
Cenizas	0,18	%
Carbono fijo	12,84	%

Fuente: Ashizawa *et al.* [17].

La Fig. 2 muestra la raíz de la media cuadrática entre las fracciones volumétricas del gas de gasificación obtenidas en el trabajo de Ashizawa *et al.* [17] y las fracciones calculadas por el modelo desarrollado en el software Aspen Plus™.

B) Modelo de la microturbina a gas

Las microturbinas a gas (MG) son pequeñas turbinas a gas con una potencial nominal en el rango de 25 kW a 500 kW, donde su principio de operación está basado en el ciclo Brayton regenerativo. Sistemas de MG operan con relativo bajo ruido y son alimentadas generalmente con gas natural, Diesel o gas licuado de petróleo (GLP) [18].

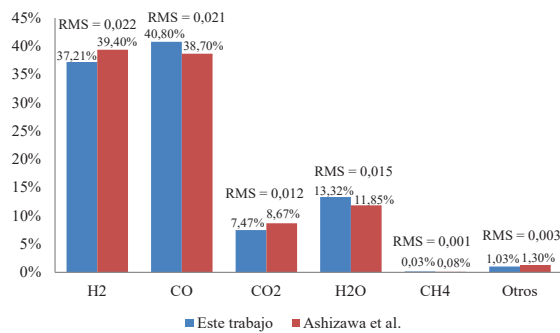


Fig. 2. Resultados de la validación.
Fuente: Autor.

La MG modelada en este trabajo corresponde a una microturbina Capstone modelo C200, dado que la misma puede ser accionada con una amplia gama de combustibles gaseosos de alta y baja densidad energética, como son gas de aterro, gas de gasificación, gas natural, propano, GLP, entre otros [19]. La MG fue modelada utilizando el software GateCycle™ v6.1.2 en el punto de proyecto, para obtener la potencia nominal de 200 kW y eficiencia de 33% en condiciones ISO (temperatura de 15.6 °C, presión de 101.325 kPa y humedad relativa de 60%), considerando los parámetros mostrados en la Tabla 4.

Tabla 4.
Especificaciones técnicas de la microturbina a gas Capstone C200

Parámetro	Valor
Potencia nominal	200 ± 4 kW
Eficiencia líquida (PCI)	33 ± 2 %
Flujo energético (PCI)	10,9 MJ/kWh
Flujo energético del generador (PCI)	10,2 kJ/kWh
Flujo de combustible (PCS)	2400 MJ/h

Fuente: Fabricante Capstone [19]

Las consideraciones adoptadas para el desarrollo del modelo de la MG fueron

tomadas de un trabajo previamente publicado por los autores [18]:

- Modelo desarrollado en régimen permanente.
- El PCI del gas de gasificación debe ser mayor que 8 MJ/Nm³ e el contenido de H₂ debe ser inferior a 30% vol.
- Rango de flujo del gas de gasificación: 0,027 – 0,064 kg/s.
- Fueron consideradas dos MG en paralelo para operar con gas de gasificación.
- Temperatura máxima de 951,2 °C para los productos de la cámara de combustión.
- En la condición de *off-design*, para el compresor fue utilizado el mapa desarrollado por Zhu e Saravanamuttoo disponible en GateCyle.
- Fueron fijadas las pérdidas de presión en el lado frío (1,6%) y caliente (3,8%) del regenerador.

Una representación esquemática de la microturbina modelada en el software GateCycle™ v6.1.2 es presentada en la Fig. 3. El flujo de aire (corriente, 1) ingresa en el compresor (C1) siendo su presión aumentada, entonces el aire comprimido (2) circula a través del regenerador (HX1) para elevar su temperatura (3) antes de entrar en la cámara de combustión (CMB1), donde es mezclado con el

combustible (4). Posteriormente, los gases de combustión resultantes (5) son direccionados para la turbina (T1), donde ocurre la expansión y la generación de trabajo mecánico. Los gases ya expandidos (6) pasan por HX1 antes de ser liberados en la atmosfera (7). Una parte del trabajo mecánico obtenido durante la expansión en T1 es inyectada en C1, y el trabajo mecánico restante es transferido para el generador eléctrico (GEN1) y convertido en electricidad.

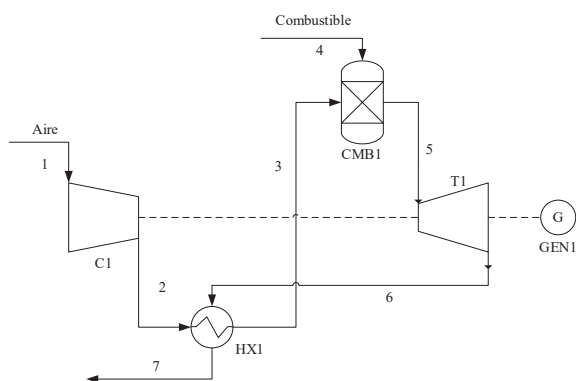


Fig. 3. Representación esquemática de la microturbina a gas.
Fuente: Autor.

III. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

A) Temperatura de gasificación y producción específica del gas de gasificación

De la Fig. 4 se puede observar que en el régimen de gasificación, la temperatura aumentó conforme incrementó la RE, variando de 475 °C a 589 °C en el rango de RE comprendido entre 0,3 y 0,45.

Este comportamiento se debe a que la alimentación de una mayor cantidad de aire (asociado a mayores RE) como agente de gasificación, ocasiona la combustión de una mayor parcela de la borra, llevando a mayores temperaturas de gasificación. La adición de vapor tiene un gran efecto sobre las reacciones de reforma, dado que el coque reacciona con el vapor y de esa manera se obtiene un mayor contenido de gases combustibles en el gas de gasificación.

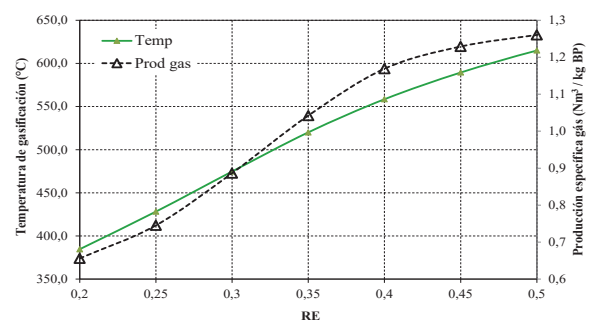


Fig. 4. Efecto de la RE en la temperatura de gasificación y producción específica del gas de gasificación.
Fuente: Autor.

Adicionalmente, en la Fig. 4 también se evidencia que la producción específica del gas de gasificación tiene una tendencia creciente conforme aumenta la RE. La principal razón para ese comportamiento está asociada a la temperatura de gasificación (aumenta con los incrementos de la RE), la cual favorece la descomposición y reforma de los compuestos presentes en la borra y, por lo tanto, una mayor cantidad de gas de gasificación por unidad másica de borra

es producida. Para el caso de estudio analizado, la producción específica del gas de gasificación varió de 0,66 a 1,17 Nm³/kg borra para RE comprendidas entre 0,25 e 0,45.

B) Composición y PCI del gas de gasificación

El efecto de la RE sobre la composición y PCI del gas de gasificación es mostrado en la Fig. 5. Estos valores fueron obtenidos estableciendo una presión de 1 atm en los subsistemas de pirólisis, oxidación y reducción, variando el flujo de aire y el valor de la temperatura de gasificación. Se percibe que la fracción volumétrica de H₂ aumenta y alcanza el punto máximo de 33,2% a una RE de 0,45, y después disminuye. Esto se debe a que las reacciones de shift (R7 en la Tabla 2) y de hidrogenación de char (R9) son exotérmicas, por lo que temperaturas mayores que 500 °C favorecen la formación de los reactivos de esas reacciones en el equilibrio de acuerdo con el principio de Le Châtelier y, por tanto, serán producidas menores cantidades de H₂ e CH₄.

Por otro lado, la Fig. 5 muestra que la fracción molar de CO tiene una tendencia creciente, siendo obtenido un valor de 3,66% para una RE de 0,45. La fracción molar de CH₄ experimentó una disminución con el incremento en la RE, donde puede ser destacada una disminución de 13,2 % hasta 1,0 % para RE entre 0,3 y 0,45. Ese alto contenido de CH₄ para menores RE y consecuentemente para menores

temperaturas de gasificación, se debe a que en esas condiciones son favorecidas las reacciones de pirólisis y no ocurre el craqueamiento de ese hidrocarburo ligero.

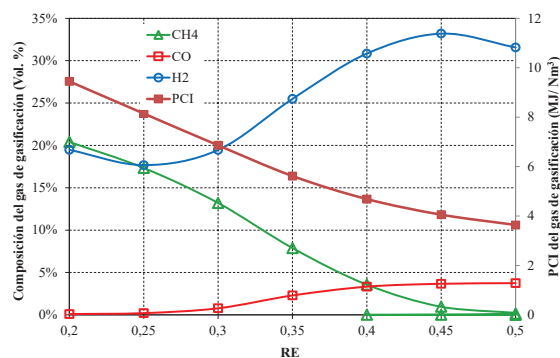


Fig. 5. Composición y PCI del gas de gasificación.

Fuente: Autor.

Aumentos en la RE resultarán en la disminución del PCI como es mostrado en la Fig. 5, causado porque mayores RE llevan a un incremento en la formación de CO₂ ya que las reacciones se encuentran más próximas de la condición de combustión completa, resultando en una tendencia decreciente para la formación de H₂. El aumento de la RE también conlleva a aumentos en el contenido de N₂ en el gas de gasificación, asociado a la fracción de ese gas inerte en el aire utilizado como agente de gasificación, lo cual contribuye con una acentuada reducción del valor de PCI, variando de 8,14 MJ/Nm³ para una RE de 0,25 hasta 4,05 MJ/Nm³ para una RE de 0,45. La adición de vapor también tiene efecto en la reducción del PCI, pues favorece las reacciones de reforma y cracking térmico, lo que lleva a una mezcla de gases con menor contenido de CH₄ y a un menor PCI en base volumétrica.

C) Generación de electricidad en la microturbina a gas

Para la operación de la MG con gas de gasificación deben ser considerados algunos requerimientos, entre los cuales están el PCI y contenido de H_2 en el gas de gasificación. Según Rabou et al. [20], para conseguir la operación estable de la MG, es necesario que el PCI del gas de gasificación sea mayor que 8 MJ/Nm^3 . Con relación al contenido de H_2 , ese debe ser inferior a 30% vol. para evitar el retorno e inestabilidad de la llama. El flujo máximo de gas de gasificación a ser alimentado a la microturbina Capstone C200 fue establecido como $0,064 \text{ kg/s}$. Dado que el flujo de gas de gasificación producido utilizando diferentes RE superó el límite establecido por el fabricante, fue necesario utilizar dos microturbinas Capstone C200, para que todo el gas producido (después de ser comprimido y resfriado) pudiese ser aprovechado. Por tanto, los valores presentados del índice de generación de electricidad en la Fig. 6. corresponden a la suma de las potencias obtenidas en las dos MG. Se puede observar que no fue posible utilizar el gas de gasificación producido utilizando RE mayores de 0,25, pues esos gases tienen PCI menores que 8 MJ/Nm^3 , pudiendo llevar a una operación inestable de la MG como fue mencionado por Rabou et al [20].

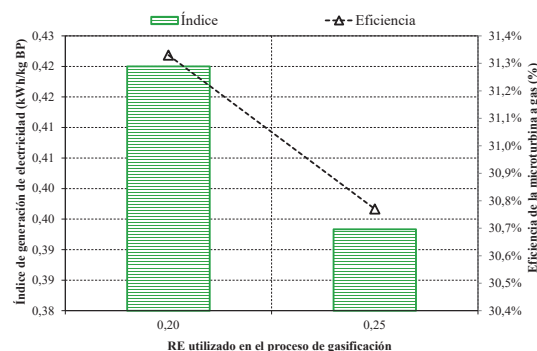


Fig. 6. Índice de generación de electricidad y eficiencia de la microturbina.

Fuente: Autor.

Para las condiciones que cumplen con el valor mínimo de PCI, se observó que los gases obtenidos con menores RE producen mayores índices de generación de electricidad (varía de $0,420$ e $0,393 \text{ kWh/kg borra}$), puesto que estos tienen mayores PCI (asociado a mayores fracciones volumétricas de CH_4) y, por tanto, mayores potencias térmicas. Adicionalmente, la Fig. 6 muestra una pequeña variación de la eficiencia de la MG conforme aumenta la RE, lo cual se debe a la energía química similar de los gases de gasificación utilizados, resultando en una variación de 31,3 a 30,8%. Las disminuciones en las eficiencias de la MG están asociadas a la disminución de la relación de expansión de la turbina, la velocidad rotacional y relación de presión del compresor a carga parcial, donde estas dos últimas contribuyen con la reducción de la eficiencia del compresor.

IV. CONCLUSIONES

La conversión termoquímica de la borra de petróleo producida en las refinerías de petróleo y el potencial uso del gas de

gasificación para generar electricidad fue analizado. Para estudiar la influencia de los agentes de gasificación sobre la composición, producción específica y PCI del gas de gasificación, un modelo de gasificación fue desarrollado usando Aspen Plus V 11.0. De acuerdo con los resultados obtenidos, una tendencia decreciente del PCI del gas de gasificación fue observada conforme aumentó la RE, causado principalmente por el efecto de dilución del N_2 proveniente del aire utilizado como agente de gasificación. El PCI del gas de gasificación varió de 8,14 MJ/Nm³ a 4,05 MJ/Nm³ cuando la RE fue aumentada de 0,25 a 0,45, debido también al favorecimiento de las reacciones de craqueamiento y oxidación parcial de hidrocarburos. También se puede concluir que un incremento progresivo de la RE favorece la producción específica del gas de gasificación, la cual incrementó de 0,66 a 1,17 Nm³/kg borra cuando la RE varió de 0,25 a 0,45, principalmente debido al favorecimiento de la reacción de reforma de vapor de agua. Los incrementos en la producción específica del gas de gasificación también pueden estar asociados a los aumentos de la temperatura de gasificación, la cual contribuye con la descomposición y reforma de los compuestos presentes en la borra de petróleo.

Por otro lado, el potencial de recuperación de energía de la borra petróleo fue estimada considerando el aprovechamiento de la energía útil a través del índice de generación de electricidad. Como resultado, fue

observado que el índice de generación de electricidad al utilizar el gas de gasificación en la microturbina a gas varió entre 0,420 e 0,393 kWh/kg borra, alcanzando eficiencias energéticas de 31,3 y 30,8%, respectivamente. Por lo tanto, se puede concluir que existe viabilidad técnica para generar energía eléctrica utilizando el gas de gasificación, lo que significa que es una apropiada alternativa tecnológica para el aprovechamiento energético y gerenciamiento de los residuos de la industria de petróleo.

V. AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen a petróleo brasilero (PETROBRAS), a la agencia nacional de energía eléctrica (Proyecto ANEEL: PD-00553-0048/2017), al consejo nacional de desarrollo científico y tecnológico (CNPq), a la coordinación de la formación del personal de nivel superior (CAPES) y a la fundación de amparo a la investigación del estado de Minas Gerais (FAPEMIG) por el apoyo financiero otorgado para el desarrollo de este trabajo.

VI. REFERENCIAS

- [1] P. Sun, A. Elgowainy, M. Wang, J. Han, and R. J. Henderson, "Estimation of U.S. refinery water consumption and allocation to refinery products," *Fuel*, vol. 221, no. July 2017, pp. 542–557, 2018
- [2] S. Jafarinejad, *Petroleum waste treatment and pollution control*, 1st ed. Amsterdam: Elsevier Inc., 2016.

- [3] G. Hu, J. Li, and G. Zeng, "Recent development in the treatment of oily sludge from petroleum industry: A review," *J. Hazard. Mater.*, vol. 261, pp. 470–490, Oct. 2013
- [4] L. J. Da Silva, F. C. Alves, and F. P. De França, "A review of the technological solutions for the treatment of oily sludges from petroleum refineries," *Waste Manag. Res.*, vol. 30, no. 10, pp. 1016–1030, 2012
- [5] J. Liang, L. Zhao, and W. Hou, "Solid effect in chemical cleaning treatment of oily sludge," *Colloids Surfaces A Physicochem. Eng. Asp.*, vol. 522, pp. 38–42, 2017
- [6] E. Gomez, D. A. Rani, C. R. Cheeseman, D. Deegan, M. Wise, and A. R. Boccaccini, "Thermal plasma technology for the treatment of wastes: A critical review," *J. Hazard. Mater.*, vol. 161, no. 2–3, pp. 614–626, 2009
- [7] U. Arena, "Process and technological aspects of municipal solid waste gasification. A review," *Waste Manag.*, vol. 32, no. 4, pp. 625–639, 2012
- [8] E. A. Ocampo Battle *et al.*, "Thermodynamic and environmental assessment of different scenarios for the insertion of pyrolysis technology in palm oil biorefineries," *J. Clean. Prod.*, vol. 250, p. 119544, 2020
- [9] A. Ramos, E. Monteiro, V. Silva, and A. Rouboa, "Co-gasification and recent developments on waste-to-energy conversion: A review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 81, pp. 380–398, 2018
- [10] P. Basu, *Biomass Gasification, Pyrolysis, and Torrefaction: Practical Design and Theory*, 2nd ed. San Diego, CA: Elsevier Inc., 2013.
- [11] R. Tavares, E. Monteiro, F. Tabet, and A. Rouboa, "Numerical investigation of optimum operating conditions for syngas and hydrogen production from biomass gasification using Aspen Plus," *Renew. Energy*, vol. 146, pp. 1309–1314, 2020
- [12] J. Moltó, A. G. Barneto, J. Ariza, and J. A. Conesa, "Gas production during the pyrolysis and gasification of biological and physico-chemical sludges from oil refinery," *J. Anal. Appl. Pyrolysis*, vol. 103, pp. 167–172, Sep. 2013
- [13] R. Ahmed, C. M. Sinnathambi, U. Eldmerdash, and D. Subbarao, "Thermodynamics analysis of refinery sludge gasification in adiabatic updraft gasifier," *Sci. World J.*, vol. 2014
- [14] Z. Gong, A. Du, Z. Wang, Z. Bai, and Z. Wang, "Analysis on integrated thermal treatment of oil sludge by Aspen Plus," *Waste Manag.*, vol. 87, pp. 512–524, 2019

- [15] J. Han *et al.*, "Modeling downdraft biomass gasification process by restricting chemical reaction equilibrium with Aspen Plus," *Energy Convers. Manag.*, vol. 153, pp. 641–648, 2017
- [16] A. Martínez González, E. E. Silva Lora, and J. C. Escobar Palacio, "Syngas production from oil sludge gasification and its potential use in power generation systems: An energy and exergy analysis," *Energy*, vol. 169, pp. 1175–1190, 2019
- [17] M. Ashizawa, S. Hara, K. Kidoguchi, and J. Inumaru, "Gasification characteristics of extra-heavy oil in a research-scale gasifier," *Energy*, vol. 30, no. 11-12 SPEC. ISS., pp. 2194–2205, 2005
- [18] Y. Castillo Santiago, A. Martínez González, O. J. Venturini, and D. M. Yepes Maya, "Assessment of the energy recovery potential of oil sludge through gasification aiming electricity generation," *Energy*, vol. 215, p. 119210, 2021
- [19] Capstone, "Capstone C200 Microturbine Technical Reference," Los Angeles, California, 2009.
- [20] L. P. L. M. Rabou, J. M. Griff, R. E. Conradie, and S. Franssen, "Micro Gas Turbine Operation with Biomass Producer Gas and Mixtures of Biomass Producer Gas and Natural Gas," *Energy & Fuels*, vol. 22, no. 3, pp. 1944–1948, May 2008