

Simulación de un Sistema Recuperador de Calor para Gases de Escape de Motogeneradores a Crudo

P. Banda

C. Gutiérrez

Universidad Central del Ecuador

E-mail: patoalejo@hotmail.es; cpgutierrez@uce.edu.ec

Resumen

Simulación de sistemas recuperadores de calor a partir de los gases de combustión de motogeneradores a crudo, empleando el simulador Hysys 7.2.

Inicialmente se validaron los criterios de simulación en base a las condiciones de operación actuales del sistema de recuperación de calor de la estación EPF, operada por Petroamazonas EP. Luego se analizaron las diferentes alternativas para el uso de los gases de escape tales como, cogeneración y recuperación de calor para calentamiento de petróleo; determinando que para pequeñas capacidades de generación instaladas es recomendable la recuperación de calor para el calentamiento de petróleo crudo. Para esta alternativa se estudiaron diferentes fluidos térmicos receptores del calor residual tales como, aceite térmico, vapor de agua y agua líquida.

Se obtuvo un gráfico por cada fluido térmico receptor del calor, que relaciona la tasa interna de retorno (TIR) con la capacidad de generación de energía eléctrica, lo que permite determinar la capacidad de generación; a partir de la cual es técnica y económicamente viable aplicar un sistema de recuperación de calor para los gases producto de la combustión.

Palabras Clave— Eficiencia energética; Recuperación de calor; Generación de energía eléctrica; Motores de combustión interna; Gases de combustión; Petróleo crudo; Simulación de procesos.

Abstract

Simulation of heat recovery systems from combustion gases of oil engines, using the simulator Hysys 7.2.

Initially the simulation criteria were validated based on current operating conditions of the heat recovery system of the EPF station, operated by Petroamazonas EP. Then alternatives to the use of exhaust gases such as cogeneration and heat recovery for oil heating were determined that for small installed generation capacity is recommended heat recovery for heating raw oil. For this alternative, different thermal fluid receivers of waste heat such as thermal oil, water vapor and liquid water were studied.

A chart for each thermal fluid receiver of heat, which relates the internal rate of return (IRR) with the ability to power generation which determines the capacity of generation from which it is technically and economically feasible to apply a heat recovery system for gases product of the combustion.

Index terms— Energy efficiency; Heat recovery; Power generation; Internal combustion engines; Fuel gases; Crude oil; Process simulation.

Recibido: 12-10-2015, Aprobado tras revisión: 24-12-2015

Forma sugerida de citación: Banda, P. y Gutiérrez, C. (2016). "Simulación de un Sistema Recuperador de Calor para Gases de Escape de Motogeneradores a Crudo". Revista Técnica "*energía*". No 12, Pp. 230-238. ISSN 1390-5074.

1. INTRODUCCIÓN

La optimización o rediseño de los procesos químicos permiten una mejora o un cambio dentro del desarrollo de los procesos, con la finalidad de alcanzar mayores rendimientos en producción, reducir impactos ambientales, y especialmente, generar una mayor rentabilidad en la generación de productos.

Las últimas tendencias del orden ambiental y energético han conducido al aprovechamiento de recursos no utilizados o subvalorados. Dentro de esto se enfoca el aprovechamiento del calor residual de los gases de escape para reducir los costos de operación y disminuir el impacto ambiental de las emisiones gaseosas.

Actualmente, la generación de energía eléctrica en los campos operados por Petroamazonas EP se la realiza mediante motogeneradores para atender el total de la demanda de generación. Los motogeneradores transforman la energía disponible del combustible en energía eléctrica y gases de combustión. Dentro de algunos campos ya se está aprovechando el calor de los gases de escape para deshidratar el crudo, como es el caso de la estación Eden Production Facility (EPF).

Las características de los motores de combustión interna asociados a sistemas de generación de energía eléctrica les permiten contar con una alta eficiencia energética, si se los comparan con otras tecnologías del mercado.

A pesar de su alta eficiencia existe un alto porcentaje de energía que no es utilizada correctamente, esta energía es correspondiente a los gases de escape.

En la siguiente tabla se muestra el balance de energía de un motor de combustión interna, donde se evidencia que del total de la energía química que proporciona el combustible, solo el 45% de esta energía se transforma en energía eléctrica y el 28% de esta energía es desperdiciada en los gases de escape, operando el motogenerador al 100% de la carga.

Tabla 1: Balance energético del motor Wartsila W 16V32C / 720rpm

Load	%	100	90	75	50
SFOC	g/kWh	187	187	188	202
Engine output	kW	7200	6480	5400	3600
HT-circuit total	kW	2200	1787	1267	833
LT-circuit total	kW	1853	1720	1460	1309
Exhaust gases	kW	4480	4147	3672	2644
Radiation	kW	255	255	255	255
Exhaust gas flow	kg/s	13.3	12.2	10.4	7.1
Exh. gas temp. after T	°C	345	348	360	380

Condiciones ambientales de acuerdo a ISO 3046/I
Poder calorífico inferior del combustible: 42700 kJ/kg

En el caso del EPF este calor es recuperado y se emplea en el proceso de deshidratación del crudo producido, con el objetivo de cumplir con los requerimientos de BSW exigidos para el transporte y comercialización del petróleo crudo.

En este contexto se plantea determinar la capacidad mínima de generación eléctrica mediante motogeneradores, a partir del cual se puede aplicar un sistema de recuperación de calor en el Oriente Ecuatoriano. Ya que existen varias centrales de generación de pequeña capacidad de las cuales actualmente no se recuperan los gases de escape.

Como primer punto de este estudio se validó los criterios de simulación en base a las condiciones de operación actuales del sistema WHRU de la estación EPF operada por Petroamazonas EP. Acto seguido se analizó diferentes alternativas para el uso de los gases de escape como, cogeneración y recuperación de calor para calentamiento de petróleo.

Determinando que para pequeñas capacidades de generación instaladas es recomendable la recuperación de calor para calentamiento de fluidos de proceso.

Basados en los costos de implementación del sistema de recuperación de calor y de los costos de operación y mantenimiento del EPF, se escaló los costos de inversión para obtener valores del costo de implementación de sistemas similares a diferentes capacidades en la región correspondiente al Oriente Ecuatoriano.

Se planteó diferentes opciones técnicamente factibles relacionando la tasa interna de retorno (TIR) con la capacidad de generación de energía eléctrica. Lo cual permitirá determinar el valor de capacidad de generación a partir del cual es técnica y económicamente viable aplicar un sistema de recuperación de calor para los gases producto de la combustión.

Como efecto lateral al instalar un sistema de recuperación de calor, las emisiones de dióxido de carbono al ambiente se verán disminuidas en mayor o menor grado en función de la demanda de calor del proceso. Obteniéndose un indicador que relaciona las toneladas de dióxido de carbono que dejarían de emitirse a la atmosfera por cada kilovatio de calor demandado por el proceso en un año.

2. SISTEMA RECUPERACIÓN DE CALOR

Dentro de un proceso las corrientes con presiones o temperaturas elevadas, además de aquellas que contienen combustible, son corrientes consideradas con potencial energético, el cual puede ser recuperado y utilizado para optimizar la eficiencia energética del proceso.

Debido a que de toda la energía suministrada al motor de combustión interna en forma de combustible, solo entre el 30 y 45% se transforma en trabajo mecánico útil, mientras que el calor restante se desprende como gases de escape y sistemas de refrigeración para el motor. Donde se observa que el sistema puede ser optimizado, recuperando el calor residual y transformarlo en trabajo útil. Sin embargo no todo el calor residual puede ser transformado en trabajo útil, debido a que existen diferentes factores que limitan su utilización.

3. PROCESO DE SIMULACIÓN

Actualmente el campo Eden Yuturi operado por la empresa Petroamazonas EP tiene una capacidad de generación eléctrica de 60 MW, la misma que está centralizada en el EPF, donde se cuenta con 8 motogeneradores, cada uno con una capacidad individual de generación de 7,5 MW.

Los motogeneradores existentes son alimentados unos con crudo y otros con gas combustible, el que se obtiene a partir del gas asociado al petróleo producido en la estación.

Actualmente el campo cuenta con un sistema de recuperación de calor instalado para la mitad de su generación eléctrica total, es decir 30 MW.

El sistema recuperador de calor consta de dos secciones. La primera es la sección en la cual existe un intercambio de calor entre los gases producto de la combustión y el fluido térmico, el cual gracias a sus propiedades fisicoquímicas es capaz de captar un mayor flujo de calor. La segunda sección consiste en la transferencia de calor entre el fluido térmico y el crudo extraído, esto permite realizar el tratamiento térmico para la deshidratación del crudo sin el empleo de un combustible adicional.

Para determinar la temperatura del crudo a la salida del sistema de recuperación es esencial conocer la demanda de calor requerida por el proceso, para lo cual se hace necesario dimensionar el separador donde se va a realizar la división de las fases, una vez dimensionado el equipo se define la temperatura a la cual se garantiza la decantación y posterior separación entre la fase líquida ligera y la fase líquida pesada.

Para determinar la máxima capacidad que pueden operar el sistema se tomaron las siguientes premisas:

- Corte de agua de Pañacocha: 20%
- Corte de agua de Bloque 31 : 28%
- Se cuenta con un arreglo simétrico de tubería al ingreso y salida.
- Temperatura requerida de crudo a la salida (Set operativos en campo E-50880A: 174°C/ E50880B: 180°F) Promedio:177°F
- Temperatura de ingreso de crudo a los intercambiadores: 140°F

El máximo caudal que puede operar con dos boilers (recuperadores de calor) en estas condiciones es 32980 BFPD y así mantener las condiciones de operación requeridas tanto en operaciones como planta de generación.

Tabla 2. Condiciones de operación simulada a un caudal 32980 BFPD

Parámetro	Unidad	Carga
Capacidad por Boiler	MMBTU/H (KW)	6.2 (1840)
Capacidad Operación por E-50880	MMBTU/H (KW)	5.5 (1600)
Caudal de crudo	BPD	32980
Temperatura de ingreso de crudo	°F	140
Temperatura de salida de crudo	°F	183
Temperatura de ingreso WHR	°C	138
Temperatura de salida WHR	°C	162,4

4. RESULTADOS

Del análisis técnico se desprende que pueden aplicarse tres sistemas de recuperación de calor, cada uno con diferente fluido térmico receptor del calor residual de los gases de escape, para la deshidratación del crudo de producción.

Una vez evaluadas las opciones técnicamente viables para su aplicación, se realizó un estudio económico, el cual se basó en los costos de inversión, gastos de operación y mantenimiento del sistema instalado en el EPF.

También se identificó que el calor recuperado desplazará combustible, que se hubiera tenido que consumir para calentar el petróleo crudo, en el análisis se consideró que el combustible de calentamiento fuese petróleo. Motivo por el cual el análisis de factibilidad económica es función del precio de oportunidad del petróleo.

Se obtuvo como resultado diferentes graficas en las cuales se indica la capacidad instalada de una central de generación en MW en el eje de las abscisas, se puede ascender hasta intersecar la capacidad instalada de la central de generación con el precio del petróleo y se obtendría el correspondiente valor en las ordenadas, del TIR al implementar un proyecto en estas condiciones.

En la Fig. 1 y 2 se indican los diferentes valores del primer y segundo rango de tasas internas de retorno (TIR) que se obtendrían si se aplica un sistema de recuperación de calor con aceite térmico como fluido receptor del calor para deshidratación del crudo de producción. Los valores de la TIR están en función de la capacidad de generación eléctrica de la estación donde se plantea aplicar el proyecto.

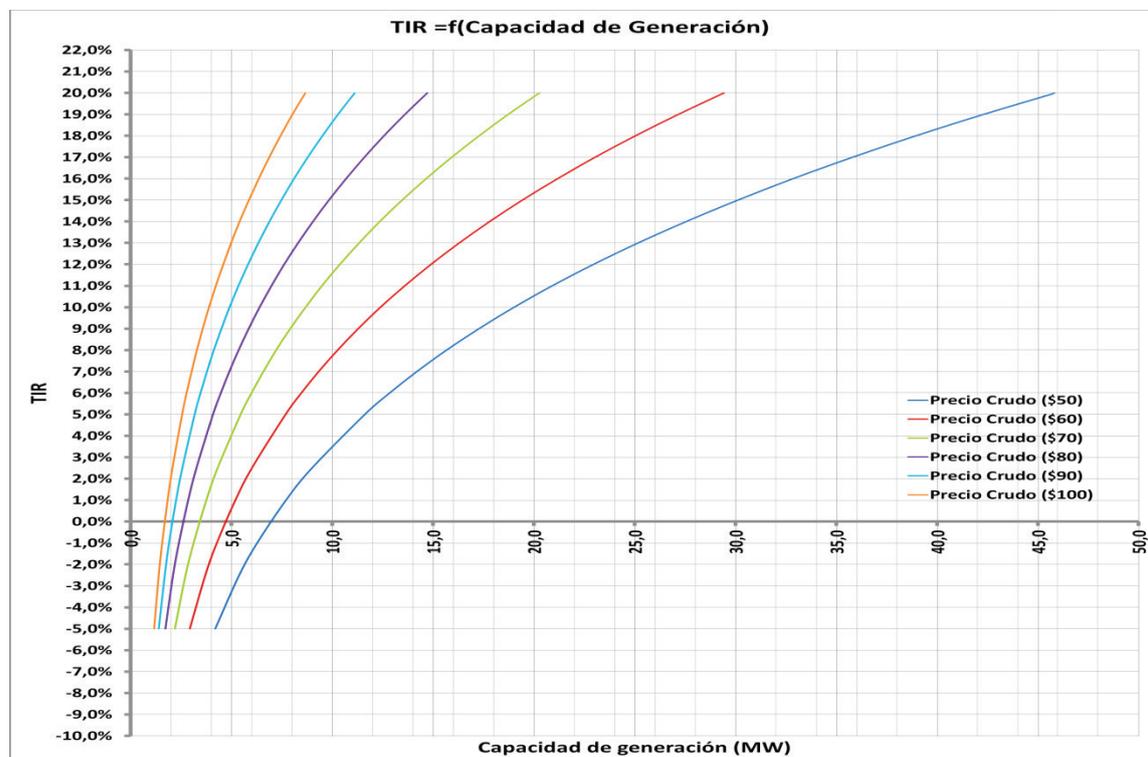


Figura 1: TIR = f (Capacidad de generación) con aceite térmico como fluido térmico receptor – Rango 1

En la Fig. 3 y 4 se indican los diferentes valores del primer y segundo rango de tasas internas de retorno (TIR) que se obtendrían si se aplica un sistema de recuperación de calor con vapor de agua como fluido receptor del calor para deshidratación

del crudo de producción. Los valores de la TIR están en función de la capacidad de generación eléctrica de la estación donde se plantea aplicar el proyecto.

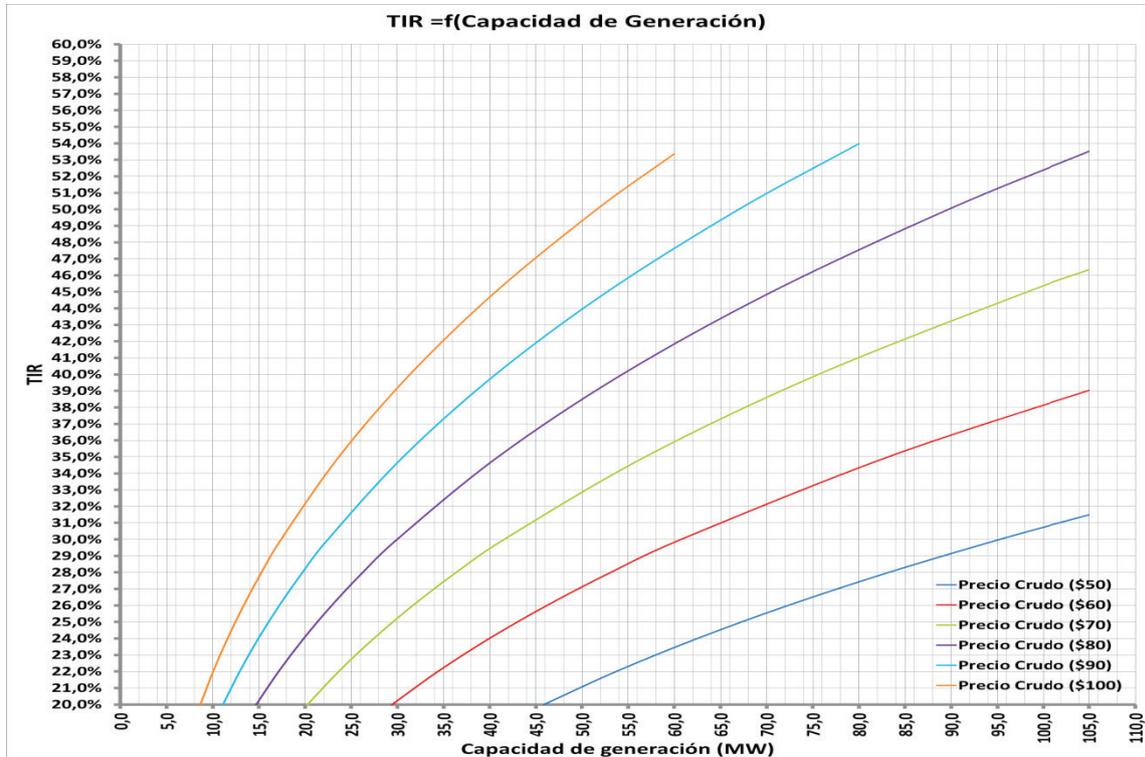


Figura 2: TIR = f (Capacidad de generación) con aceite térmico como fluido térmico receptor – Rango 2

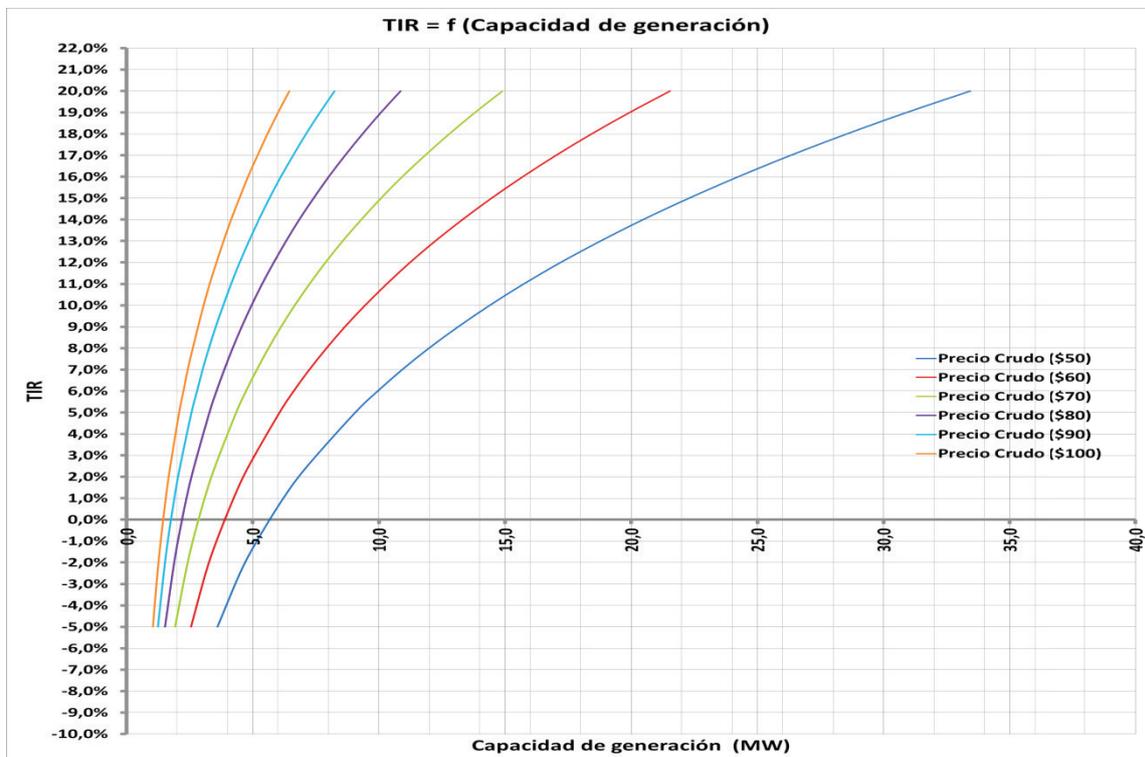


Figura 3: TIR = f (Capacidad de generación) con vapor de agua como fluido térmico receptor – Rango 1

En la Fig. 5 y 6 se indican los diferentes valores de tasas internas de retorno (TIR) que se obtendrían si se aplica un sistema de recuperación de calor con agua líquida como fluido receptor del calor

para deshidratación del crudo de producción. Los valores de la TIR están en función de la capacidad de generación eléctrica de la estación donde se plantea aplicar el proyecto.

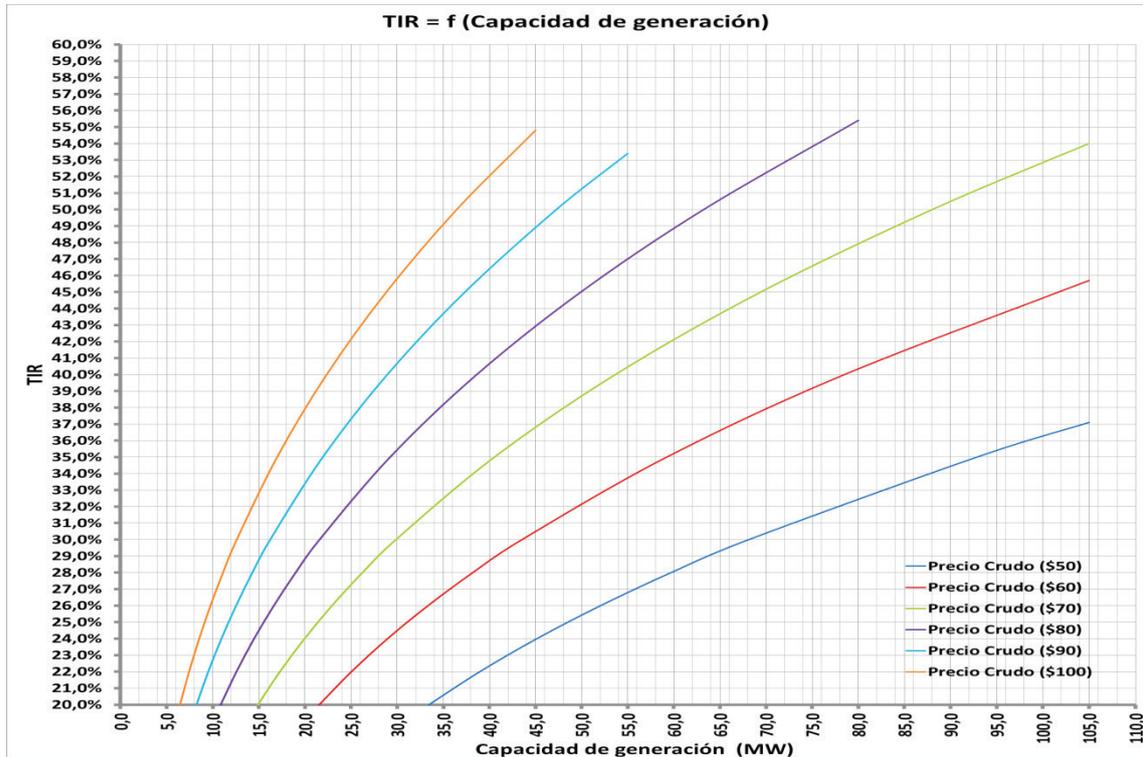


Figura 4: TIR = f (Capacidad de generación) con vapor de agua como fluido térmico receptor – Rango 2

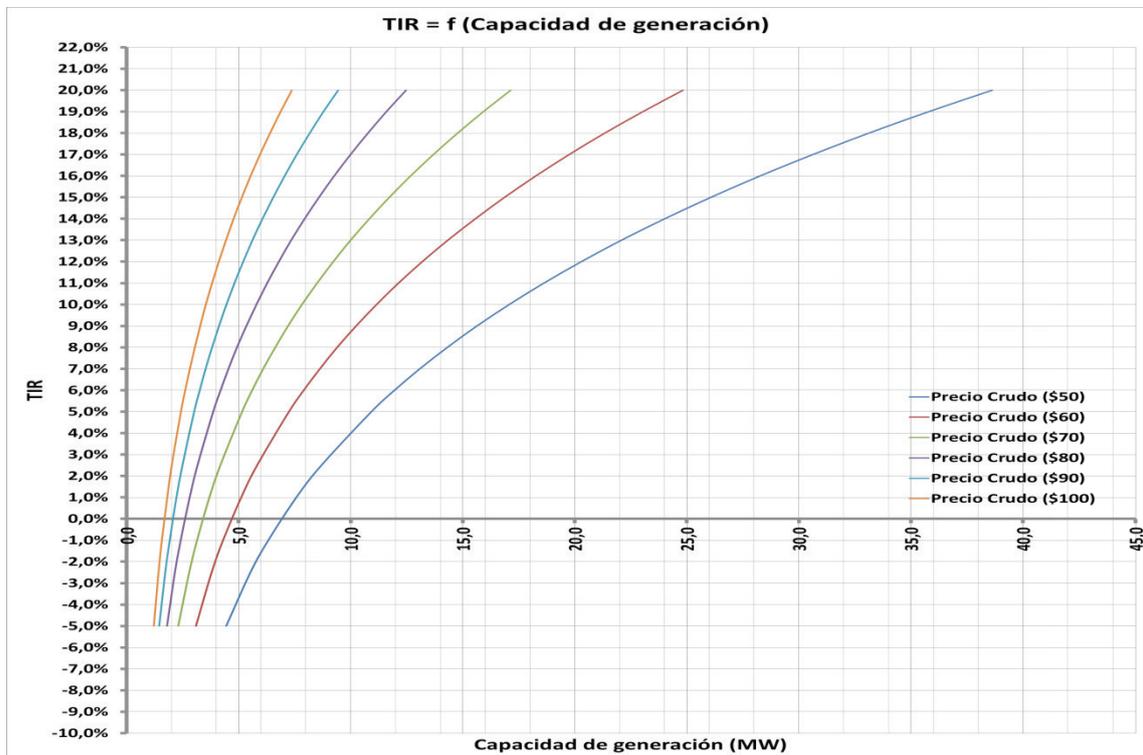


Figura 5. TIR = f (Capacidad de generación) con agua como fluido térmico receptor – Rango 1

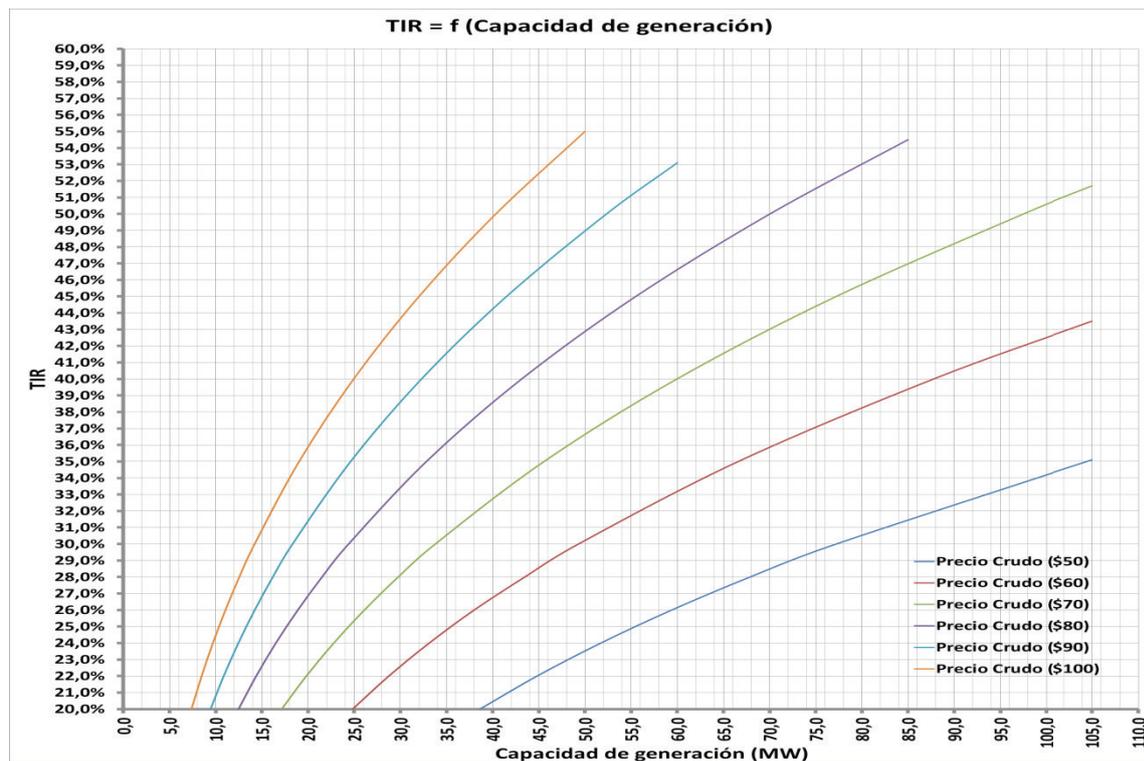


Figura 6. TIR = f (Capacidad de generación) con agua como fluido térmico receptor – Rango 2

5. DISCUSIÓN

- Para la simulación de la combustión en el interior del motogenerador, se consideró que la combustión es ideal, y se obtuvo como producto una mezcla gaseosa compuesta por dióxido de carbono, nitrógeno, oxígeno y vapor de agua, con composición variable en función de la eficiencia del motor de combustión interna. Se desestimó la presencia de otros gases de combustión debido su escasa aportación a la composición de la mezcla gaseosa, por lo cual se consideró que su omisión no afecta en la temperatura y flujo másico de la mezcla.
- Con respecto a los intercambiadores de calor entre los gases de combustión y el fluido térmico receptor del calor residual, se observa que se colocó un equipo de intercambio por cada motogenerador. Esto debido a que los gases de escape fluyen hacia el exterior mediante un tiro natural, por lo cual si existe una contrapresión superior al tiro del motor de combustión interna se compromete su funcionalidad.
- Para determinar el flujo y las condiciones de operación a la cual ingresa al proceso el fluido térmico que sirve como fluido intermedio para la transferencia de calor

entre los gases de escape y el crudo de producción, se realizó un estudio de sensibilidad para garantizar la operatividad y funcionalidad del proceso.

- Al evaluar las diferentes opciones tecnológicas de sistemas de recuperación de calor de gases de escape de motogeneradores, se determinó que la opción que emplea el aceite térmico como fluido receptor del calor residual de los gases producto de la combustión es el proceso más robusto. Debido a que cubre una mayor amplitud de escenarios de operación, es decir se puede adaptar para funcionar con diferentes flujos de crudo para calentamiento o diferentes tasas de transferencia de calor entre los gases de escape y el fluido térmico receptor. Mientras que los sistemas que ocupan agua líquida y vapor de agua como fluidos receptores están limitados a operar en un rango limitado de variación de las condiciones del proceso.
- Para obtener las gráficas de cada una de las opciones tecnológicamente viables para recuperar calor de los gases de escape que relacionan la TIR en función de la capacidad de generación, se consideró que la demanda de calor del proyecto emplea la totalidad de la energía que puede ser recuperada. Sin embargo no siempre se cumple con esta condición, por lo cual la información de las

gráficas $TIR = f(\text{Capacidad de generación})$ se debe considerar como punto de partida para el análisis de la implementación de un sistema de recuperación de calor de los gases de escape de motogeneradores a crudo, considerando como campo de aplicación al Oriente ecuatoriano.

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Del presente estudio se obtuvo una herramienta para tomar decisiones rápidas para la ejecución de proyectos de recuperación de calor donde se relaciona la capacidad instalada de una central de generación, la tasa interna de retorno que se obtendría, todo esto evaluado a diferentes precios del petróleo.
- La opción más factible económicamente para aplicar un sistema de recuperación de calor para la deshidratación de crudo, es la que emplea el vapor de agua como fluido receptor del calor residual de los gases de escape. Sin embargo desde el punto de vista técnico el proceso que emplea como fluido de trabajo el aceite térmico es el más robusto. Presentando una mayor flexibilidad en la operatividad del proceso y facilidades en las condiciones de operación.
- Al aplicar un sistema de recuperación de calor la eficiencia total de los motogeneradores se incrementa entre un 12 y 13%, con lo cual se pasa de una eficiencia eléctrica del 45% a una de alrededor del 57-58%.
- En caso de instalar un sistema de recuperación de calor, las emisiones de dióxido de carbono al ambiente se verán disminuidas en mayor o menor grado en función de la demanda de calor del proceso. Así se obtuvo un indicador que manifiesta que por cada KW de calor demandado por el proceso en un año se dejan de emitir 230 Ton de CO₂ hacia la atmosfera.
- Considerando que en el año 2015 el precio del petróleo está alrededor de los 50 dólares, se determinó que para cada alternativa de sistema recuperador de calor, el punto mínimo de generación a partir del cual Petroamazonas EP puede considerar económicamente rentable ($TIR=12\%$) la implementación de un sistema de recuperación es: si se emplea aceite térmico como fluido receptor del calor de los gases

de escape 23 MW; si se emplea vapor de agua como fluido receptor del calor de los gases de escape 17,5 MW; si se emplea agua líquida como fluido receptor del calor de los gases de escape 20,5 MW.

- Se recomienda emplear las gráficas obtenidas como resultado de este trabajo, que relacionan el TIR en función de la capacidad de generación eléctrica, para evaluar las estaciones de producción de crudo del Oriente ecuatoriano, en las cuales se podría implementar un sistema de recuperación de calor de los gases de escape de motogeneradores.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] BOYADJIEV, C. Theoretical Chemical Engineering: Modeling and Simulation. Editorial Springer. Bulgaria. 2010.
- [2] BRANAN, C. Rules Of Thumb For Chemical Engineers. Fourth Edition. Editorial Elsevier. USA. 2005.
- [3] DUNCAN, J. The principles of industrial management. Editorial D. Appleton and company. USA. 1941.
- [4] GAS PROCESSORS SUPPLIERS ASSOCIATION (GPSA). Engineering Data Book. Twelfth FPS Edition. Editorial Gas Processors Suppliers Association. Oklahoma. 2004.
- [5] JANA, A. Process Simulation and Control using ASPEN. Second Edition. PHI-Learning. New Delhi. 2012
- [6] LUDWIG, E. Applied Process Design For Chemical And Petrochemical Plants. Volume 3. Third Edition. Editorial GPP. USA. 1997.
- [7] LUQUE, S. y VEGA, A. Simulación y Optimización avanzadas en la industria química y de procesos: HYSYS. Tercera Edición. Editorial Universidad de Oviedo. España, 2005.
- [8] MANNING, F., THOMPSON, R. Oilfield Processing Volume Two: Crude Oil. Editorial Pennwell Books. Oklahoma. 1995.

- [9] MOBLEY, R. Plant Engineer's Handbook. Editorial Butterworth Heinemann. England. 2001.
- [10] PERRY, R., GREENE, D. Perry's Chemical Engineers' Handbook. Eighth Edition. Editorial McGraw Hill. Florida. 2008.
- [11] PETERS, M., TIMMERHAUS, K. Plant design and economics for chemical engineers. Fourth Edition. Editorial McGraw Hill. Singapore. 1991.
- [12] RAJA, A., SRIVASTAVA, A., DWIVEDI, M. Power Plant Engineering. Editorial New Age International (P) Ltd. New Delhi. 2006.
- [13] SHAH, R., SEKULIC, D. Fundamentals of Heat Exchanger Design. Editorial Wiley. USA. 2003.
- [14] SMITH, J., VAN NESS, H., ABBOTT, M. Introduction to Chemical Engineering Thermodynamics. Seventh Edition. Editorial McGraw Hill. USA. 2005.
- [15] SMITH, R. Chemical Process Design and Integration. Editorial John Wiley & Sons Ltd, England. 2005.
- [16] STEWART, M., ARNOLD, K. Emulsions and Oil Treating Equipment: Selection, Sizing and Troubleshooting. Editorial Elsevier. USA. 2009.
- [17] TANASE, D., SANCHEZ, J. Chemical Engineering: Modeling, Simulation and Similitude. Editorial Wiley. Germany. 2007.



Patricio Alejandro Banda.-
Nació en Quito, Ecuador en 1991. Recibió su título de Ingeniero Químico de la Universidad Central del Ecuador en 2015.



Christian Gutierrez Alvarado.-
Nació en Cuenca, Ecuador en 1984. Recibió su título de Ingeniero Químico de la Universidad Central del Ecuador en 2008; de Master en Procesos Industriales de la Universidad Central del Ecuador en 2013. Actualmente se desempeña como Líder de Procesos del Proyecto Optimización Generación Eléctrica y Eficiencia Energética (OGE&EE) y, como profesor de Simulación de Procesos en la Facultad de Ingeniería Química en la Universidad Central del Ecuador. Sus campos de investigación están relacionados con el Desarrollo de Procesos de Optimización de Energía.