

ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UN CICLO ORGÁNICO DE RANKINE EN POZOS DE EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO

✉ ILBA GEONINE CUADRADO PEÑA¹
ANDRÉS FELIPE COLORADO GRANDA²
JUAN CARLOS COBOS GÓMEZ³
JUAN CARLOS VÁSQUEZ RUEDA⁴

RESUMEN

Se evalúa la factibilidad técnica y económica del uso de un Ciclo Orgánico de Rankine para la generación de electricidad, a partir del aprovechamiento del recurso geotérmico de baja temperatura disponible en varios campos de petróleo en Colombia. Las temperaturas del agua obtenida como subproducto durante la extracción de crudo son 118 °C en boca de pozo y 82 °C en etapas de disposición, con caudales de hasta 2,38 m³/s. Para incrementar la eficiencia del ciclo ORC convencional, fueron evaluadas alternativas de calentamiento de la corriente del lado de alta temperatura y de enfriamiento del lado de baja temperatura. Se encontró que un equipo comercial ORC de 280 kW produciría en uno de los campos 1165,1 MWh anuales con un costo de generación de 0,102 U\$/kWh. Los resultados de este estudio no permiten la implementación de equipos ORC porque se requieren mayores temperaturas que garanticen la factibilidad técnica.

PALABRAS CLAVE: ciclos binarios; ciclo orgánico de Rankine; coproducción de crudo y energía geotérmica; energía geotérmica de baja temperatura; generación de electricidad.

FEASIBILITY ANALYSIS FOR THE APPLICATION OF AN ORGANIC RANKINE CYCLE IN AN OILFIELD

ABSTRACT

This paper analyzes the technical and economical feasibility of generating electricity from low temperature geothermal resources available in oil oilfields in Colombia using Organic Rankine Cycle technology. The water obtained as a byproduct during oil extraction has a temperature of 118°C at wellhead and 80°C on average in disposal stages; the water flow rates reach values of 2.38 m³/s. In order to improve the efficiency of the conventional ORC cycle, additional heating and cooling alternatives were evaluated for the hot and cold streams, respectively. Our results show that 1,165.1 MWh of annual energy would be produced in one of the fields by a comercial 280 kW-ORC. The correlated generation cost would be around 0,102 U\$/KWh. According to this study, the implementation of ORC tools are not feasible because higher temperatures are required.

KEYWORDS: Binary Cycle; Organic Rankine Cycle; Geothermal Hydrocarbon Co-production; Low-Temperature Geothermal Energy; Power Generation.

¹ Ingeniera mecánica, MCs. en Energías renovables. Integral

² Ingeniero mecánico Universidad de Antioquia. MCs. en Combustibles Gaseosos Universidad de Antioquia.

³ Ingeniero químico, especialista en gerencia de recursos energéticos. Ecopetrol-Colombia.

⁴ Ingeniero electricista, especialista en Gerencia de Proyectos. Ecopetrol-Colombia.

✉ *Autor de correspondencia: Cuadrado-Peña, I.G. (Ilba Geonine).*
Integral S.A., Ingenieros Consultores, Medellín – Colombia.
Carrera 46 No 52-36, Medellín. Tel: (574) 5115400 ext 4447.
Correo electrónico: ilbageo@gmail.com

Historia del artículo:

Artículo recibido: 20-IX-2013 / Aprobado: 21-II-2015

Disponible online: 30 de junio de 2015

Discusión abierta hasta junio de 2016

ESTUDO DE VIABILIDADE PARA A IMPLEMENTAÇÃO DE UM CICLO ORGÂNICO DE RANKINE EM POÇOS DE EXTRAÇÃO DE PETRÓLEO

RESUMO

É avaliada a viabilidade técnica e económica do uso do ciclo orgânico de Rankine para gerar eletricidade a partir do aproveitamento do recurso geotérmico de baixa temperatura disponível em vários campos de petróleo na Colômbia. As temperaturas da água obtida como subproduto durante a extração do óleo é de 118 ° C na cabeça do poço e 82 ° C em estágios de prontidão, com taxas de fluxo de até 2,38 m³ / s. Para aumentar a eficiência do ciclo de ORC convencional, foram avaliados alternativas de aquecimento da tensão do lado de alta temperatura e de arrefecimento do lado de baixa temperatura. Verificou-se que uma equipe comercial ORC de 280 kW produziria em um dos campos de 1.165,1 MWh por ano a um custo de geração de 0,102 \$ US / kWh. Os resultados deste estudo não permitem a implantação de equipes ORC porque é necessária maiores temperaturas que assegurem a viabilidade técnica.

PALAVRAS-CHAVE: Ciclo binário; Ciclo Orgânico de Rankine; Coprodução de petróleo e energia geotérmica; Baixa temperatura geotérmica; Geração.

1. INTRODUCCIÓN

El incremento en el precio de los combustibles fósiles, la escases de fuentes de energía y la preocupación alrededor del mundo sobre el calentamiento global, han despertado en las últimas décadas el interés por desarrollar e implementar tecnologías de energías renovables. Entre las fuentes de energía renovable, la energía geotérmica se destaca porque produce energía firme (electricidad y calor) de forma independiente a las horas del día o de las variaciones estacionales, lo cual no es posible con otras fuentes renovables como la eólica o la solar.

La mayoría de las plantas geotérmicas utilizan el recurso de campos del tipo dominado por vapor, donde la fuente geotérmica se encuentra a alta temperatura y los pozos producen vapor o una mezcla de vapor y líquido. Debido a que estos campos de alta temperatura se encuentran en lugares geológicos particulares (Machiar, 2001), la expansión del aprovechamiento de la energía geotérmica alrededor del mundo está condicionada al desarrollo de la tecnología de roca seca caliente (Duchane, 1996) y al uso de campos de baja temperatura. En estos últimos el recurso se encuentra principalmente como líquido a temperaturas menores de 150 °C (Dippipo, 2004).

El aprovechamiento de las fuentes de energía de baja temperatura puede realizarse a través de tec-

nologías ampliamente desarrolladas como los ciclos binarios (Dippipo, 2012), sin embargo; estos ciclos se caracterizan generalmente por eficiencias de conversión relativamente bajas (Frick, Kaltschmitt y Schröder, 2010). Las eficiencias térmicas de primera ley (electricidad producida/energía térmica utilizada) en plantas de ciclo binario se encuentran típicamente entre 8 % y 12 % y dependen de las condiciones de temperatura de los lados caliente y frío del ciclo (Rosyid, *et al.*, 2010).

Existe un potencial de aprovechamiento de la energía geotérmica de baja temperatura en campos de petróleo abandonados y operativos, donde las obras de exploración y perforación de pozos, que representan hasta un 50 % del costo total de los proyectos geotérmicos (Babier, 2002), ya han sido realizadas. La idea de recuperar la energía disponible en el agua caliente, obtenida como subproducto durante la extracción de crudo, es relativamente reciente y la información disponible, usualmente denominada *Geothermal Hydrocarbon Co-production Projects* (GHCP), es escasa. Solo unos pocos estudios sobre el tema han sido llevados a cabo y publicados como los de Davis, Michaelides y Efstathios (2006).

El presente artículo se enfoca en la evaluación técnica y económica de la instalación de un ciclo binario del tipo ciclo orgánico de Rankine (ORC por sus siglas en inglés), en campos de petróleo activos en Colombia. También se describe la metodología desarrollada para

el aprovechamiento del recurso geotérmico y se analizan alternativas tecnológicas complementarias para el incremento de la eficiencia del ciclo ORC.

2. TECNOLOGÍAS DE CICLO BINARIO - ORC

Los ciclos binarios son tecnologías comerciales que permiten producir electricidad a partir del uso de calor de fuentes de baja temperatura, mediante un principio similar y con los mismos componentes involucrados en un ciclo de vapor convencional (Dippipo, 2012). La diferencia radica en que un fluido secundario realiza el trabajo en el ciclo cerrado. La **Figura 1** muestra un diagrama que representa un ciclo binario convencional ORC. Para el caso de estudio, la fuente de calor es el agua geotérmica obtenida como subproducto durante la extracción de crudo (1), la cual después de pasar por el evaporador se envía a sistemas de tratamiento y enfriamiento para su disposición final (2). El fluido de trabajo ingresa al evaporador (3), donde se evapora a alta presión para posteriormente ser expandido en la turbina (4), después de la cual viaja al condensador (5), para retornar a la condición líquida y ser bombeado (6) de vuelta al evaporador. La fuente fría (7) requerida en el condensador, se obtiene en una torre de enfriamiento (8).

Como fluido de trabajo para los ORC, se han pro-

puesto y reportado en la literatura más de 50 sustancias (Chen, Goswami & Stefanakos, 2010), principalmente de tipo orgánico, como los refrigerantes (R245fa), el tolueno o el n-pentano. Estos fluidos se caracterizan por una baja temperatura de ebullición y una alta presión de vapor, comparados con el agua, y su selección depende de la temperatura de la fuente de calor, la disponibilidad, el costo y de aspectos ambientales (*global warming potential -GWP-*, *ozone depletion potential -OD-* y *atmospheric lifetime -ALT-*) (Dippipo, 2008).

También existen diferentes tipos de ORC y su clasificación se realiza de acuerdo con la tecnología de la turbina, con la temperatura en el condensador, el rango de potencia y la fuente de calor (Vanslambrouck, *et al.*, 2011). La **Figura 2** muestra las posibles combinaciones, en ella se resaltan las características del ciclo analizado en este estudio. El fluido de trabajo utilizado es el hidrofluorocarbon R245fa (pentafluoropropano), el cual es usado como refrigerante en enfriadores de agua centrífugos (Zyhowski, Spatz y Motta, 2002).

Los ORC pueden utilizar como fuentes de calor fluidos a temperaturas tan bajas como 55 °C, siempre y cuando las temperaturas de la fuente fría sean lo suficientemente bajas, específicamente temperaturas por debajo de 0 °C; los fabricantes son quienes establecen los límites de temperatura admisibles para las

Figura 1. Ciclo binario convencional: ciclo orgánico de Rankine

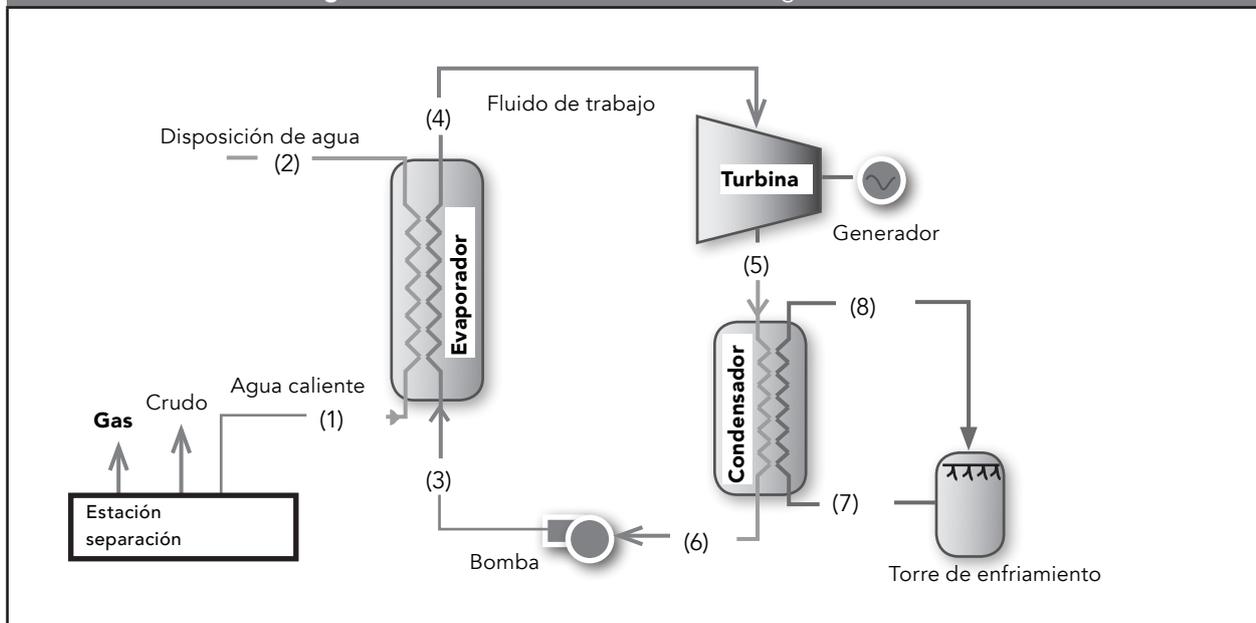
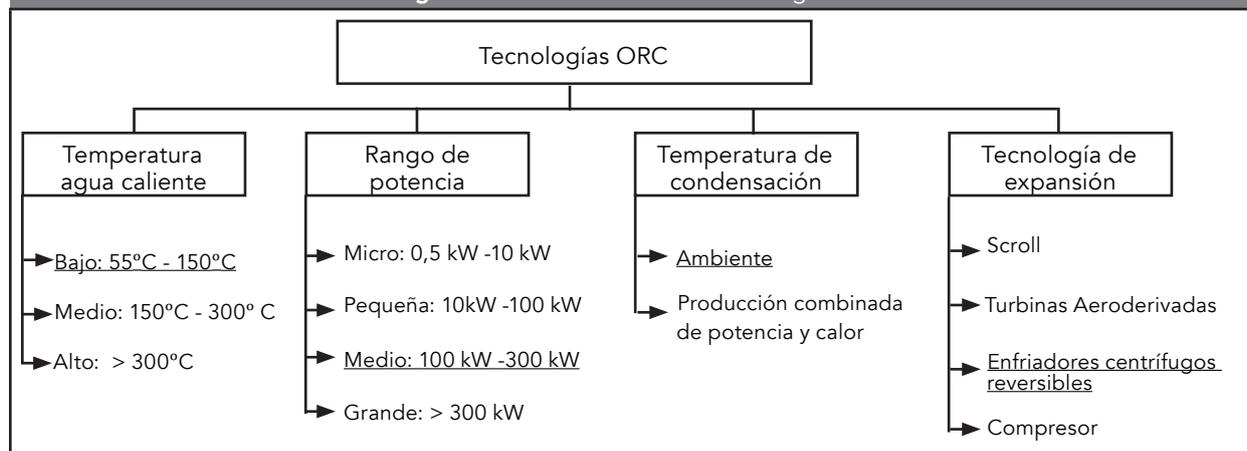


Figura 2. Clasificación de las tecnologías ORC



máquinas (Vanslambrouck, *et al.*, 2011). Existen plantas ORC operativas con gradientes de temperatura entre la fuente de calor y la fuente fría con valores entre 60 °C y 150 °C (Miller, 2009).

Los fabricantes establecen que las plantas ORC han presentado buenos desempeños e incluso comportamientos estables a cargas parciales en un amplio rango de operación cuando se comparan con ciclos de vapor; sin embargo, algunas investigaciones han mostrado un débil desempeño de las máquinas a carga parcial cuando se reduce el flujo másico (Erhart, Eicker y Infield, 2011).

A continuación se analiza el desempeño de un ciclo ORC instalado en campos de extracción de crudo, mediante el uso del agua que se obtiene como subproducto en este proceso, para la generación de electricidad.

3. METODOLOGÍA

Se seleccionaron cuatro campos de producción de crudo ubicados en diferentes puntos de los llanos orientales de Colombia, donde se han identificado anomalías geotérmicas con índices de variación de temperatura de 50 °C/km (unión temporal Icontec-AENE, 2003). En estas zonas se encuentran temperaturas en boca de pozo de hasta 118 °C y se extraen caudales de alrededor de 2,38 m³/s (equivalentes a 1 284 847 barriles de agua diarios). En cada uno de los campos de producción se consideró la instalación de una máquina comercial ORC de 280 kW eléctricos brutos y 260 kW netos, de potencia nominal.

3.1. Definición del esquema de integración del ORC en campos de extracción de crudo

De acuerdo con lo descrito a continuación y lo presentado en la **Figura 4**, se plantea un esquema de integración de los equipos ORC en el proceso general que tiene lugar durante la obtención del crudo:

La mezcla de crudo, gas y agua es extraída de los pozos por medio de sistemas de flujo natural, bombeo electrosumergible o bombeo mecánico y se conduce a través de tuberías hasta las estaciones de separación. La mezcla se recibe en un múltiple donde es distribuida y transportada hacia separadores de tres fases, para dar lugar a la etapa inicial de separación. El agua obtenida se somete a un proceso de enfriamiento, si la gravedad API del crudo, definida por el Instituto Americano del Petróleo así lo requiere, para posteriormente ser llevada a un tanque de lavado, donde se realiza una segunda etapa de separación del crudo. El crudo obtenido se conduce a los tanques de surgencia para remover cantidades adicionales de agua. Finalmente, todas las corrientes de agua obtenidas en las etapas de separación se conducen a una caja recolectora, donde se inicia el proceso de enfriamiento y tratamiento que es requerido antes del vertimiento a los ríos.

La ubicación seleccionada para la implementación del ORC es aguas abajo de la caja recolectora porque allí la concentración de crudo en el agua es baja (60 ppm a 1000 ppm en promedio), la temperatura es aun relativamente alta (alrededor de 80 °C) y especialmente, porque la manipulación de las corrientes de agua no afecta la producción de crudo.

3.2. Mediciones del recurso geotérmico

A continuación se describen las variables, equipos y métodos de medición empleados para determinar las propiedades del fluido geotérmico, en las cajas recolectoras de las estaciones de separación de crudo. Las mediciones fueron realizadas durante una semana y los resultados permitieron validar los registros diarios disponibles de dos años de medición.

- **Composición química:** la **Tabla 1** presenta las principales características químicas del agua y los métodos y técnicas empleadas para determinarlas.

- **Temperatura del agua y condiciones ambientales:** los valores de temperatura del agua y condiciones ambientales (temperatura, presión y humedad relativa) fueron medidos con un equipo Testo 625. El equipo cuenta con un rango de medición de -10 °C a 60 °C, resolución de 0,1 °C y 2 % de precisión.

- **Caudal:** Se empleó un medidor de flujo ultrasónico KROHNE UFM 610P, con rango de medición de 6 l/s a 140 l/s, resolución de 0,1 l/s y 0,5 % de precisión.

3.3. Alternativas tecnológicas evaluadas para mejorar la eficiencia del ORC

Con el fin de aumentar la eficiencia del ciclo ORC se analizaron varias alternativas de incremento del gradiente de temperatura. Lo anterior mediante el calentamiento adicional del agua que llega a las cajas colectoras y/o el enfriamiento del agua de refrigeración.

Para el lado de alta temperatura se consideraron las siguientes alternativas de calentamiento:

Tabla 1. Características químicas del agua medidas en las cajas recolectoras

| Análisis | Unidades | Método | Técnica |
|-------------------|----------|-----------|------------|
| PH | U of PH | Electrodo | Titulation |
| H ₂ Sz | mg/l | SM/4500 | Titulation |
| Cl | mg/l | SM/4500 | Titulation |
| NH ₃ | mg/l | SM/4500 | Titulation |

- Quemadores de combustible del tipo tubos sumergidos.

- Concentradores solares térmicos.

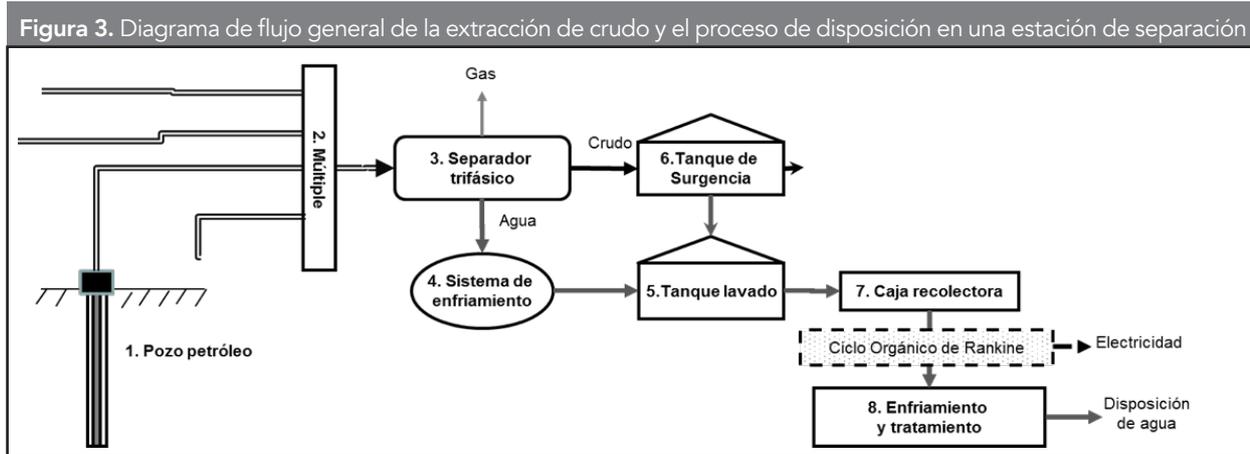
- Aprovechamiento de los gases de escape de turbinas de gas.

Para el lado de baja temperatura se evaluó la opción de empleo de enfriadores de absorción.

Desde una perspectiva de eficiencia energética se determinó si las alternativas tecnológicas de calentamiento o enfriamiento son viables, para ello se utilizó como criterio de evaluación la «eficiencia global» del sistema (**Ecuación 8**).

3.4. Formulación matemática utilizada

A continuación se presentan las principales expresiones matemáticas utilizadas para predecir el desempeño de los equipos ORC, las cuales se basan en balances de masa y energía, complementadas con parámetros operativos de máquinas comerciales existentes. Lo anterior con base en la numeración presentada en la **Figura 1**.



- Calor suministrado por el agua caliente al fluido secundario en el evaporador:

$$\dot{Q}_{Evap} = \dot{m}_1 \times (h_1 - h_2) \times \eta_{Evap} \tag{1}$$

- Calor retirado en el condensador:

$$\dot{Q}_{Cond} = \dot{m}_3 \times (h_{3,vapor} - h_{3,liquido}) \tag{2}$$

- Potencia de bombeo:

$$\dot{P}_{bomba} = \dot{m}_3 \times (h_3 - h_6) \tag{3}$$

- Flujo másico de agua de enfriamiento:

$$m_7 = \frac{\dot{Q}_{Cond}}{C_p (T_8 - T_7) \eta_{Cond}} \tag{4}$$

- Eficiencia del ciclo:

$$\eta_{ciclo} = \frac{\dot{Q}_{Evap} - \dot{Q}_{Cond}}{\dot{Q}_{Evap}} \tag{5}$$

- Potencia eléctrica generada:

$$\dot{W}_{neto} = \eta_{ciclo} \times \dot{Q}_{Evap} \tag{6}$$

- Porcentaje de carga:

$$\% \text{ Carga} = \frac{\text{Potencia producida}}{\text{Potencia neta nominal}} \times \frac{\dot{W}_{neto}}{260kW} \tag{7}$$

- Eficiencia global:

$$\eta_{global} = \frac{\text{energía útil}}{\text{energía suministro}} = \frac{\dot{W}_{neto}}{\dot{Q}_{Calentador o enfriador} + \dot{Q}_{Evap}} \tag{8}$$

Donde, \dot{W} : potencia, \dot{m} : flujo másico, h : entalpía, η : eficiencia, Evap: evaporador, Cond: condensador.

Para los cálculos se consideró una aproximación de temperaturas entre la temperatura de agua fría en la torre de enfriamiento y la temperatura ambiente de 5 °C. Estos valores varían y dependen de las condiciones particulares del sitio, lo cual afecta la demanda de agua de enfriamiento.

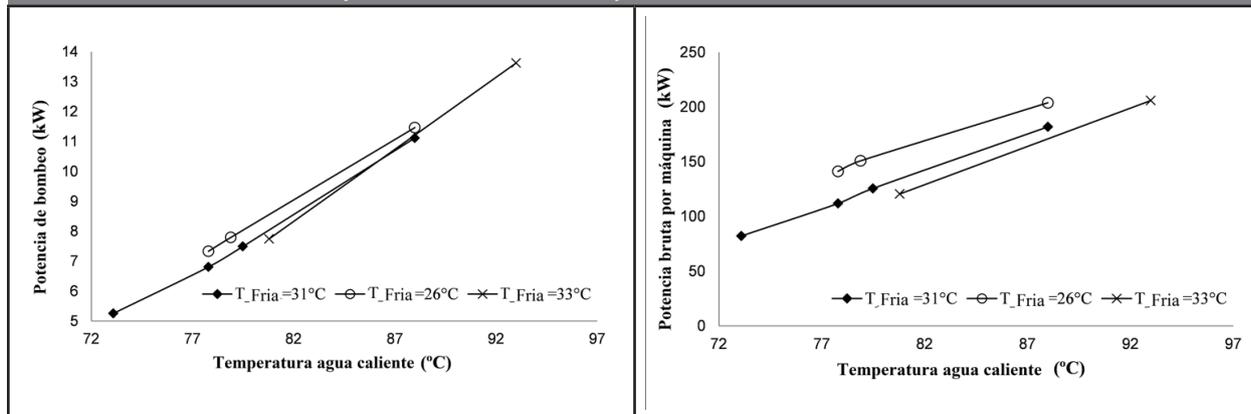
4. RESULTADOS

Los valores promedio de temperatura del agua caliente en cada una de las cuatro estaciones de separación varían entre 73 °C y 82 °C, mientras que la temperatura ambiente media en los sitios estudiados es de 26 °C. De acuerdo con los resultados obtenidos, un ORC produciría una potencia bruta (neta + bombeo) en el rango de valores mostrados en la **Figura 4**, en ella se grafican los resultados en función de la temperatura del agua caliente, para tres temperaturas de enfriamiento 26 °C, 31 °C y 33 °C.

Estas temperaturas fueron seleccionadas teniendo en cuenta los valores máximos registrados para la temperatura ambiente en los campos de producción. También se presenta la potencia de bombeo consumida, en función de las mismas variables.

Para la máquina comercial de 280 kW analizada, el caudal de agua caliente que resulta de la maximización de la potencia neta producida es 61 l/s (33.196 barriles por día). Este caudal está limitado por las pérdidas en los intercambiadores ($\Delta P < 200kPa$) y determina la tasa de transferencia de calor en el evaporador.

Figura 4. Potencia bruta generada (izquierda) y potencia de bombeo (derecha) vs temperaturas de agua caliente y de enfriamiento a un flujo másico constante de 61 l/s



Como se espera, mayores temperaturas del agua caliente y menores temperaturas del agua fría producen mayor potencia bruta, debido al mayor gradiente de temperatura disponible. Para las condiciones promedio existentes (26°C de temperatura ambiente y 81°C de temperatura del agua caliente), el gradiente disponible es de 55°C, el cual se considera bajo comparado con los valores reportados en la literatura, entre 60°C y 150°C (Miller, 2009). La potencia neta presenta el mismo comportamiento que la potencia bruta. Si se cuenta con mayores gradientes de temperatura, menores caudales de agua caliente y fría se requerirían para producir la misma potencia. Los cálculos realizados en todos los casos consideran el caudal y las pérdidas constantes porque se toma el valor de caudal maximizado.

Se presenta también un caso teórico, que asume mejores condiciones de temperatura (93°C), como una referencia para evaluar el efecto de esta variable sobre la factibilidad técnica y económica. Para los análisis se mantienen las mismas condiciones ambientales y la misma máquina de 280 kW. La temperatura de 93°C fue seleccionada teniendo en cuenta que, según catálogo, la mínima temperatura de operación de la máquina es

90 °C para las condiciones de agua de enfriamiento disponibles (31 °C). La **Tabla 1** presenta las condiciones consideradas en los cálculos y los resultados obtenidos para cada caso de análisis.

Los mayores valores de eficiencia y porcentaje de carga corresponden a la estación A, porque tiene la temperatura de agua caliente más alta y las temperaturas de enfriamiento son iguales en todas las estaciones (**Tabla 2**). El caso teórico muestra que las condiciones operativas pueden mejorar considerablemente si se cuenta con mayores temperaturas del agua caliente (**Tabla 2**).

De acuerdo con lo reportado por los fabricantes (comunicación oral), las bajas temperaturas de agua caliente y altas temperaturas de enfriamiento encontradas, pueden generar inestabilidades en la operación de los ORC. Dichas inestabilidades se caracterizan por continuos arranques y paradas de las máquinas. Para algunos equipos comerciales el porcentaje de carga mínimo es de 45 %, por lo tanto las estaciones A y B son las únicas donde las máquinas comerciales podrían operar, aunque en condiciones muy cercanas a los límites recomendados. De acuerdo con los fabricantes, es deseable contar con agua caliente a mayores tempe-

Tabla 2. Desempeño energético de un ORC de 280 kW en las diferentes estaciones de separación

| Lugar | | Estación A | Estación B | Estación C | Estación D | Caso teórico |
|--|------|------------|------------|------------|------------|--------------|
| Temperatura agua caliente –Entrada al evaporador | °C | 82 | 81 | 73 | 79 | 93 |
| Temperatura agua caliente –salida del evaporador | °C | 72 | 71 | 65 | 70 | 81 |
| Flujo de agua caliente por máquina | m³/s | 0,061 | 0,061 | 0,061 | 0,061 | 0,061 |
| Caída de presión en el evaporador | kPa | 186 | 186 | 186 | 186 | 186 |
| Temperatura de enfriamiento – Entrada al condensador | °C | 31 | 31 | 31 | 31 | 31 |
| Temperatura de enfriamiento – salida del condensador | °C | 37 | 37 | 37 | 37 | 37 |
| Flujo másico de agua de enfriamiento | kg/s | 102 | 100 | 84 | 97 | 124 |
| Potencia bruta | kW | 142 | 135 | 82 | 126 | 216 |
| Potencia neta | kW | 133 | 127 | 77 | 118 | 203 |
| Eficiencia del ciclo | % | 5,2 | 5,0 | 3,8 | 5,1 | 6,6 |
| Carga | % | 50,2 | 47,9 | 29,1 | 44,5 | 76,6 |
| Caudal disponible en las estaciones | m³/s | 0,17 | 0,11 | 0,44 | 0,31 | - |
| Potencial total de potencia neta | kW | 266 | 127 | 539 | 590 | - |

raturas en las estaciones de separación, con valores de al menos 90 °C si la temperatura de enfriamiento está alrededor de 31 °C, o de más de 93°C si la temperatura de enfriamiento es de 35 °C.

Los resultados encontrados indican que para alcanzar la confiabilidad técnica es necesario mejorar las condiciones operativas (incrementar el gradiente de temperatura), para garantizar así, condiciones estables de operación con un porcentaje de carga aceptable. A continuación se describen los resultados obtenidos al evaluar las alternativas de calentamiento del lado de alta temperatura y el enfriamiento del lado de baja temperatura. Para las opciones de calentamiento estudiadas se encontró que la eficiencia del ciclo ORC se incrementa en un 0,2 % por cada grado adicional que se alcance sobre la corriente de alta temperatura. Sin embargo, la eficiencia global disminuye inicialmente en 0,1 % y continúa disminuyendo de forma asintótica con cada esfuerzo por aumentar la temperatura (Figura 5). Lo anterior debido a que para aumentar la temperatura del agua, debe suministrarse una gran cantidad de energía ($\dot{Q}_{\text{calentador}}$) y la eficiencia de la conversión del calor en electricidad de las plantas ORC es baja.

Los resultados descritos son aplicables al sistema de quemadores, independientemente del tipo de combustible. En el caso de paneles solares se encontró que la influencia sobre la eficiencia global es mínima y que el área de paneles térmicos necesarios para incrementar en 1°C 70 l/s de agua, es de 2688 m² para una radiación de 4,5 a 5 kW/(m² día). Los valores de radiación corresponden a los reportados para la zona de los llanos orientales de Colombia (Ministerio de Minas, *et al.*, 2005).

Por otro lado, el uso del calor de los gases de escape de una turbina de gas mostró desempeños energéticos positivos, ya que con el flujo promedio de gases disponible en una de las estaciones, 129 kg/s, a una temperatura media de 449,5 °C, podrían calentarse 204,366 kg/s de agua desde 81 °C hasta 138 °C. Con esta agua y con una fuente de enfriamiento a 27 °C sería posible producir 3,5 MW eléctricos con varias máquinas ORC, lo cual representa una eficiencia global de 5,2 %. A pesar de lo anterior, el uso de esos mismos gases de escape con un ciclo combinado es una alternativa más eficiente y económicamente atractiva, que el uso de un ORC, porque las eficiencias de esas centrales es de alrededor de 50 %.

Figura 5. Efecto del calentamiento del agua sobre la eficiencia interna del ciclo y sobre la eficiencia global

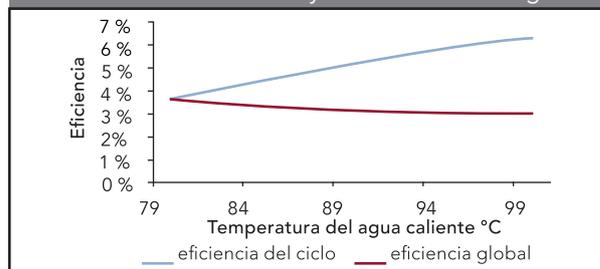
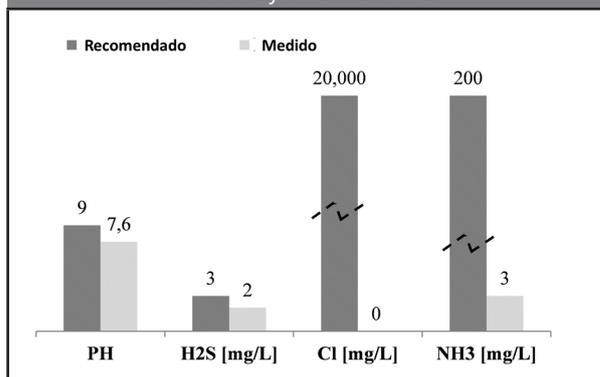


Figura 6. Componentes químicos del agua caliente medidos y recomendados



La alternativa de enfriamiento del lado de baja temperatura, con enfriadores de absorción que operan con agua caliente y combustibles, mostró que para enfriar 100 l/s, a una temperatura de 15°C, se requieren consumos adicionales de energía eléctrica (145 kW), térmica (12 l/s de agua caliente) y combustible (565 m³/h de gas natural). Con esta alternativa se obtienen incrementos en la eficiencia del ORC del 5 %, sin embargo, la eficiencia global disminuye al mismo tiempo en 2 %. Los enfriadores de absorción activados únicamente con agua caliente si muestran desempeños energéticos más favorables: incremento en la eficiencia del ORC en 4 %, sin disminuir la eficiencia global. Para esta última alternativa, sin embargo, la potencia adicional generada en cada ORC es de 10kW y se requerirían 170 l/s de agua caliente para cada enfriador, dadas las temperaturas disponibles en los campos estudiados (82°C).

A pesar de lo anterior, el uso del ORC para producir electricidad a partir del recurso geotérmico disponible en campos de petróleo, tiene beneficios adicionales, como la reducción en los consumos de energía de los sistemas de enfriamiento, usados actualmente

para reducir las temperaturas del agua y cumplir con las normas ambientales (Decreto 3930 de 2010). Dado que el ORC remueve el calor de las corrientes de agua caliente, esta opción tecnológica es ambientalmente amigable porque al tiempo que enfría el agua convierte el calor de desecho en electricidad. Por este concepto cada máquina instalada en los campos estudiados podría reducir el consumo eléctrico en alrededor de 75 kW.

Sobre las características químicas del agua, los fabricantes de ORC reportan los límites de PH, temperatura y composición química, con los cuales pueden operar los equipos sin deteriorarse más allá de las condiciones normales. La **Figura 6** presenta la composición química y acidez del agua medida y los valores recomendados por los fabricantes de ORC, de donde se puede observar que los valores medidos son inferiores a los máximos recomendados.

Los efectos que los componentes químicos del agua subproducto de la extracción de crudo, pueden tener sobre los equipos con los que tiene contacto en un ORC y sus implicaciones prácticas aún no han sido analizadas en detalle y requieren experimentos futuros.

4.1. Evaluación financiera

El balance económico del proyecto de instalación de un ORC depende de diferentes factores como: el tamaño del módulo, los costos de integración - complejidad, beneficios por generación de electricidad, soporte gubernamental, etc. (Dippipo, 2008). Este estudio analiza el desempeño económico de la instalación de un ORC en la estación A y en el caso teórico, presentados en la **Tabla 2**. Los parámetros económicos usados en el estudio se presentan en la **Tabla 3**, los costos corresponden a información suministradas por los proveedores de la tecnología ORC.

En el costo FOB y el balance de la planta se incluyen los costos de infraestructura, obras civiles, equipos mecánicos y equipos eléctricos. Para los egresos, se considera una depreciación lineal a 15 años equivalente a la vida útil estimada del proyecto para el total de la inversión y se tiene en cuenta el impuesto de renta.

También se consideran los beneficios asociados a los mecanismos de desarrollo limpio (CDM); para ello se utilizó un valor de 0,4308 ton CO₂/MWh (Ministerio de Minas y Energía, 2007) (Porrás, 2009) y 10 USD/

Tabla 3. Parámetros económicos

| | |
|---|-----------------|
| Número de unidades | 1 |
| Costo unitario del equipo (FOB) (280 kWe) | 1430 USD/kWe |
| Tasas y transporte | 20 % FOB |
| Costo del balance de la planta | 80 % FOB |
| Costo total de inversión | 800 000 USD |
| Costos operativos y de mantenimiento | 32 000 USD/year |
| Costo del mantenimiento mayor (cada 5 años) | 40 000 USD |
| Factor de disponibilidad | 95 % |
| Tasa de descuento | 12,2 % |
| Precio de la electricidad | 0,122 USD/kWh |

Tabla 4. Resultados económicos

| Parámetro | Unidades | Estación A | Teórico |
|-------------------------------------|----------|------------|---------|
| Costo unitario de instalación | USD/kWe | 2857 | 2857 |
| Costo medio de la energía producida | USD/kWh | 0,102 | 0,068 |
| Valor presente neto | USD | -115 000 | 216 000 |
| Tasa interna de retorno (TIR) | % | 9,2 | 17,5 |
| Período de repago | Años | 8 | 6 |

tonCO₂. Se tuvo en cuenta la producción de energía del sistema y los siguientes costos operativos: consumos de energía de auxiliares, ahorros de energía del sistema de enfriamiento y reducción de las pérdidas eléctricas.

Con el factor de disponibilidad usado se espera una producción de energía de 1165,1 MWh/año para la estación A y 1747,6 MWh/año para el caso teórico. La reducción de CO₂ calculada es de 501,9 tonCO₂/año y 752,9 ton CO₂/año para la estación A y el caso teórico, respectivamente. Con estas condiciones y al comparar los costos de producción de energía con los precios de la electricidad de la red se obtienen, a partir de un modelo de cálculo propio, los resultados presentados en la **Tabla 4**.

Desde el punto de vista económico, los resultados del estudio muestran que los costos unitarios de

generación son inferiores a los costos de electricidad de la red en ambos casos. El escenario teórico presenta un mayor potencial en este tipo de proyectos donde los gradientes de temperatura entre la fuente caliente y fría son lo suficientemente grandes para garantizar la factibilidad técnica.

5. DISCUSIÓN DE RESULTADOS

El agua caliente producida en los campos de petróleo analizados en este estudio, tiene temperaturas promedio relativamente bajas (82 °C promedio, 93 °C máximo y 65 °C mínimo), por lo que se encuentran en los límites técnicos aprovechables por las tecnologías ORC comerciales, dadas las condiciones ambientales disponibles (26 °C promedio, 34 °C máximo y 18 °C mínimo). Para alcanzar el mínimo técnico (>90 °C) y usar la tecnología comercialmente disponible, se evaluaron tanto opciones de calentamiento adicional para el lado de alta temperatura (paneles solares, quemadores y con calores de desecho) como opciones de enfriamiento para el lado de baja temperatura (enfriadores de absorción). Sin embargo, se encontró que las opciones evaluadas no son técnica o energéticamente viables bajo las condiciones estudiadas.

En los campos estudiados o en otros existentes podría considerarse una mejora en las condiciones de un proyecto de este tipo, si se maximiza la temperatura, mediante la gestión de las corrientes de agua en las estaciones de separación, de tal manera que se separen las corrientes más calientes de las más frías. Adicionalmente, es viable utilizar calores de desecho disponibles localmente que no puedan ser usados de otra manera.

El desempeño económico del caso teórico analizado, muestra oportunidades en las compañías de petróleo para el aprovechamiento del agua geotérmica, mediante la generación de energía eléctrica con una fuente de energía renovable y con costos competitivos. Otra ventaja de este tipo de proyectos es la reducción de la huella de carbono, generación de ingresos a partir de fuentes renovables de energía y la reducción de la dependencia de la electricidad de la red. El éxito técnico y económico de este tipo de proyectos en la industria del petróleo, está asociado a los ahorros generados a partir del uso de un calor que actualmente es de desecho.

En relación con la composición química, de forma teórica no se encontraron inconvenientes en el

uso de equipos comerciales; sin embargo, se requieren investigaciones futuras y proyectos piloto que permitan evaluar estas condiciones en detalle, especialmente en lo relacionado con el contenido de crudo en el agua, el cual puede producir incrustaciones y afectar la transferencia de calor en el evaporador y por lo tanto la eficiencia, la frecuencia de mantenimiento y la disponibilidad del sistema.

Se recomienda abordar en estudios futuros, el análisis de la implementación de proyectos geotérmicos en campos de petróleo con pozos abandonados, para la producción de electricidad utilizando la infraestructura existente. Adicionalmente, las tecnologías de extracción de petróleo podrían ser utilizadas para la reingeniería de reservorios, en los denominados *Enhanced Geothermal Systems* (EGS).

6. CONCLUSIONES

Este artículo analiza la posibilidad de generar electricidad a partir del uso del agua que se obtiene como subproducto en la extracción de petróleo, en algunas estaciones de separación de crudo en los Llanos orientales de Colombia. Para los casos analizados se encontró que, debido a los bajos gradientes de temperatura entre el agua caliente y el agua de enfriamiento (55 °C), no es factible técnicamente utilizar equipos ORC para generar electricidad, porque no se cumple con los requerimientos técnicos mínimos que garanticen la estabilidad del sistema (gradientes >63 °C).

En términos económicos se encontró que el costo de la generación con la fuente geotérmica puede ser inferior a la compra de energía en la red (entre 20 % y 50 % menor). Sin embargo, el resultado financiero obtenido no permitiría considerar este tipo de proyecto como una alternativa de inversión, porque depende de las expectativas de rentabilidad esperadas.

En caso de contar con recursos geotérmicos con condiciones más favorables para la implementación de un ORC (gradientes de temperatura > 63°C), el desarrollo de este tipo de proyectos permitiría a la industria del petróleo producir electricidad con una fuente «limpia» y reducir los consumos energéticos que actualmente generan los sistemas de enfriamiento, utilizados para el cumplimiento de las normas ambientales.

Vale la pena resaltar que desde una perspectiva económica, esta clase de proyectos son atractivos porque los costos de perforación y extracción del agua geotérmica no están incluidos en los costos de instalación. Lo anterior hace que los costos totales del proyecto se reduzcan en un 50 % frente a los proyectos geotérmicos típicos donde se requieren estudios geotécnicos, exploraciones y perforaciones que permitan determinar, caracterizar y obtener el recurso.

REFERENCIAS

- Chen, H.; Goswami, D.; Stefanakos, E. (2010). A Review of Thermodynamic Cycles and Working Fluids for the Conversion of Low-Grade Heat. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14. pp. 3059 - 3067.
- Davis, A.; Michaelides, Efstathios. (2009). Geothermal Power Production from Abandoned Oil Wells. *Energy*, 34, pp. 866 - 872.
- Dippipo, R. (2008). Principles, Applications, Case Studies and Environmental Impact. Burlington MA, USA. ISBN: 978-0-7506-8620-4. Chapter 8, pp. 158 - 168.
- DiPippo, R. (2012). Geothermal Power Plants: Principles, Applications, Case Studies and Environmental Impact. ISBN 978-0-08-098206-9. Elsevier Ltd.
- Duchane, D. V. (1996). Geothermal Energy from Hot Dry Rock: A Renewable Energy Technology Moving Towards Practical Implementation. *Renewable Energy*, 9(1-4), September-December 1996, pp. 1246 -1249
- Erhart, T.; Eicker, U.; Infield, D. (2011). Part-Load Characteristics of Organic-Rankine-Cycles. 2nd European Conference on Polygeneration - 30th March-1st April, 2011- Tarragona, Spain.
- Frick, S.; Kaltschmitt, M.; Schröder G. (2010). Life Cycle Assessment of Geothermal Binary Power Plants Using Enhanced Low-Temperature Reservoirs. *Energy*, 35(5), pp. 2281- 2294.
- Maghiar, T; Antal, Bulletin, C. (2001). Power Generation from Low-Enthalpy Geothermal Resources. University of Oradea, Oradea, Romania, pp. 35 - 37.
- Miller, M. (2009). Asx Announcement and Media Release. Greenerth Energy Ltd., pp. 1.
- Ministerio de Minas y Energía. Resolución 180740 de 2007. Factor de emisión de gases de efecto invernadero para proyectos de generación de energía con fuentes renovables, pp. 1 - 3.
- Ministerio de Minas y Energía-Unidad de Planeación Minero Energética (UPME); Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial - Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM) (2005). Atlas de radiación solar de Colombia. Bogotá: UPME - IDEAM, pp. 40.
- Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial. (2010). Decreto 3930 de 2010. Por el cual se reglamenta parcialmente el Título I de la Ley 9ª de 1979, así como el Capítulo II del Título VI -Parte III- Libro II del Decreto-ley 2811 de 1974 en cuanto a usos del agua y residuos líquidos y se dictan otras disposiciones. Diario Oficial 47873 de octubre 25 de 2010.
- Porras, C. (2009). Mecanismo de desarrollo limpio aplicado a la generación de energía eléctrica, con la utilización de energía geotérmica de baja entalpía en campos de producción petrolera de Apiay, Suria y campo castilla (departamento del Meta, Colombia). Universidad de la Sabana. Facultad de ingeniería. Programa de maestría en diseño y gestión de procesos. Proyecto de Investigación. pp. 1 - 108.
- Rosyid ,H.; Koestoer, R.; Putra, N.; Nasruddin; Mohamad, A.; Yanuar. (2010). Sensitivity Analysis of Steam Power Plant-Binary Cycle. *Energy*, 35(9), pp. 3578-3586.
- Unión Temporal ICONTEC - AENE. Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) (2003). Formulación de un programa básico de normalización para aplicaciones de energías alternativas y difusión. Documento ANC-0603-21-00. Utilización de la energía geotérmica documento descriptivo. Versión 00. Bogotá, D.C.,
- Vanslambrouck, B.; Vankeirsbilck, I.; Gusev, S.; De Paep, M. (2011). Turn Waste Heat into Electricity by Using an Organic Rankine Cycle. 2nd European Conference on Polygeneration - 30th March-1st April, 2011- Tarragona, Spain. pp. 1-14.

**PARA CITAR ESTE ARTÍCULO /
TO REFERENCE THIS ARTICLE /
PARA CITAR ESTE ARTIGO /**

Cuadrado-Peña, I.G; Colorado-Granda, A.F.; Cobos-Gómez, J.C.; Vásquez-Rueda, J.C. (2015). Estudio de factibilidad para la implementación de un ciclo orgánico de Rankine en pozos de extracción de petróleo. *Revista EIA*, 12(23) enero- junio, pp. 137-148. [Online]. Disponible en: <http://dx.doi.org/10.14508/reia.2015.12.23.137-148>

Zyhowski, G. J.; Spatz, M. M.; Motta, S. Y. (2002). International Refrigeration and Air Conditioning Conference. Purdue University Purdue e-Pubs. An Overview Of The Properties And Applications of HFC-245fa. *International Refrigeration and Air Conditioning Conference*, pp. 1 - 9.