

Desarrollo y validación de un modelo termodinámico para generación de electricidad utilizando sCO₂ y una fuente de calor geotérmica

Eduardo Ruiz-Casanova¹, Ana Laura Soto-Sánchez¹, Carlos Rubio-Maya¹, Hugo C. Gutiérrez Sánchez¹ y Carlos E. Romero²

¹Facultad de Ingeniería Mecánica, Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo, Morelia, Michoacán, México. Correo: rmaya@umich.mx. ²Energy Research Center, Lehigh University, Bethlehem, PA, USA.

RESUMEN

La captura y secuestro de CO₂ en acuíferos salinos profundos está siendo considerada en una serie de estudios como una medida para controlar las emisiones de este gas de efecto invernadero. Una opción consiste en inyectar dióxido de carbono en estado supercrítico (sCO₂) a un reservorio hidrotermal permeable naturalmente, para utilizarlo posteriormente como fluido de trabajo geotérmico. Con esto se logra, por un lado, secuestrar una gran cantidad de CO₂ dentro del reservorio y por otro, extraer calor del subsuelo para su uso en la superficie. Por ello, surge la necesidad de estudiar el comportamiento del CO₂ dentro del reservorio geotérmico y de modelar el sistema de potencia superficial para estimar la cantidad de energía eléctrica que se puede generar usando este fluido de trabajo. Existen programas computacionales especializados para simular sistemas térmicos, pero en ocasiones pueden ser limitados e inflexibles, además de que pueden resultar muy costosos, motivando el desarrollo de códigos propios. El software EES permite la codificación y resolución de ecuaciones y el cálculo de propiedades termodinámicas, y es relativamente fácil de adquirir. Por lo tanto, en el presente trabajo, se desarrolla un código en este software para simular una planta de potencia que usa CO₂ calentado en un yacimiento geotérmico como fuente de aporte térmico. La planta consiste de un ciclo Rankine Orgánico (ORC) la cual está acoplada al yacimiento mediante un circuito de sCO₂, y este a su vez a una planta de combustible fósil la cual es la fuente de emisión del CO₂. Para validar el funcionamiento del código, se simuló la misma planta en un software comercial de simulación de procesos y se compararon los resultados mostrando gran concordancia entre ambos.

Palabras clave: Dióxido de carbono, ingeniería de yacimientos, modelado termodinámico, planta eléctrica.

Development and validation of a thermodynamic model for generating power by using sCO₂ and a geothermal heat source

ABSTRACT

CO₂ capture and sequestration in deep saline aquifers is being considered in a series of studies as a measure to control emissions of this greenhouse gas. One option is to inject supercritical carbon dioxide (sCO₂) into a natural permeable hydrothermal reservoir for posterior use as a geothermal working fluid. On the one hand, this allows sequester a large amount of CO₂ inside the reservoir and moreover, mining heat from the underground to be used on the surface. Thus, it arises the need to study the behavior of CO₂ inside the geothermal reservoir and to model the surface power system to estimate the amount of electrical power that can be generated using this working fluid. There are specialized computer programs to simulate thermal systems, but sometimes they can be limited and inflexible, and very expensive in addition, which motivate the development of own codes. The EES software allows coding and resolution of equations and calculation of thermodynamic properties, and also is relatively easy to acquire. Therefore, in the present work a code is developed within this software to simulate a power plant that uses CO₂ heated in a geothermal reservoir as a thermal

source. The plant consists of an Organic Rankine Cycle (ORC) which is coupled to the reservoir through a sCO₂ circuit, and this in turn to a fossil fuel plant as a CO₂ emission source. To validate the operation of the code, the same plant was simulated in a commercial software and the results were compared showing high agreement between both.

Keywords: Carbon dioxide, reservoir engineering, thermodynamic modeling, power plant.

1. INTRODUCCIÓN

El desarrollo energético mundial, está íntimamente ligado con el crecimiento económico y social, ya que la energía es fundamental para el desarrollo de todos los sectores. El crecimiento de una nación depende en gran medida de qué tan desarrollado está su sector energético. Actualmente es todavía un reto la producción de energía limpia y sustentable, ya que se requieren tecnologías de conversión de energía más eficientes que reduzcan el impacto ambiental, los riesgos asociados a las altas inversiones económicas y el costo de mantenimiento de estas nuevas implementaciones. Por ello, mientras se logra la transición de energías fósiles a energías limpias los combustibles fósiles deben utilizarse de manera eficiente y responsable. Desafortunadamente, y a pesar de sus altas emisiones de gases de efecto invernadero, sigue siendo viable el uso de combustibles fósiles a nivel mundial, por sus bajos costos sin externalidades en comparación con otras fuentes de energía, y porque garantizan mayor seguridad de producción al considerarse de generación constante.

El dióxido de carbono es uno de los gases de efecto invernadero que tiene mayor impacto sobre el medio ambiente, y los esfuerzos de la comunidad científica se centran en reducir las emisiones a la atmósfera de este gas. Existen varios métodos para reducir la concentración de CO₂ en la atmósfera, que: mejoramiento en la eficiencia energética, cambio a combustibles con menor contenido de carbono, uso de plantas nucleares, uso de fuentes de energía renovables, mejora de los sumideros biológicos y la llamada captura y secuestro de CO₂ (CCS por sus siglas en inglés). Recientemente se ha propuesto acoplar la CCS con la producción de energía geotérmica, afirmando que se pueden reducir las emisiones de CO₂ al ambiente y mejorar la viabilidad económica de la implementación práctica de éste sistema combinado denominado CCUS (captura, secuestro y uso de CO₂) (Ahmed, 2012; Garapati et al., 2015).

Existen dos factores importantes que hacen del CO₂ una opción viable tanto como fluido para extracción de energía geotérmica, como para su uso como fluido de trabajo en ciclos de potencia. El primer factor está asociado con el hecho de que se espera disponer de grandes cantidades de CO₂ en los procesos de CCS, y el segundo factor es que sus propiedades tienen ventajas importantes sobre las del agua. Por ejemplo, el CO₂ tiene mayor movilidad (densidad del fluido dividida por su viscosidad dinámica) que el agua, lo que permite un mayor flujo de fluido que se traduce en una mayor extracción de calor. Esto es una ventaja importante sobre los sistemas geotérmicos tradicionales.

El uso de CO₂ como fluido de trabajo en sistemas geotérmicos podría permitir aprovechar formaciones geológicas que actualmente se consideran económicamente inviables con la actual tecnología basada en agua (Randolph & Saar, 2010). En este sentido, un enfoque relativamente nuevo sobre el uso del CO₂ es el denominado Pluma Geotérmica de CO₂ (CPG por sus siglas en inglés). El concepto de CPG (Randolph & Saar, 2010) consiste en inyectar CO₂ dentro de formaciones geológicas que son naturalmente porosas y permeables, en las que el CO₂ desplaza al fluido nativo, y es calentado por el flujo de calor geotérmico. Una parte del CO₂ calentado se transporta hacia la superficie, donde puede ser enviado a una turbina para producir electricidad, o se envía a un intercambiador de calor para calentar un fluido de trabajo secundario que se pueda utilizar en un ciclo binario, o también se puede usar para proveer calor en aplicaciones directas.

Hablando específicamente de México, la Comisión Federal de Electricidad (CFE) reporta que la economía Mexicana requerirá 45,000 MWe adicionales a su capacidad de generación en los próximos 15 años. Se espera que esta meta sea cubierta mediante una combinación de tecnologías basadas en combustibles fósiles y en energías limpias, incluyendo las renovables. La expansión de la capacidad de generación del sistema eléctrico mexicano tendrá que balancearse con el impacto ambiental asociado. México emite aproximadamente 709 millones de toneladas de CO₂ al año, de las cuales un 30% correspondiente al sector eléctrico. Satisfacer la demanda eléctrica pronosticada con combustibles fósiles representaría un incremento de 230% en las emisiones de CO₂. Por ello el gobierno Mexicano ha fijado metas para abatir las emisiones de gases de efecto invernadero en un 30% para el año 2020 y en un 50% al año 2050. Esto implica que el 35% de la energía eléctrica requerida en el año 2024 provenga de fuentes limpias, y que deba consolidarse un mercado de emisiones de CO₂ (Rubio-Maya 2015).

En ese contexto, la necesidad de incrementar la capacidad de generación eléctrica y la de reducir las emisiones de CO₂, puede combinarse con el potencial geotérmico del país y representar una gran oportunidad para utilizar tecnologías geotérmicas avanzadas basadas en CO₂. En este trabajo se propone analizar un sistema de generación de energía eléctrica utilizando CO₂ como fluido de trabajo geotérmico. En particular, se desarrolla un código para simular una planta eléctrica que usa CO₂ calentado en un yacimiento geotérmico. La planta consiste de un ciclo Rankine Orgánico (ORC) acoplada a un yacimiento geotérmico mediante un circuito de sCO₂, y este a su vez a una planta de combustible fósil que es la fuente de emisión del CO₂.

2. METODOLOGÍA

2.1. Descripción del Sistema

El sistema considerado en este trabajo consta de una fuente de emisión de CO₂, un yacimiento geotérmico, y una planta de potencia. Este sistema se puede dividir en dos partes: una conformada por la fuente de emisión de CO₂ y el yacimiento geotérmico, y la otra por la planta eléctrica. En la primera parte se captura un alto porcentaje del CO₂ emitido por la fuente, el cual se presuriza para inyectarse dentro de un yacimiento geotérmico mediante un pozo, en el cual se calienta. El CO₂ caliente se pasa a través de un intercambiador de calor en superficie, donde cede energía a un Ciclo Rankine Orgánico (ORC). El CO₂ que sale del intercambiador pasa por una válvula de expansión y se mezcla con el CO₂ proveniente de la fuente de emisión para reinyectarse de nuevo en el reservorio.

En la otra parte del sistema, luego de recibir calor por parte del sCO₂ en el intercambiador, el fluido del lado del ORC se expande a través de una turbina para generar trabajo, posteriormente pasa por un condensador donde cede energía al ambiente al condensarse, después entra a una bomba para elevar su presión y finalmente regresar al evaporador para cerrar el ciclo. En la Figura 1 (todas las figuras al final del texto) se muestra esquemáticamente la configuración del acoplamiento del sistema.

2.2. Modelado y Simulación

2.2.1. Datos de Entrada (Sistema de captura CO₂ y yacimiento geotérmico)

A partir de los resultados parciales del Proyecto P21 del CeMIE-Geo, denominado como '*Generación geotérmica de potencia usando CO₂ capturado en plantas de potencia de combustible fósil*' (Rubio-Maya, 2015), se tomaron los datos correspondientes de una simulación del proceso de captura de CO₂ en post-combustión de una planta eléctrica de 597 MW que usa carbón pulverizado; otros datos se tomaron de la simulación del flujo de CO₂ inyectado a un reservorio geotérmico (Grabén de Compostela, ubicado en Nayarit, México), mediante un pozo de inyección y uno de producción.

A partir de la simulación de la captura de la planta carboeléctrica, se estimó que se podría obtener una corriente continua de 140 kg/s de CO_2 . Cabe destacar que para accionar el sistema de captura y presurización de CO_2 , se toma energía eléctrica de la planta, lo cual reduce su potencia neta a un valor de 422 MW. Por su parte, la simulación del flujo de sCO_2 a través del reservorio indica que el pozo productor produciría sCO_2 a una tasa de 120 kg/s, secuestrándose por tanto 20 kg/s en el medio poroso del subsuelo, lo que representa aproximadamente el 14.3% del flujo de 140 kg/s. El sCO_2 producido en superficie saldría a una temperatura de 185°C y a una presión de 150 bar.

2.2.2. Modelado y simulación del ciclo de potencia

Antes de iniciar el modelado de la planta eléctrica, se hicieron algunas consideraciones con respecto al CO_2 a utilizarse en el ciclo. Así, se parte del supuesto de que el reservorio geotérmico está completamente lleno de sCO_2 al empezar la producción. Por lo tanto, y tomando en cuenta que aproximadamente el 14.3% del flujo de CO_2 se va a perder (es decir, se va a secuestrar) en el medio poroso, esta pérdida debe compensarse con el gas el proveniente de la fuente de emisiones (Mohan et al., 2013; Mohan et al., 2015), es decir de la planta carboeléctrica.

Se consideró un flujo total de inyección de 980 kg/s, del cual se perderá el 14.3% (unos 140 kg/s), que serán compensados por la producción total de CO_2 emitido, por ejemplo por una planta carboeléctrica de 597 MW. Esa producción total de CO_2 se distribuirá en siete pozos de inyección, cada uno inyectando 20 kg/s, que serán acompañados por otros siete pozos de producción. Cada uno de estos últimos producirá del orden de 17.1 kg/s de sCO_2 , para tener el mismo total de 120 kg/s entre los siete.

También se adoptaron los siguientes supuestos sobre la operación del ciclo: operación en estado estable, no existirán pérdidas de calor ni caídas de presión en las líneas que conectan a los equipos y tampoco habrá caídas de presión en los intercambiadores de calor.

Para modelar el ciclo, se utilizaron las ecuaciones de conservación de masa y energía en cada equipo, considerando también algunos otros parámetros generales que se muestran en la Tabla 1.

Tabla 1. Parámetros generales del sistema.

Parámetro	Valor	Unidad
m_1	840	kg/s
P_1	150	bar
P_{atm}	1.01325	bar
T_1	185	°C
T_{amb}	20	°C
T_{cond}	26	°C
η_b	0.80	-
η_t	0.85	-

El análisis se inicia en el estado 5 a la entrada de la bomba (ver Fig. 2), donde el fluido entra como líquido saturado a la presión de condensación, la cual es la presión de saturación a la temperatura de condensación, luego se presuriza usando trabajo mecánico, y finalmente sale como líquido comprimido (estado 6) a la presión de saturación correspondiente a la temperatura de entrada de la turbina (T_7).

$$m_5 = m_6 \quad (1)$$

$$\eta_b = \frac{hs_6 - h_5}{h_6 - h_5} \quad (2)$$

$$W_b = m_5 (h_6 - h_5) \quad (3)$$

Posteriormente, el fluido que sale de la bomba entra al intercambiador de calor donde absorbe calor del CO₂ para primero precalentarse hasta llegar al estado de líquido saturado y posteriormente evaporarse para salir como vapor saturado (estado 7; Fig. 2). Del otro lado del intercambiador, entra el CO₂ caliente (estado 1), cede calor al fluido secundario y sale en el estado 2:

$$m_1 = m_2 \quad (4)$$

$$m_6 = m_7 \quad (5)$$

$$m_1 (h_1 - h_2) = m_7 (h_7 - h_6) \quad (6)$$

$$Q_{int} = m_7 (h_7 - h_6) \quad (7)$$

Un enfoque importante para el diseño del sistema es la identificación del llamado '*Pinch Point*' (PP). El PP ocurre durante un intercambio de calor entre dos fluidos que involucra cambio de fase a temperatura constante, y limita la temperatura máxima que puede alcanzar el fluido que se está calentando (Persichilli et al., 2011). Debe tenerse cuidado al analizar el evaporador ya que si sólo se realiza un balance de energía en todo el intercambiador, ello podría ocultar la existencia de un PP negativo, lo que en la realidad no puede ocurrir. Para definir el PP en este trabajo, se realizó un balance de energía solamente para el proceso de evaporación, y estableciendo un valor de 5°C para el PP se determinó el flujo másico del fluido de trabajo.

El vapor saturado que sale del intercambiador entra a la turbina donde se expande, produciendo trabajo mecánico y saliendo a la presión de condensación (estado 8; ver Fig. 2):

$$m_7 = m_8 \quad (8)$$

$$\eta_t = \frac{h_7 - h_8}{h_7 - hs_8} \quad (9)$$

$$W_t = m_7 (h_7 - h_8) \quad (10)$$

Finalmente, en el condensador, el fluido cede calor al ambiente y regresa a su estado de líquido saturado para así cerrar el ciclo (estado 5):

$$m_8 = m_5 \quad (11)$$

$$Q_{cond} = m_8 (h_8 - h_5) \quad (12)$$

$$W_{net} = W_t - W_b \quad (13)$$

$$\eta_c = \frac{W_{net}}{Q_{int}} \quad (14)$$

2.2.3. Selección del fluido de trabajo

Algunos autores (Quoilin et al., 2013) proponen varios lineamientos a seguir para la selección del fluido de trabajo en ciclos Rankine orgánicos, y mencionan que ese fluido debe cumplir algunas características, entre las que se consideraron las siguientes:

- Buen desempeño termodinámico.
- Curva de saturación de vapor iso-entrópica (positiva).
- Presión manométrica de condensación positiva.
- Alto nivel de seguridad (baja toxicidad y flamabilidad).
- Bajo potencial de agotamiento de ozono (ODP).
- Bajo potencial de efecto invernadero (GWP).
- Alta disponibilidad y bajo costo.

En este trabajo se evaluó el uso de diferentes fluidos de trabajo, entre ellos: Amoniaco, Isobutano, Isopentano, Neopentano, N-butano, N-pentano, R123, R134a, y R245fa. Para analizar su desempeño termodinámico, se simuló la operación del ORC y se obtuvieron las potencias netas máximas ($W_{net,max}$) generadas por cada fluido. Para esto se optimizó el ciclo, maximizando la potencia neta en función de la temperatura máxima del ciclo, esto es, la temperatura de entrada a la turbina (T_7). El valor de T_7 se limitó al de la temperatura crítica del fluido de trabajo, menos diez grados Celsius ($T_{crit} - 10^\circ\text{C}$). Luego, se registró la presión de saturación a la temperatura de condensación ($P_{sat} @ T_{cond}$). Finalmente se consideraron los aspectos ambientales y de disponibilidad.

Además de los fluidos de trabajo enlistados anteriormente, se decidió estudiar el uso de CO_2 en el ciclo de potencia, utilizándolo como fluido supercrítico en el proceso de adición de calor. Con ello se evita el problema del Pinch Point, ya que no ocurriría cambio de fase. Este ciclo se conoce como ciclo Rankine transcrito (TRC), cuyo modelado es prácticamente el mismo que el del ORC, y sólo se omite la definición del PP.

2.3. Validación

Con la finalidad de validar el funcionamiento del código EES, se usó el software Aspen Plus para modelar el ciclo de potencia. Se utilizó el modelo REFPROP para el cálculo de las propiedades termodinámicas. En la mencionada Figura 2 se muestra el diagrama de bloques generado en Aspen Plus, y se observan los bloques que representan y simulan los dispositivos que conforman el sistema. El reservorio geotérmico se representó como un intercambiador de calor, pero no fue simulado, pues como se mencionó anteriormente esa simulación se realizó en un estudio previo. Para el modelado del ciclo en Aspen Plus se utilizaron los mismos parámetros generales de la Tabla 1.

3. RESULTADOS

3.1. Selección de Fluidos de Trabajo

Con base en la lista de características apropiadas para el fluido de trabajo, inmediatamente se descartaron el Amoniaco y el R134a por ser fluidos húmedos (curva de saturación de vapor negativa). Para los demás fluidos, en la Tabla 2 se presentan los datos que se obtuvieron del desempeño termodinámico y presión de condensación de cada uno de ellos.

Tabla 2. Desempeño termodinámico de los diferentes fluidos de trabajo.

Fluido	$T_7 [^\circ\text{C}]$	$W_{net} [\text{kW}]$	$P_{sat} @ T_{cond} [\text{bar}]$
Isobutano	125	31840	3.608
N-butano	142	25848	2.514
R245fa	145	25151	1.533
Neopentano	109	24747	1.770

Isopentano	99	23248	0.950
R123	98	23093	0.949
N-pentano	97	22782	0.715

Considerando que es deseable una presión de condensación manométrica positiva, se descartaron el Isopentano, el R123 y el N-pentano. Posteriormente, al evaluar el desempeño termodinámico, el fluido que produjo mayor potencia neta fue el Isobutano, seguido del N-butano, R245fa y finalmente el Neopentano. En la Tabla 3 se presentan las características ambientales, de seguridad y la disponibilidad de cada uno de estos cuatro fluidos de trabajo.

Tabla 3. Características de los fluidos de trabajo.

Fluido	Aspectos ambientales		Categoría NFPA 704			Disponibilidad
	ODP	GWP (100yr)	Salud	Flamabilidad	Reactividad	Venta en México
Isobutano	0	0	0	4	0	Si
Neopentano	0	0	1	4	0	Si
R245fa	0	950	2	1	0	Si
N-butano	0	0	1	4	0	Si

Tomando en cuenta los aspectos ambientales y de seguridad presentados en la Tabla 3, se eligieron finalmente el Isobutano y el R245fa, ya que generalmente las plantas de ciclo binario tipo ORC cuentan con dos alternativas, por un lado un fluido a base de hidrocarburos y por el otro uno a base de refrigerante. De ambos, el Isobutano demostró ser el mejor candidato, presentando un valor de cero tanto de ODP, como de GWP y de reactividad, sin representar daños a la salud, pero posee una alta flamabilidad. Mientras que el R245fa fue elegido por ser el único refrigerante en la lista, a pesar de presentar un considerable valor de GWP y un moderado riesgo a la salud, aunque tiene la menor flamabilidad.

3.2. Análisis energético y validación

Se generaron gráficas para comparar los resultados obtenidos mediante el código EES y el software Aspen Plus. Estas gráficas se muestran en la Figura 3. Hay dos gráficas por cada fluido de trabajo, una donde se graficó la potencia neta producida y la otra para la eficiencia térmica del ciclo. Los resultados obtenidos en EES se muestran con una línea sólida, mientras que los del Aspen Plus se representan con círculos.

Puede observarse en los gráficos de la Figura 3 que prácticamente no hay variación entre los resultados de ambos paquetes de software, aunque al modelar el caso del CO₂ se aprecia una mayor discrepancia. En la Tabla 4 se presentan los máximos y mínimos errores relativos calculados para cada caso, los cuales se calcularon mediante la fórmula siguiente:

$$E_{rel} = 100 \left(\frac{V_{EES} - V_{Aspen}}{V_{Aspen}} \right) \quad (15)$$

Tabla 4. Error relativo entre valores obtenidos con modelo EES y el Aspen Plus.

Fluido	Error _{rel} W _{net} [%]		Error _{rel} η _c [%]	
	Min	Max	Min	Max
Isobutano	-0.01	-0.12	-0.07	-0.15

R245fa	0.03	0.49	0.01	0.17
CO ₂	0.48	0.89	0.47	0.86

Para comparar rápidamente el desempeño termodinámico de los tres fluidos de la Tabla 4, se generaron otro par de gráficas. En la Figura 4 se presenta la potencia neta que se estima al utilizar cada fluido, y en la Figura 5 la eficiencia. Puede notarse que el Isobutano genera la mayor cantidad de potencia neta, a pesar de que su temperatura máxima está limitada a tan sólo 125°C. Por otro lado, el R245fa fue el que mayor eficiencia obtuvo, alcanzando un valor de 16.6%.

El CO₂, a pesar de no presentar el problema del Pinch Point, en su punto máximo podría generar casi un tercio de la potencia generada por el Isobutano. Esto se debe principalmente a que al usar CO₂ en un ciclo Rankine transcrítico, la presión alta del ciclo está limitada debido a que al ser presurizado en la bomba su temperatura aumenta y debe tenerse cuidado de que la temperatura a la salida de la bomba no exceda su temperatura crítica (30.98°C). Si esto ocurriera, es decir si se excediera esa temperatura crítica, el fluido pasaría del estado líquido saturado a supercrítico en el interior de la bomba. Otra limitante de la generación de eléctrica empleando CO₂ es la presión baja, ya que es a la temperatura de condensación resulta ser relativamente alta, lo que ocasiona que la diferencia entre los dos niveles de presión sea muy pequeña.

En cuanto a eficiencia, en la Figura 5 se observa también una baja eficiencia al usar CO₂. En este caso, se debe a que el fluido abandona la turbina a una temperatura relativamente alta y se desperdicia mucha energía en el condensador. Cabe destacar que esto último se podría aminorar usando esta energía sobrante, y no solamente desechándola en el condensador, lo que mejoraría el desempeño global de este sistema usando CO₂.

4. CONCLUSIONES

Primeramente, el uso de CO₂ como fluido de trabajo geotérmico presenta varias ventajas sobre el agua que se usa tradicionalmente. Por un lado, las propiedades termofísicas del CO₂ permiten que pueda extraerse más calor del subsuelo, y por otro se puede mitigar el efecto invernadero de este gas, al secuestrarse una parte en el subsuelo.

Crear un código propio para la simulación de sistemas térmicos tiene varios beneficios. Uno es la flexibilidad para crear funciones y automatizar ciertos cálculos. Por otro lado, se ahorra al no tener que adquirir software comercial, que suele ser costoso. La codificación en EES tiene la ventaja de contener propiedades termodinámicas para una gran cantidad de fluidos, entre otras cosas. A pesar de ser un software no gratuito, su costo es relativamente bajo. Aspen Plus, por su parte, es un software visual con los modelos de solución programados dentro de una 'caja negra'. Sólo basta con introducir algunos parámetros y condiciones para realizar los cálculos, lo que permite simular con bastante rapidez, aunque su costo es relativamente elevado. Los resultados obtenidos empleando ambos software muestran gran concordancia, pues se obtiene un error relativo máximo de 0.89% y un mínimo de 0.01%.

El análisis de los diferentes fluidos de trabajo considerados concluye que usando isobutano se pueden producir alrededor de 32 MW de energía eléctrica, lo que podría compensar de cierta manera la potencia necesaria para accionar el sistema de captura y presurización de CO₂. El uso de CO₂ como fluido en el ciclo de potencia, a pesar de eludir el problema del Pinch Point, resulta en una baja generación de potencia debido a restricciones en la operación de la bomba. Vale la pena estudiar otras configuraciones del ciclo que puedan mejorar su desempeño.

AGRADECIMIENTOS

Los autores desean agradecer al Centro de Investigación de Energía de la Universidad de Lehigh, PA (LUERC) por su colaboración en el presente trabajo, así como al Fondo de Sustentabilidad Energética SENER-CONACyt y al Centro Mexicano de Innovación en Energía Geotérmica (CeMIE-Geo) por el financiamiento económico para el desarrollo del proyecto P21.

REFERENCIAS

- Ahmed, W., 2012. *CO₂ as a working fluid in geothermal power plants: Literature review, summary and outlook*. Stuttgart, Alemania.
- Garapati, N., Randolph, J.B. and Saar, M.O., 2015. Brine displacement by CO₂, energy extraction rates, and lifespan of a CO₂-limited CO₂-Plume Geothermal (CPG) system with a horizontal production well. *Geothermics*, 55, pp.182–194.
- Mohan, A.R. et al., 2013. Utilization of carbon dioxide from coal-based power plants as a heat transfer fluid for electricity generation in enhanced geothermal systems (EGS). *Energy*, 57, pp. 505–512.
- Mohan, A.R. et al., 2015. Modeling the CO₂-based enhanced geothermal system (EGS) paired with integrated gasification combined cycle (IGCC) for symbiotic integration of carbon dioxide sequestration with geothermal heat utilization. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 32, pp.197–212.
- Persichilli, M. et al., 2011. Transforming Waste Heat to Power through Development of a CO₂-Based Power Cycle. *16th International Symposium Compressor Users-Manufacturers*, pp. 8–10.
- Quoilin, S. et al., 2013. Techno-economic survey of organic rankine cycle (ORC) systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 22, pp.168–186.
- Randolph, J.B. and Saar, M.O., 2010. Coupling Geothermal Energy Capture with Carbon Dioxide Sequestration in Naturally Permeable, Porous Geologic Formations: A Comparison with Enhanced Geothermal Systems. *Geothermal Resource Council Transactions*, 34, pp. 433–437.
- Rubio-Maya, C., 2015. Proyecto P21: Generación geotérmica de potencia usando CO₂ capturado en plantas de combustible fósil. Centro Mexicano de Innovación en Energía Geotérmica (CeMIE-Geo). Inédito.

NOMENCLATURA

En la tabla siguiente se presenta la nomenclatura usada en el presente trabajo.

Símbolo	Descripción	Unidad
E_{rel}	Error relativo	-
h_i	Entalpía	kJ/kg
h_s	Entalpía isentrópica	kJ/kg
m_i	Flujo másico	kg/s
Q_i	Calor	kW

V_{Aspen}	Valor Aspen Plus	-
V_{EES}	Valor EES	-
W_i	Potencia	kW
η_i	Eficiencia	-

FIGURAS EN LAS PÁGINAS SIGUIENTES

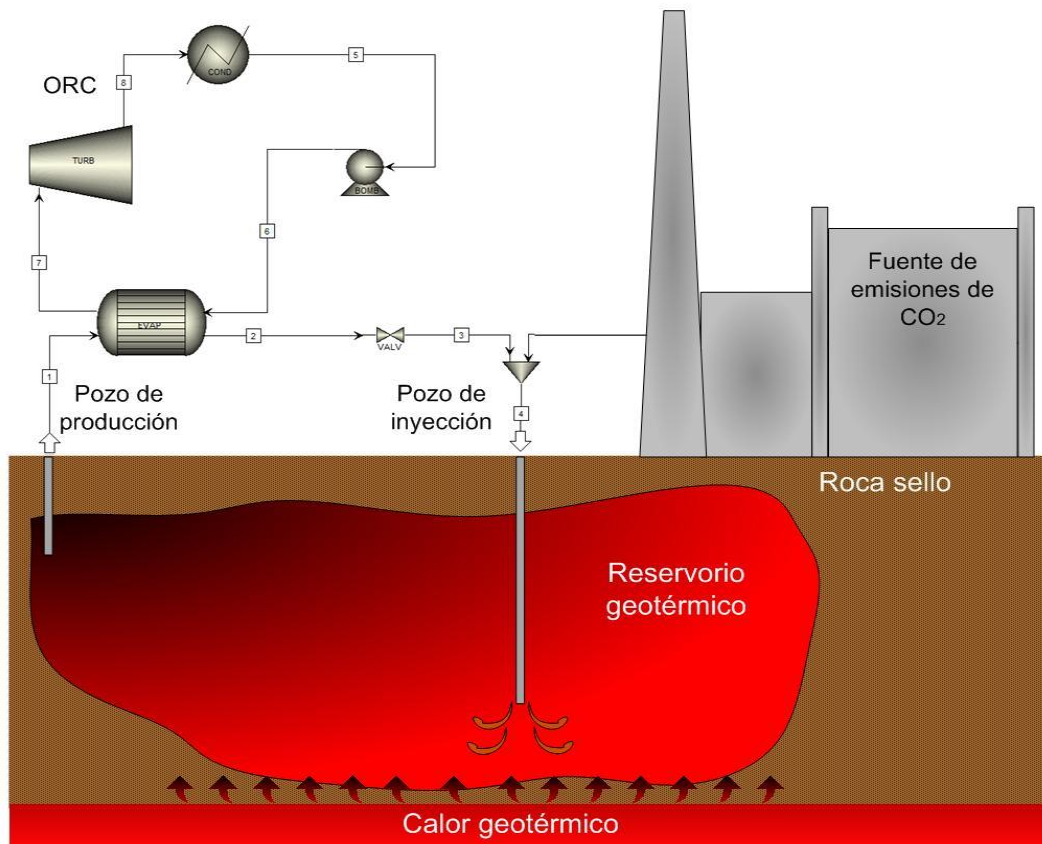


Figura 1. Acoplamiento del sistema.

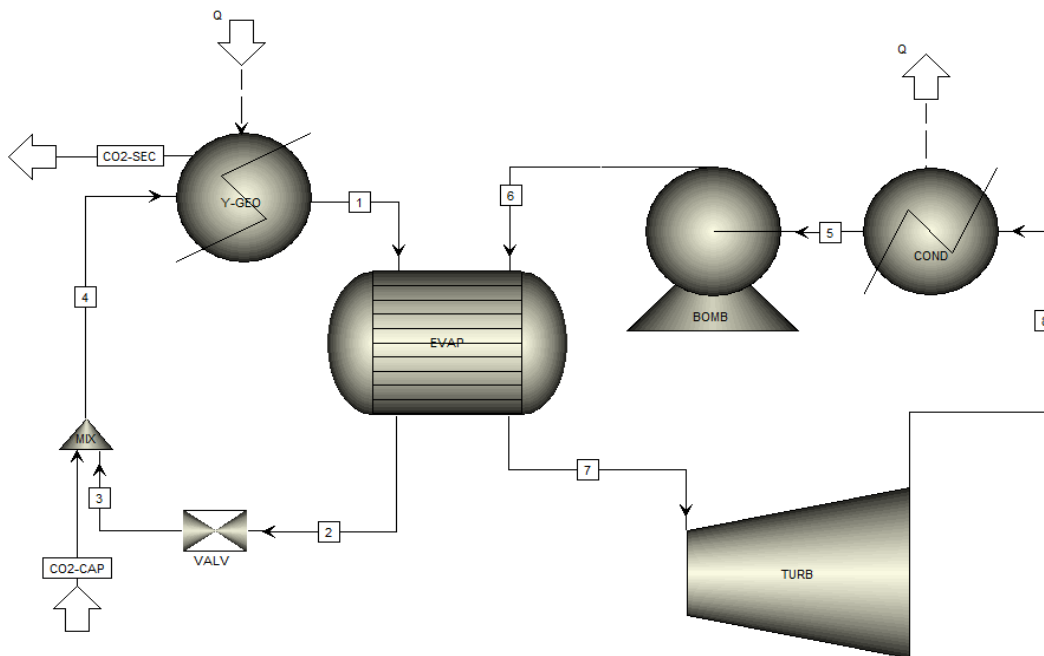


Figura 2. Diagrama de bloques en Aspen Plus.

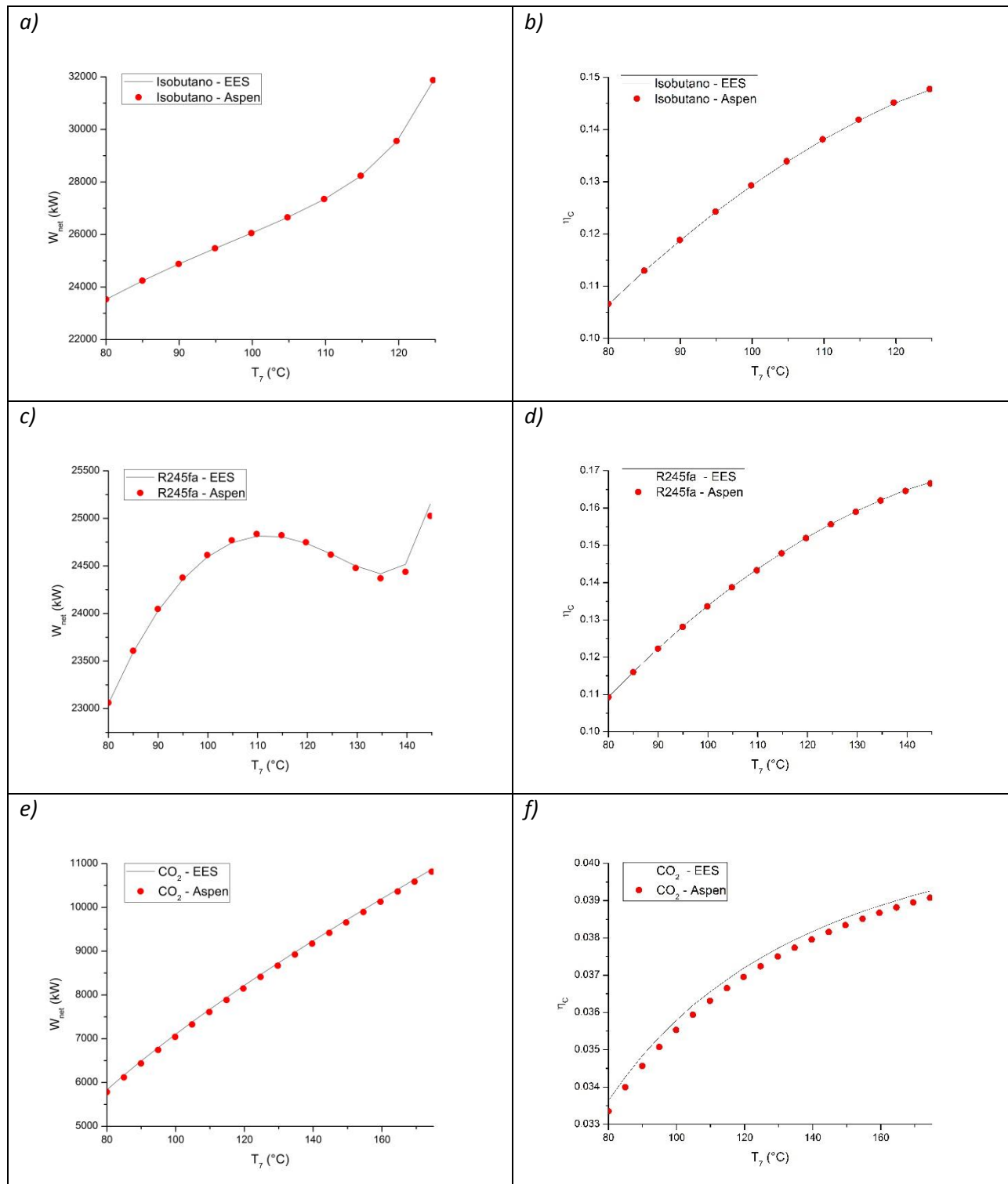


Figura 3. Comparación de resultados calculados con EES y con Aspen Plus.

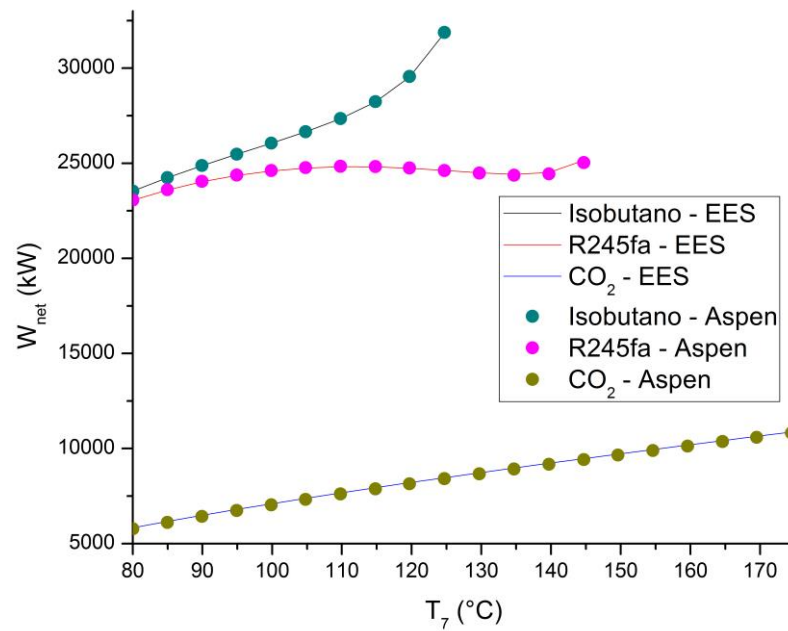


Figura 4. Comparación de la potencia neta generada por los tres fluidos de trabajo.

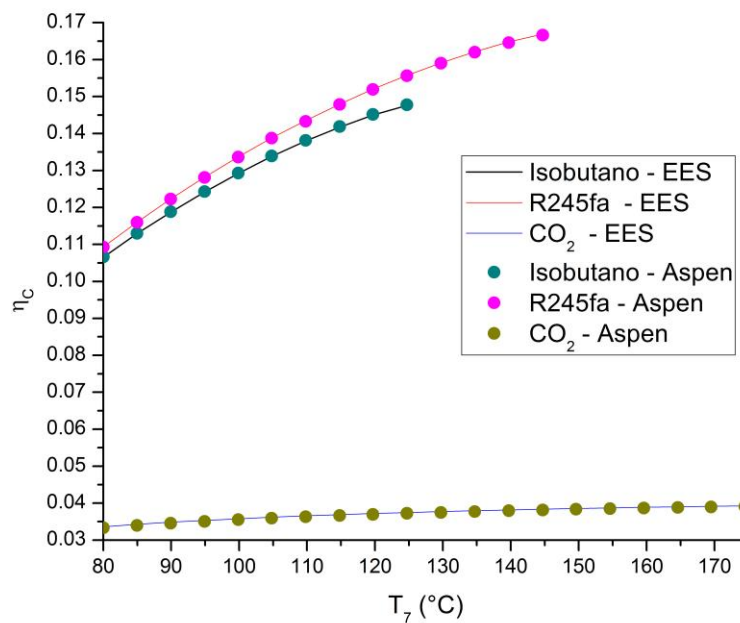


Figura 5. Comparación de la eficiencia alcanzada por los tres fluidos de trabajo.