

Formato de Presentación

ACIPET

Reducción de la huella de carbono en la coproducción de petróleo y energía eléctrica a partir de recursos geotérmicos en campos petroleros: Primer piloto en Colombia

Autor(es): Natalia A. Cano¹, Santiago Céspedes¹, Gordon Foo², David Jaramillo², Daniel Martínez², Manuel Gutiérrez², Javier Pataquiba², Juan Rojas², Farid B. Cortés¹, Camilo A. Franco¹.

¹ Grupo de Investigación en Fenómenos de Superficie-Michael Polanyi, Universidad Nacional de Colombia Sede Medellín.

² Parex Resources Colombia LTD.

Categoría: Marque con una "X"

- Artículo Técnico
- Tesis Pregrado
- Tesis Posgrado

Derechos de Autor 2022, ACIPET

Este artículo técnico fue preparado para presentación en el XIX Congreso Regional Colombiano de Petróleo, Gas y Energía organizado por ACIPET en Cartagena, Colombia.

Este artículo fue seleccionado para presentación por el comité técnico de ACIPET, basado en información contenida en un resumen enviado por el autor(es).

Resumen

Pese a que solo el 0.5% de las emisiones globales de gases de efecto invernadero (GEI) se producen en Colombia, es uno de los países más vulnerables a los efectos del cambio climático. En el Acuerdo de París, Colombia se ha comprometido a reducir las emisiones de GEI en un 51% para 2030 y convertirse en carbono neutral para 2050 a través de una serie de estrategias para diversificar la matriz energética, no solo para lograr la descarbonización, sino para mejorar su adaptabilidad a eventos climáticos extremos. Al abordar este desafío desde la industria del petróleo y gas, en este estudio evalúa la reducción potencial de emisiones de GEI que se puede lograr a través del despliegue de un sistema de coproducción de energía geotérmica en dos campos colombianos. Estos sistemas de coproducción de energía geotérmica utilizan motores de ciclo orgánico de Rankine (ORC) para convertir el calor de los fluidos producidos de yacimientos petrolíferos en energía eléctrica. La coproducción de crudo y energía eléctrica a partir de recursos geotérmicos sugiere una posible reducción de la huella de carbono del 19 % y el 11 % en dos campos colombianos, nombrados CA y CB respectivamente, en comparación con los sistemas de energía convencionales. Además, se evalúan cuatro escenarios de emisiones donde las fuentes de energía actuales en estos campos petroleros se sustituyen por gas, diesel, energía geotérmica cogenerada o una combinación de los 3, manteniendo la producción de energía promedio en cada campo. La mayor reducción de huella de carbono se encuentra cuando se sustituye el 100% del consumo de combustible líquido por gas suministrado por un externo, consiguiendo así reducciones de huella de carbono de hasta un 54%. Esta investigación abre la perspectiva para el uso de energías renovables en la industria del petróleo y el gas.

Introducción

La actual dinámica en la industria, específicamente en el sector energético, ha motivado la búsqueda de recursos energéticos renovables que permitan la mitigación de los impactos ambientales [1]. Si bien Colombia emite menos del 0.5% del total global de emisiones de GEI, se encuentra entre los países más vulnerables al cambio climático. En el Acuerdo de París, Colombia se comprometió a reducir sus emisiones de GEI en un 51 % para 2030 y convertirse en carbono neutral para 2050 [2]; estos objetivos fueron ratificados recientemente en la COP26 [3]. El gobierno colombiano está promoviendo varias estrategias en todos los sectores para apoyar la transición de una economía marrón a una verde [4].

En Colombia, la matriz energética muestra una fuerte dependencia de las fuentes de agua y gas natural, que en 2018 representaron, aproximadamente el 82% y el 11% del consumo de energía eléctrica, respectivamente. El aporte de las energías renovables en la matriz energética de Colombia es menor, ya que representa menos del 0,1% de la generación total [5-7]. Si bien Colombia cuenta con una de las matrices energéticas más limpias del mundo, se encuentra entre los 20 países más vulnerables a eventos extremos de cambio climático [8]. La gran dependencia de Colombia de las fuentes de agua puede causar problemas donde fenómenos meteorológicos pueden dejar

al país con un servicio de energía limitado [9]. Además, las políticas públicas globales resaltan los problemas ambientales asociados a las fuentes de energía convencionales, entre los que destacan las emisiones de CO₂. Como resultado, existe un renovado interés en diversificar las fuentes de generación de energía en Colombia y aumentar la contribución de las tecnologías de energía renovable como la energía solar, eólica y geotérmica, particularmente en regiones que son adecuadas para el desarrollo de estos recursos [6, 10].

La energía geotérmica es un recurso que puede ser usado para suplir las necesidades de la sociedad para mejorar la capacidad y confiabilidad de la energía, al tiempo que mitiga los impactos ambientales de la producción de energía. Esta se define como la energía contenida en forma de calor en el subsuelo de la tierra [11]. En cuanto al potencial de energía geotérmica en Colombia, el país se encuentra en un punto de interacción entre varias placas tectónicas; la placa sudamericana, la placa de Nazca y la placa del Caribe [12]. La situación descrita da lugar a una región tectónica y sísmicamente activa, donde ocurren trincheras y vulcanismo a lo largo de la Cordillera Central de Colombia, así como en el extremo sur de su Cordillera Occidental [13, 14]. La falta de estudios especializados que examinen la caracterización y el uso de la energía geotérmica para producir electricidad, y los altos costos y riesgos que conllevan este tipo de proyectos, ha impedido el crecimiento de una industria de energía geotérmica en Colombia [15-17].

Recientes investigaciones han pronosticado que para el año 2025, la energía geotérmica cubrirá el 1,65% de la demanda eléctrica de Colombia. Además, se estima que la capacidad de generación de este recurso renovable eventualmente podría escalar a 17400 GWh año⁻¹ [18]. Las investigaciones realizadas en Colombia no han considerado a los campos petroleros como áreas potenciales para el desarrollo de energía geotérmica.

A pesar de las investigaciones realizadas en relación con la energía geotérmica en Colombia, aun no se han aplicado proyectos donde se aproveche este recurso [13-16, 18-21]. La situación previamente descrita se explica por los altos riesgos relacionados con la exploración y perforación de zonas con recursos geotérmicos, que pueden representar hasta un 40% de los costos en un proyecto de este tipo [22-25].

El uso de pozos de petróleo proporciona un punto de acceso para la explotación de energía geotérmica. El uso de pozos para producir fluidos a alta temperatura mitiga los costos asociados con la exploración o desarrollo de un proyecto basado en energía geotérmica. El conocimiento del subsuelo adquirido en la perforación de pozos de petróleo, incluidas las propiedades de los yacimientos y las propiedades de los fluidos, permite reducir la incertidumbre del subsuelo relacionada con el desarrollo de recursos geotérmicos [24, 26-28]. Es importante destacar que la generación constante del recurso geotérmica la hace muy adecuada para el uso en campos petroleros [30]. Combinar la energía geotérmica con las operaciones de la industria del petróleo proporciona una alternativa a la descarbonización y reduce las emisiones de GEI.

Durante la vida útil de un pozo de petróleo, la cantidad de agua producida como porcentaje de la producción total de fluidos puede elevarse a niveles superiores al 95 % [29]. Estos pozos pueden producir agua con temperaturas superiores a los 90 °C. Este recurso generalmente se trata para el consumo en otras actividades o se reinyecta en un yacimiento subterráneo para su eliminación, recobro secundaria o mantenimiento de la presión. Las actividades descritas representan un desperdicio de un recurso térmico que podría emplearse para la producción de energía o aplicaciones de uso directo. Las aguas producidas en estos campos petroleros, según los criterios publicados, se clasificarían como recursos geotérmicos de media (90 °C a 150 °C) o baja (30 °C a 90 °C) entalpía [30, 31]. Los recursos de media entalpía pueden proporcionar energía útil para la operación en forma de electricidad o calor, mientras que los recursos de baja entalpía solo son útiles en aplicaciones de uso directo.

La producción de energía geotérmica a partir de yacimientos petrolíferos ya se ha probado con éxito en EE. UU. y China [32-34]. Estos proyectos han mostrado potenciales teóricos de producción de hasta 1300 MWe [35] y en producciones de hasta 310 kWe en pilotos puestos en marcha en China [34].

Aunque investigaciones anteriores han considerado los aspectos energéticos y subterráneos de la energía geotérmica coproducida en yacimientos petrolíferos, los estudios recientes sobre el tema no han considerado los beneficios de las emisiones de GEI, a pesar de las importantes presiones ambientales y sociales sobre las industrias extractivas en los últimos años. Además, no se han implementado cálculos de huella de carbono a través de análisis de ciclo de vida (LCA) para sistemas de cogeneración geotérmica en campos petroleros. Pocos estudios se han centrado en los cálculos de emisiones de GEI en los campos petroleros a través de análisis de ciclo de vida, como el trabajo de Rahman et al. [71] y Nassar et al. [72].

Un análisis del ciclo de vida (ACV) es una herramienta metodológica para evaluar los impactos ambientales en las cadenas de suministro y las cadenas de valor. Tiene en cuenta el uso de recursos naturales renovables y no renovables y cuantifica los impactos ambientales asociados en términos de emisiones y contaminación (contaminación del agua, contaminación del suelo y contaminación del aire) durante la transformación de materias primas en productos finales. Según Rahman et al. [71], pocos estudios se han centrado en los cálculos de emisiones de GEI para las actividades de producción de energía en campos petroleros. Los autores determinan la huella de carbono de la producción de varios campos petroleros de crudos convencionales de América del Norte, que producen emisiones en muchas actividades en varios puntos de la cadena de valor, incluida la perforación, los cambios en el uso de la tierra, la producción de petróleo crudo, el procesamiento de crudo, quema y emisiones fugitivas. En 2021, Nassar et al. [72] estimó el factor de emisiones de CO₂ a lo largo de la cadena de suministro de hidrocarburos (incluidas la extracción, la destilación y la combustión) a través de la metodología LCA. Los cálculos de LCA muestran que un escenario que emplea energías renovables genera un 6.7 % menos de emisiones de CO₂ en comparación con un enfoque tradicional sin el uso de energías renovables [72].

Esta investigación evalúa la viabilidad ambiental de la aplicación de energía geotérmica coproducida en campos petroleros, con especial énfasis en la reducción de la huella de carbono. Esta investigación detalla la magnitud de la reducción de la huella de carbono

lograda utilizando la energía geotérmica en aguas producidas. La prueba de campo asociada a este estudio implica la puesta en marcha del equipo ORC en los dos campos de interés. El resultado de este trabajo no consiste simplemente en las reducciones específicas de la huella de carbono logradas en cada campo, sino que demuestra la posibilidad de hacer un mejor uso de todos los recursos en la cadena de valor del campo petrolero, de los cuales los recursos geotérmicos son solo un elemento. Por lo tanto, el objetivo de este artículo es evaluar, por primera vez, las reducciones de GEI en dos campos petroleros bajo dos sistemas de producción de energía; primero, un sistema convencional basado en la combustión de combustibles fósiles, y segundo, un sistema de cogeneración que aprovecha el potencial de la energía geotérmica en los fluidos producidos. Esta evaluación incorporará un LCA usando IPCC 2013. Los campos de interés en este estudio son los dos campos que han sido elegidos para el primer piloto de coproducción de petróleo y energía eléctrica. Para este fin, se evalúan cuatro escenarios de generación de energía para investigar una configuración con una huella mínima de GEI. Los escenarios consideran diferentes fuentes de energía de combustibles fósiles (gas y diesel) junto con la coproducción de energía geotérmica. El objetivo es minimizar la huella de GEI de la generación de energía, mientras se mantiene la producción de energía promedio histórica en el campo. En el Escenario 1, el 100% del consumo de combustible líquido se reemplaza por gas comprado; en el Escenario 2, el 100% del consumo de combustible líquido se reemplaza por gas de campo (gas producido y tratado dentro de los límites del sistema); en el Escenario 3, el 100% del consumo de energía se realiza con gas comprado; y en el Escenario 4, todo el consumo de energía se realiza con gas de campo.

Metodología

Contabilización de huella de carbono utilizando el enfoque de análisis del ciclo de vida para la coproducción de petróleo y energía eléctrica. La norma ISO 14040, que consta de los siguientes cuatro pasos, codifica un enfoque para el análisis del ciclo de vida. Los componentes de este estándar son: 1) Definición de objetivo y alcance, 2) Análisis de inventario, 3) Evaluación de impacto, y 4) Interpretación [36]. La unidad funcional seleccionada para el estudio actual fue 1 kWh de energía eléctrica y da cuenta de los impactos de todos los pasos de la cadena de valor, desde la extracción hasta el consumo final: extracción, tratamiento y generación de energía. Estos pasos se consideraron en dos sistemas de producción de energía diferentes, un sistema de combustión de gas y un sistema de generación de energía donde se utiliza un ciclo orgánico de Rankine (ORC, por sus siglas en inglés) para aprovechar el recurso geotérmico. En este estudio, se recopilaron datos de inventario relacionados con la producción de energía para dos campos petroleros durante un período de un mes. La categoría de impacto evaluada fue la huella de carbono, utilizando la perspectiva jerárquica de la metodología IPCC 2013 [37], que reporta valores en toneladas de CO₂ equivalente (ton. CO₂eq) por kWh generado. Para realizar estos cálculos se utilizaron programas como Umberto LCA+ y Ecoinvent v. 3.6 [38, 39].

La huella de carbono se obtuvo a partir de la caracterización de los flujos ambientales de entrada-salida del proceso, con base en balances de masa y energía. Los flujos de emisiones de GEI se convierten en huella de carbono a través de los factores de caracterización que representan el GWP (Ecuación 1); GWP es una medida relativa de cuánto calor puede ser atrapado por un GEI determinado en comparación con un gas de referencia, generalmente dióxido de carbono.

$$Carbon\ footprint = \sum_s(GWP_{(s)} * EI_{(s)}) \dots\dots\dots(1)$$

donde $GWP_{(s)}$ es el Potencial de Calentamiento Global de cada emisión s , y $EI_{(s)}$ es el inventario de emisiones.

Para los campos evaluados, se ha cuantificado la reducción de emisiones de GEI entre el escenario de referencia, un sistema convencional sin cogeneración de energía geotérmica, y escenarios alternativos que consideran el uso de cogeneración geotérmica. Se evalúan cuatro escenarios para analizar los impactos ambientales del suministro de energía a un campo petrolero a través de diferentes combinaciones de fuentes de energía de combustibles fósiles y equipos de energía de cogeneración geotérmica, como se describe a continuación:

- Escenario 1: Se reemplaza el 100% del consumo de combustible líquido por gas comprado.
- Escenario 2: 100% del consumo de combustible líquido es reemplazado por gas de campo.
- Escenario 3: 100% de las demandas de energía son abastecidas por gas comprado.
- Escenario 4: 100% de las demandas de energía son abastecidas por gas de campo.

Para el análisis realizado, el gas comprado consiste en un gas suministrado por un externo, donde los impactos ocasionados por el tratamiento y manejo del gas es contabilizado por fuera del sistema de análisis y no se contabiliza para el campo evaluado. El gas de campo es el gas producido, tratado y usado en el mismo campo petrolero. Para el último caso, todos los impactos relacionados con el gas se contabilizan dentro del sistema de análisis.

El análisis requiere una contabilidad de los recursos consumidos en términos de balance de materia y energía. El operador del campo

petrolero proporcionó los datos sobre el consumo de combustible relacionado con la generación de energía. La información utilizada para los cálculos en esta investigación corresponde a un mes promedio de consumo de combustibles en el año 2019. Para mayor claridad, en la contabilidad energética se ha considerado el poder calorífico neto de cada combustible. De esta forma, los recursos consumidos en estos procesos se contemplan tanto en términos de volumen de combustible utilizado, como de energía total consumida.

Resultados

Contabilización de huella en pilotos de coproducción de petróleo y energía eléctrica en Colombia: Fronteras del sistema e inventario de consumo. El cálculo de la huella de carbono comienza con la definición de los casos que se aplicarán a CA y CB, donde un caso consiste en la generación de energía exclusivamente a partir de fuentes de combustibles fósiles no renovables, como se muestra en la Figura 1, y un segundo caso considera la contribución de energía de fuentes renovables, como la energía geotérmica, como se muestra en la Figura 2.

Para la Figura 1, 8% del gas consumido es suministrado por un proveedor externo. El 20% restante es producido en el propio campo. Las emisiones de GEI relacionadas con el transporte del gas natural no se consideran en el cálculo de la huella de carbono, pero sí se contabilizan las emisiones relacionadas con la combustión de este gas. Se asume que el proveedor de gas es responsable de los impactos ambientales relacionados con la producción del gas vendido. El consumo de diésel se produce cuando hay escasez de gas, o cuando es necesario reforzar el sistema de generación de energía.

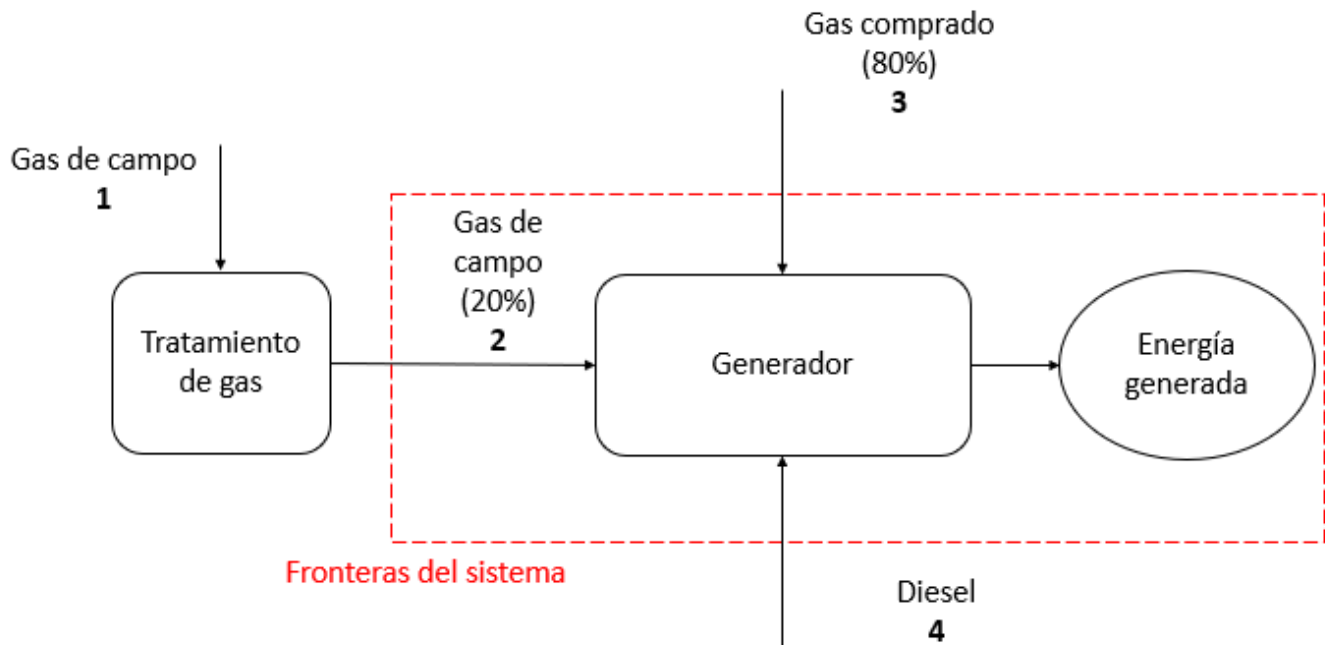


Figura 1. Representación del sistema de producción de energía a partir de recursos no renovables (gas, diésel) para ambos campos CA y CB.

La Tabla 1 muestra los flujos volumétricos y de energía consumidos en el sistema de generación de energía con base a recursos no renovables (Figura 1). Los valores expresados en este apartado, incluidos el consumo de energía y el consumo de gas, representan el consumo durante un período de un mes en el año 2019, y han sido proporcionados por el operador del campo en función del consumo real en los campos petroleros.

Tabla 2. Recursos invertidos en producción de energía para sistema de producción con recursos no renovables (Figura 1)

Corriente	2		3		4		Producción de energía*
	Volumen	Energía	Volumen	Energía	Volumen	Energía	Energía
Campo	[m ³]	[MJ]	[m ³]	[MJ]	[m ³]	[MJ]	[MJ]
CA	96319	3926929	385276	15707716	0.75	27610	4924800
CB	55821	2275814	223283	9103257	3.25	119235	3132000

Nota: *promedio mensual de producción de energía.

Poder calorífico: diesel (36,648 MJ L⁻¹), gas natural (40.44 MJ m⁻³).

* La corriente 3 que se muestra en la Figura 1 asume que la carga ambiental del tratamiento del gas es asumida por el proveedor.

* La corriente 1 que se muestra en la Figura 1 no se consideró porque se encuentra por fuera de los límites del sistema considerado.

La Figura 2 muestra el sistema de producción de energía donde se incorpora el uso del recurso renovable que es la energía geotérmica. Este sistema considera la energía geotérmica suministrada por las aguas producidas, así como la carga impuesta por la bomba. La energía total producida es de 94970 MJ mensuales. Como en el caso anterior se consume gas y gasóleo, pero aquí el consumo de gas de campo es menor por el aporte de energía del sistema ORC.

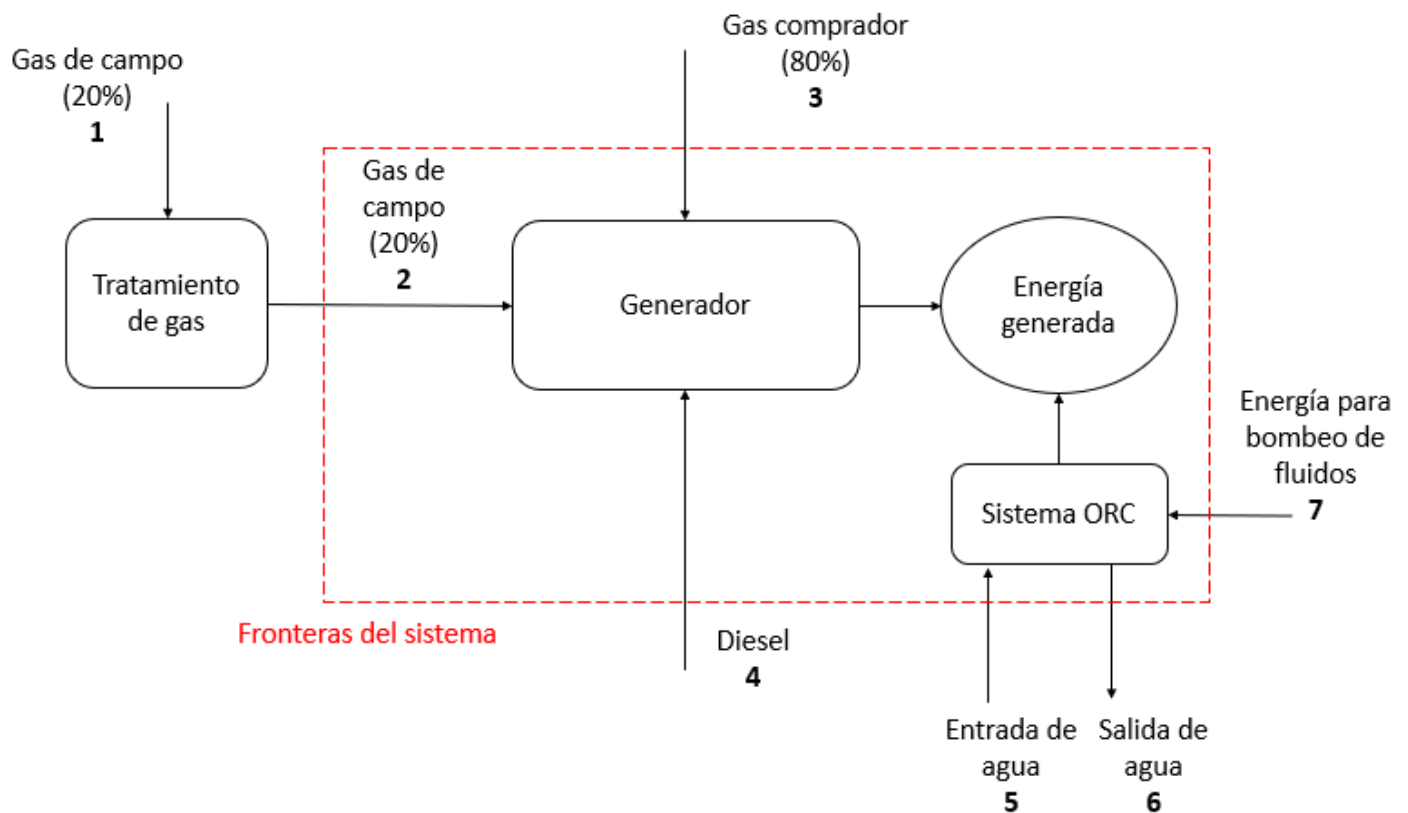


Figura 2. Representación del sistema de producción de energía a partir de recursos renovables y no renovables para ambos campos CA y CB.

La Tabla 2 muestra los datos resumidos para el sistema que integra la cogeneración de energía. Los cálculos relacionados con los recursos no renovables (gas y diesel) consideran que la energía producida por el ORC compensa el uso de gas. En un periodo de un mes en OFA se compensan 1102816 MJ y 27050 m³ de consumo de gas y en OFB se compensan 1352940 MJ y 33.185 m³.

Tabla 2. Recursos invertidos en producción de energía para sistema de producción con recursos renovables no renovables (Figura 2)

Corriente	2		3		4		5		6		7		Producción de energía*
	Volumen	Energía	Volumen	Energía	Volumen	Energía	Volumen	Energía	Energía	Energía	Energía	Energía	Energía
Campo	[m ³]	[MJ]	[m ³]	[MJ]	[m ³]	[MJ]	[m ³]	[MJ]	[m ³]	[MJ]	[MJ]	[MJ]	[MJ]
CA	69269	2824112	385276	15707716	0.75	27610	194400	194400	194400	94970	4924800	4924800	4924800
CB	22636	922874	223283	9103257	3.25	119235	194400	194400	194400	94970	3132000	3132000	3132000

Nota: *promedio mensual de producción de energía.

Poder calorífico: diesel (36,648 MJ L⁻¹), gas natural (40.44 MJ m⁻³).

* La corriente 3 que se muestra en la Figura 1 asume que la carga ambiental del tratamiento del gas es asumida por el proveedor.

* La corriente 1 que se muestra en la Figura 1 no se consideró porque se encuentra por fuera de los límites del sistema considerado.

Contabilización de huella en pilotos de coproducción de petróleo y energía eléctrica en Colombia: Cálculo de huella de carbono.

La comparación de la huella de carbono por kWh producido entre el escenario de energía derivada de combustibles fósiles y el escenario de coproducción con energía geotérmica muestra una reducción de 260 a 212 Tons CO_{2eq}/kWh en el campo CA. El proceso de tratamiento de gas dentro del campo petrolero representa la mayor parte de las emisiones de CO₂ en estas evaluaciones. En el campo CA, el tratamiento de gas representa el 99.1% de las emisiones totales de carbono para el escenario de energía derivada de combustibles fósiles, y en el escenario de cogeneración, representa el 87.3% de las emisiones totales de carbono.

En el caso del campo CB, se identifica una posible reducción de 185 a 165 Tons CO_{2eq}/kWh en las emisiones de CO₂ mediante el uso de la cogeneración. El mayor contribuyente a las emisiones de GEI es el tratamiento del gas. Aquí, el tratamiento de gas representa el 93.4% de las emisiones totales de carbono en el escenario de energía derivada de combustibles fósiles, y en el escenario de cogeneración, representa el 63.2% de las emisiones totales de carbono. La Tabla 3 resume los resultados positivos obtenidos de incorporar el sistema ORC.

Tabla 3. Toneladas de CO₂ equivalente por kWh generado para los insumos de materias primas y la generación de energía

Campo	Producción de energía a partir de recursos no renovables [Tons CO _{2eq} /kWh]	Producción de energía a partir de coproducción. [Tons CO _{2eq} /kWh]
CA	260	212
CB	185	165

Table 4. Análisis de la contribución de los recursos no renovables expresados como porcentaje de la huella de carbono total producida en un sistema de recursos exclusivamente no renovables.

Recursos no renovables	CA	CB
Diesel	0.95%	6.64%
Gas de campo	90.14%	80.15%
Gas comprado	8.91%	13.21%

Table 5. Análisis de la contribución de los recursos no renovables expresados como porcentaje de la huella de carbono total producida en un sistema de cogeneración de energía geotérmica.

Recursos no renovables	CA	CB
Diesel	1.16%	11.09%
Gas de campo	87.25%	63.21%
Bombeo de agua	11.59%	25.7%

* Energía requerida para bombear el fluido geotérmico al sistema ORC.

Contabilización de huella en pilotos de coproducción de petróleo y energía eléctrica en Colombia: Efecto de variación de recursos no renovables en la huella de carbono. En esta sección, se analizan en detalle los impactos de los sistemas de cogeneración de energía, proponiendo escenarios en los que se varían las entradas de energía no renovable. Este análisis se lleva a cabo para encontrar el escenario de cogeneración de energía geotérmica en el que se produce la huella de carbono más baja mientras se mantiene la producción de energía promedio en campo. Para ello se definieron previamente cuatro escenarios donde se manipulan las cantidades de fuentes de energía no renovables utilizadas.

La Figura 3 muestra las contribuciones de cada una de las fuentes de energía no renovables a la huella de carbono. El impacto de la generación de energía con combustible diesel es relativamente bajo, ya que solo se usa cuando el suministro de gas natural se encuentra restringido. En el Escenario 1, el diésel se reemplaza por gas comprado y en el Escenario 2 el diésel se reemplaza por gas de campo. Debido al gran impacto de la generación de gas en la huella de carbono, es útil considerar escenarios en los que el 100 % de la generación se deriva del gas comprado, o el 100 % de la generación se deriva del gas de campo. Estos están representados por los Escenarios 3 y 4.

Al comparar los escenarios en cada campo, se puede observar que, el reemplazo de diesel por gas genera una disminución en la huella de carbono de CB, 48% en el Escenario 1 y 44% en el Escenario 2. Para CA, el reemplazo de diesel da como resultado una reducción de la huella de carbono del 1% en el Escenario 1 y no tiene un efecto significativo para el Escenario 2. Esto se puede atribuir a la menor cantidad de diésel consumido en CB (3.25 m³/mes) en comparación con CA (0,75 m³/mes). El diésel es clave para la reducción de las emisiones de GEI y cuando es un insumo significativo en la generación de energía, debe ser reemplazado por un combustible con un menor impacto en las emisiones, como el gas natural. Estas grandes reducciones en la huella de carbono a través del reemplazo del diesel no se aplicarán a todos los campos, y la magnitud de las reducciones de emisiones de GEI puede depender de factores que están fuera del alcance de este estudio.

Los escenarios 3 y 4 representan los casos con la huella de carbono más alta y baja. Esto se puede atribuir a las diferencias en los tipos de gas consumidos en cada escenario. Cuando se usa 100% gas de campo, como en el Escenario 4, la huella de carbono asociada con el tratamiento y manejo del gas debe considerarse en el cálculo de la huella. Por otro lado, como se observa en el Escenario 3, el impacto ambiental producido por el gas comprado es asumido por el proveedor. Además, si cada escenario se analiza en términos de practicidad y viabilidad, el Escenario 3 requeriría un suministro constante de gas comprado. Considerando que el gas comprado es tratado en una instalación que puede estar ubicada a una distancia significativa del campo petrolero, lo que provoca emisiones de GEI adicionales debido a transporte, no se recomienda el Escenario 3. Por otro lado, el Escenario 4 requiere una gran producción de gas dentro del campo petrolero. Por lo tanto, equilibrando las consideraciones técnicas, ambientales y prácticas, el mejor escenario operativo es el Escenario 1 donde el 100 % del consumo de combustible líquido se reemplaza con gas comprado.

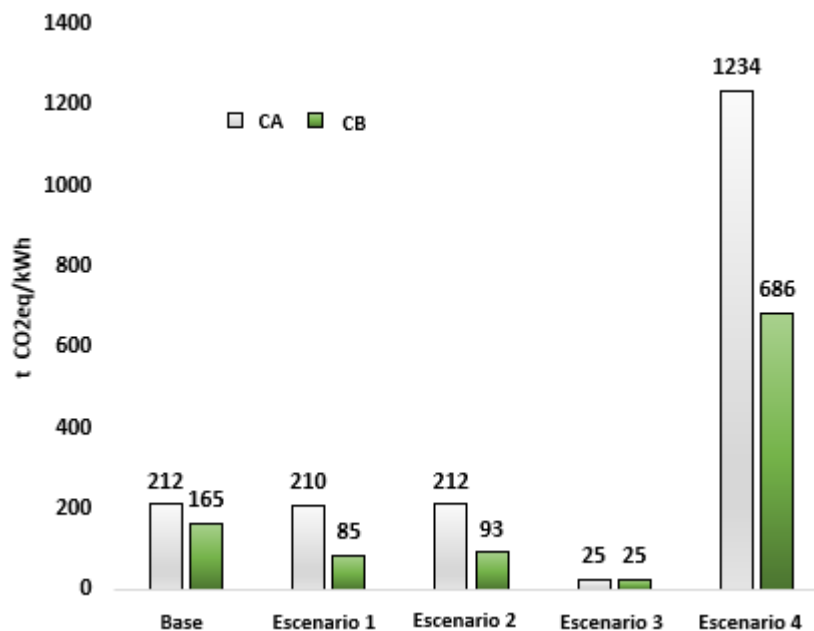


Figura 3. tCO₂eq/kWh para escenarios considerados en CA y CB.

La Figura 4 muestra la reducción de emisiones de GEI en comparación con el caso base al utilizar el sistema de coproducción de energía geotérmica y al considerar el Escenario 1 como el escenario óptimo para la producción de energía en los campos analizados. En CA, las reducciones de emisiones se logran casi exclusivamente a través de la implementación de sistema ORC que aprovecha el recurso geotérmico junto con las prácticas descritas en el Escenario 1. Esto se debe a la baja cantidad de consumo de diésel, que utiliza el 25 % de la cantidad de diésel consumido en CB. Por otro lado, para CB, se alcanza teóricamente una disminución de la huella de carbono del 54% a través del reemplazo de la generación de diesel con energía geotérmica y generación de gas comprado. Estos resultados subrayan una importante oportunidad para que los operadores de campos petroleros colombianos reduzcan su huella de carbono.

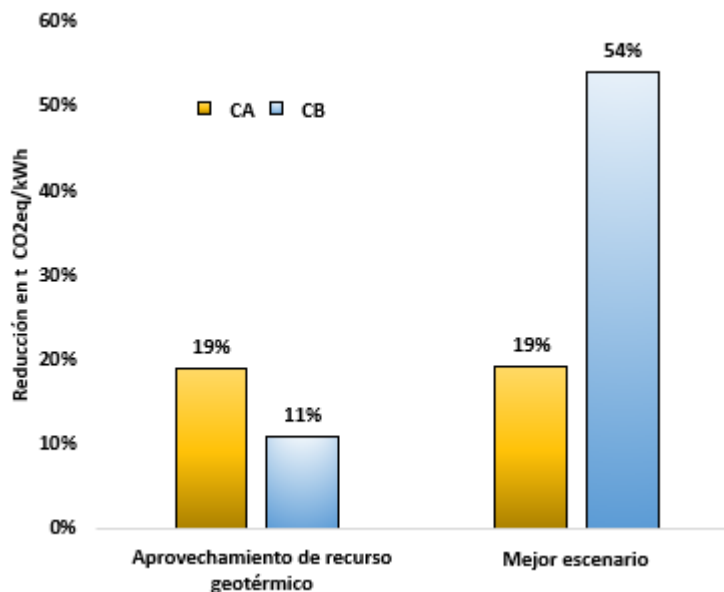


Figura 4. Reducción en tCO_{2eq}/kWh para mejor escenario considerado en campos CA y CB.

Conclusiones

- En el campo CA, las emisiones de carbono de la producción de energía es equivalente a 260 ton CO_{2eq}/kWh, en comparación con CB, donde las emisiones de carbono de la producción de energía son de 185 tonCO_{2eq}/kWh. La etapa de tratamiento de gases es el proceso que tiene el mayor impacto en la intensidad global de las emisiones. En escenarios que ya consideran las reducciones de emisiones realizadas a través de la cogeneración geotérmica, en CA el 87,3% de las emisiones son atribuibles al tratamiento de gas y en CB el tratamiento de gas representa el 63,2% de las emisiones de GEI. Según las evaluaciones realizadas en este estudio, se podría lograr una reducción de la huella de carbono del 19 % en CA y una reducción del 11 % en CB.
- Las fuentes de energía no renovables como el gas y el diésel son la principal fuente de los gases de efecto invernadero en los sistemas de coproducción. Al variar las fuentes de generación de energía en CA y CB la investigación encontró una solución óptima en el Escenario 1, donde el 100% del consumo de combustible líquido (diésel) se reemplaza por gas comprado.
- Aparte de los beneficios cuantificados y confirmados en esta investigación, está claro que una implementación más generalizada de los sistemas de cogeneración de energía geotérmica sería un beneficio para los esfuerzos de la industria del petróleo y el gas para descarbonizar las actividades.

Agradecimientos

Los autores agradecen a MINCIENCIAS, Parex Resources Colombia LTD y la Universidad Nacional de Colombia por su apoyo financiero y logístico. Esta investigación fue financiada por MINCIENCIAS bajo el proyecto número 7995-869-76099

Referencias

- [1] A. Vilches, D. Gil Pérez, J. Toscano, and O. Macías. La transición energética. Una Nueva Cultura de la Energía [Online]. Available: <http://www.oei.es/decada/accion.php?accion=023>
- [2] P. Agreement, "UNFCCC," *Adoption of the Paris Agreement*, *fccc/cp/2015/L*, vol. 9, 2015.
- [3] UNFCCC, "The 2021 United Nations Climate Change Conference," 2021.
- [4] A. C. Álvarez-Espinosa, D. A. Ordóñez, A. Nieto, W. Wills, G. Romero, S. L. Calderón, *et al.*, "Economic Evaluation of Colombia's Commitment at COP21," *Desarrollo y Sociedad*, vol. 79, pp. 15-54, 2017.
- [5] CAMPETROL, "Transformación energética en Colombia. Unavisión de CAMPETROL," ed. Colombia, 2019.
- [6] A. A. Radomes Jr and S. Arango, "Renewable energy technology diffusion: an analysis of photovoltaic-system support schemes in Medellín, Colombia," *Journal of Cleaner Production*, vol. 92, pp. 152-161, 2015.
- [7] C. García, "MAPA ENERGÉTICO DE COLOMBIA 2019-2050," U. d. P. M. Energética, Ed., ed. Pereira, 2019.
- [8] P. Zambrano, "Mapa energético de Colombia 2019-2050," UPME, Ed., ed. 2019.
- [9] C. Zapata, N. Cano, M. Ramírez, C. Rubiano, and J. Jiménez, "Influence of the extreme phases of the ENSO phenomenon (El Niño and La Niña) on air quality in the Metropolitan Area of the Aburrá Valley (Colombia)," *WIT Transactions on The Built Environment*, vol. 168, pp. 663-675, 2015.
- [10] G. Caspary, "Gauging the future competitiveness of renewable energy in Colombia," *Energy Economics*, vol. 31, pp. 443-449, 2009.
- [11] A. M. Bagher, M. Vahid, and M. Mohsen, "Geothermal energy," *Journal of Engineering and Technology Research* vol. 6, pp. 146-150, 2014.
- [12] R. Trenkamp, J. N. Kellogg, J. T. Freymueller, and H. P. Mora, "Wide plate margin deformation, southern Central America and northwestern South America, CASA GPS observations," *Journal of South American Earth Sciences*, vol. 15, pp. 157-171, 2002.
- [13] S. Bachu, J. C. Ramon, M. E. Villegas, and J. R. Underschultz, "Geothermal regime and thermal history of the Llanos Basin, Colombia," *AAPG bulletin*, vol. 79, pp. 116-128, 1995.
- [14] E. Mejía, L. Rayo, J. Méndez, and J. Echeverri, "Geothermal development in Colombia," *Short Course VI on Utilization of Low-and Medium-Enthalpy Geothermal Resources and Financial Aspects of Utilization*, organized by UNU-GTP LaGeo, in Santa Tecla, El Salvador, 2014.
- [15] C. Alfaro, "Improvement of perception of the geothermal energy as a potential source of electrical energy in Colombia, country update," in *Proceedings World Geothermal Congress 2015*, 2015, pp. 19-24.
- [16] C. Alfaro, P. Ponce, M. L. Monsalve, I. Ortiz, J. V. Franco, A. Ortega, *et al.*, "A preliminary conceptual model of Azufral geothermal system, Colombia," in *Proceedings World Geothermal Congress*, 2015.
- [17] J. Arias-Gaviria, S. X. Carvajal-Quintero, and S. J. R. E. Arango-Aramburo, "Understanding dynamics and policy for renewable energy diffusion in Colombia," vol. 139, pp. 1111-1119, 2019.
- [18] S. S. Salazar, Y. Muñoz, and A. Ospino, "Analysis of geothermal energy as an alternative source for electricity in Colombia," *Geothermal Energy*, vol. 5, p. 27, 2017.
- [19] E. J. G. Lozano, "Hot springs and geothermal energy in Colombia," vol. 17, pp. 377-379, 1988.
- [20] N. C. Marzolf. Emprendimiento de la energía geotérmica en Colombia [Online]. Available: <https://publications.iadb.org/publications/spanish/document/Emprendimiento-de-la-energ%C3%ADa-geot%C3%A9rmica-en-Colombia.pdf>
- [21] D. A. Moreno-Rendón, J. López-Sánchez, and D. J. I. y. U. Blessent, "Geothermal Energy in Colombia as of 2018," vol. 24, 2020.
- [22] A. Leitch, B. Haley, and S. Hastings-Simon, "Can the oil and gas sector enable geothermal technologies? Socio-technical opportunities and complementarity failures in Alberta, Canada," *Energy Policy*, vol. 125, pp. 384-395, 2019.
- [23] A. N. Toth, P. Szucs, J. Pap, A. Nyikos, and D. K. Fenerty, "Converting abandoned Hungarian oil and gas wells into geothermal sources," in *PROCEEDINGS, 43rd Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*, 2018.
- [24] S. M. Watson, G. Falcone, and R. Westaway, "Repurposing hydrocarbon wells for geothermal use in the UK: The onshore fields with the greatest potential," *Energies*, vol. 13, p. 3541, 2020.
- [25] W. Nugroho, S. Hermawan, B. Lazuardi, and R. Mirza, "Drilling problems mitigation in geothermal environment, case studies of stuck pipe and lost circulation," in *SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition*, 2017.
- [26] B. Harris, "A CFD Study on the Extraction of Geothermal Energy from Abandoned Oil and Gas Wells," 2017.
- [27] M. Kharseh, M. Al-Khawaja, and F. Hassani, "Optimal utilization of geothermal heat from abandoned oil wells for power generation," *Applied Thermal Engineering*, vol. 153, pp. 536-542, 2019.
- [28] S. Wang, J. Yan, F. Li, J. Hu, and K. Li, "Exploitation and utilization of oilfield geothermal resources in China," *Energies*, vol. 9, p. 798, 2016.
- [29] S. Raos, P. Ilak, I. Rajšl, T. Bilić, and G. Trullenque, "Multiple-criteria decision-making for assessing the enhanced geothermal

- systems," *Energies*, vol. 12, p. 1597, 2019.
- [30] A. D. Chiasson, *Geothermal heat pump and heat engine systems: Theory and practice*: John Wiley & Sons, 2016.
- [31] X. Liu, G. Falcone, and C. J. E. Alimonti, "A systematic study of harnessing low-temperature geothermal energy from oil and gas reservoirs," vol. 142, pp. 346-355, 2018.
- [32] W. D. Gosnold, "Electric Power Generation from Low to Intermediate Temperature Resources," Uni v. of North Dakota, Grand Forks, ND (United States)2015.
- [33] J. Nordquist and L. Johnson, "Production of power from the co-produced water of oil wells, 3.5 years of operation," in *Geothermal Resources Council Transactions, Geothermal Resources Council 2012 Annual Meeting*, 2012, pp. 207-210.
- [34] S. Xin, H. Liang, B. Hu, and K. J. G. R. C. T. Li, "A 400 kW geothermal power generator using co-produced fluids from Huabei oilfield," vol. 36, pp. 219-223, 2012.
- [35] C. Augustine and D. M. Falkenstern, "An Estimate of the Near-Term Electricity-Generation Potential of Coproduced Water From Active Oil and Gas Wells," *SPE Journal*, vol. 19, pp. 530-541, 2014.
- [36] E. Iso, "14044: 2006," *Environmental management—Life cycle assessment—Requirements and guidelines*, 2006.
- [37] I. Revised, "IPCC guidelines for national greenhouse gas inventories: Reference Manual," *Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC)*. Kanagawa, 1996.
- [38] S. C. o. L. C. Inventories, "ecoinvent database v3.6.," ed, 2020.
- [39] i. Hamburg, "Umberto LCA+," ed. Hamburg, Germany: ifu, 2017.
- [40] S. Angayarkanni and J. Philip, "Review on thermal properties of nanofluids: Recent developments," *Advances in colloid and interface science*, vol. 225, pp. 146-176, 2015.
- [41] M. Daneshpour and R. Rafee, "Nanofluids as the circuit fluids of the geothermal borehole heat exchangers," *J International Communications in Heat Mass Transfer*, vol. 81, pp. 34-41, 2017.
- [42] G. Diglio, C. Roselli, M. Sasso, and U. J. J. G. Channabasappa, "Borehole heat exchanger with nanofluids as heat carrier," vol. 72, pp. 112-123, 2018.