

## ACIPET

# Análisis técnico de la coproducción de petróleo y energía eléctrica a partir de recursos geotérmicos en campos petroleros: Primer piloto en Colombia

Gordon Foo<sup>1</sup>, Natalia A. Cano<sup>2</sup>, Santiago Céspedes<sup>2</sup>, David Jaramillo<sup>1</sup>, Daniel Martínez<sup>1</sup>, Manuel Gutiérrez<sup>1</sup>, Javier Pataquiba<sup>1</sup>, Juan Rojas<sup>1</sup>, Farid B. Cortés<sup>2</sup>, Camilo A. Franco<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Parex Resources Colombia LTD.

<sup>2</sup>Grupo de Investigación en Fenómenos de Superficie-Michael Polanyi, Universidad Nacional de Colombia Sede Medellín.

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

Esta investigación se centra en la evaluación del potencial de producción de energía a través de un sistema de coproducción de petróleo y electricidad a partir de energía geotérmica en dos campos petroleros colombianos, en comparación con un caso base donde las necesidades de energía se obtienen a través de fuentes no renovables como gas y diesel. Estos sistemas de coproducción de energía geotérmica utilizan motores de ciclo orgánico de Rankine para convertir el calor de los fluidos producidos de yacimientos petrolíferos en energía eléctrica. Se evalúa el potencial energético de este recurso a través del concepto de exergía y energía en dos modos de operación; alto y bajo flujo de producción. En los dos campos petroleros de interés, CPA y CPB, los resultados muestran una producción de energía potencial máxima de 2260 kWe para OFA y 657 kWe para CPB. La coproducción de crudo y energía eléctrica a partir de recursos geotérmicos sugiere una posible alternativa para el aprovechamiento de un subproducto obtenido en la industria del petróleo y gas como lo son los fluidos a alta temperatura, donde se puede disminuir la cantidad de combustible fósil quemado para la producción de energía en campo, algo de mucho interés en búsqueda de la descarbonización de la industria energética.

## Introducción

La creciente demanda mundial de energía, especialmente en el sector industrial, ha motivado la búsqueda de nuevos recursos energéticos que permitan tanto la diversificación de la matriz energética como la mitigación de los impactos ambientales [1]. Según los datos presentados en el World Energy Markets Observatory (WEMO) [2], el petróleo y el carbón seguirán siendo las principales recursos energéticos a nivel mundial. El uso de estos recursos fósiles ha llevado a un aumento del 2% en las emisiones globales de gases de efecto invernadero (GEI) en el período comprendido entre 2016 y 2018, donde China y Estados Unidos fueron los principales emisores de CO<sub>2</sub> a la atmósfera [3]. 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 [4]; estos objetivos fueron ratificados recientemente en la COP26 [5]. El gobierno colombiano está promoviendo varias estrategias de económicas circulares en todos los sectores para apoyar la transición a una economía verde [6].

La energía geotérmica es una tecnología que puede satisfacer las necesidades de la sociedad para mejorar la capacidad y confiabilidad de la energía, al tiempo que mitiga los impactos ambientales. La energía geotérmica presenta una independencia climática y genera energía de carga base que proporciona un elemento de seguridad energética que otras tecnologías renovables no pueden [7]. 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 [8]. Esto da lugar a una región tectónicamente 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 [9, 10]. 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 [11-13].

Colombia no aprovecha los recursos geotérmicos para la generación de electricidad, a pesar de múltiples estudios que respaldan su potencial en el país [7, 9-12, 14-16]. Uno de los principales desafíos de los proyectos geotérmicos es el costo de la perforación y las terminaciones, que pueden representar hasta el 40 % de los costos totales del proyecto en energía geotérmica [17-20]. El uso de pozos de petróleo proporciona un punto de acceso para la explotación de energía geotérmica. El uso de estos pozos para producir energía geotérmica disminuye los costos asociados con los pozos de exploración geotérmicos de propósito único. El conocimiento del subsuelo adquirido en la perforación de pozos de petróleo, incluidas las propiedades de los yacimientos y fluidos, permite reducir la incertidumbre relacionada con el desarrollo de recursos geotérmicos [19, 21-23]. Es importante destacar que el perfil de generación de carga base constante de la energía geotérmica la hace muy adecuada para el uso en campos petroleros, ya que las demandas de energía en los campos petroleros son generalmente estables y no tienden a cambiar significativamente [24]. Combinar la energía geotérmica con las operaciones de petróleo y gas proporciona una alternativa de descarbonización que suministra energía confiable y reduce las emisiones de GEI.

La conversión de energía geotérmica en electricidad en una operación de campo petrolero es deseable debido a la demanda local y al potencial de compensación directa de las fuentes de energía de combustión interna que queman combustibles fósiles. Los beneficios se obtienen tanto en la reducción de costos como en la reducción de la huella de GEI del suministro de energía del campo petrolero. [23]. También se han probado con éxito otras aplicaciones para el uso de recursos geotérmicos en campos petroleros, incluidos los sistemas de calefacción y el transporte de petróleo crudo [25-29].

La producción de energía geotérmica a partir de yacimientos petrolíferos ya se ha probado con éxito en EE. UU. y China [25, 29, 30]. El trabajo de Agustín et al. [31] estimó el potencial para esta generación de energía geotérmica fluida coproducida en los Estados Unidos utilizando tres modelos para el potencial de generación eléctrica: exergía, el modelo del Instituto Tecnológico de Massachusetts (MIT) y un modelo "off-the- estantería" (COTS) modelo. La información se tomó de una base de datos creada por los autores a partir de los parámetros de volumen, caudal, temperatura de fondo de pozo de las aguas producidas y mapas de temperatura superficial de los fluidos. Sobre la base de una estimación de que se extraen aproximadamente 4200 millones de bbl al año de agua coproducida en los Estados Unidos con temperaturas adecuadas para la producción de energía, los autores calcularon potenciales de producción de energía estimados de 1300 MWe con el modelo de exergía; 560 MWe con el modelo MIT; y 276 MWe con el modelo COTS [31].

El Departamento de Energía de los Estados Unidos (DOE), en Wyoming, llevó a cabo el primer piloto de producción de energía geotérmica en coproducción. El sistema utilizó una unidad de generación ORC para convertir el calor de los fluidos coproducidos a baja temperatura en energía eléctrica [29]. En la prueba de campo se logró una producción de 132 kWe de energía eléctrica neta a partir de 40.000 barriles diarios de agua a temperaturas que oscilan entre 90 °C y 99 °C. Otro proyecto histórico se llevó a cabo en Dakota del Norte, donde se produjo la primera aplicación comercial de la generación de energía geotérmica en yacimientos petrolíferos [30]. El sistema produjo 250 kWe de energía a partir de 30.000 barriles por día de agua coproducida a una temperatura de 98 °C. Por otro lado, la primera planta de energía geotérmica construida en China para un campo petrolero utilizó 18 114 barriles de agua por día a una temperatura promedio de 110 °C [25]. Esta planta produjo 310 kWe de energía eléctrica y sigue siendo un ejemplo de cómo se puede utilizar la infraestructura de los campos petroleros para producir energía a partir de fuentes alternativas.

Aunque la energía geotérmica presenta un alto rendimiento energético en comparación con otras fuentes de energía renovables, no se ha implementado en Colombia debido a la alta inversión de capital requerido y las importantes incertidumbres inherentes a la exploración para los recursos geotérmicos. Tales incertidumbres incluyen el tipo de fluido, la temperatura, la composición química y la tecnología de generación que será más apropiada para el recurso [21, 27].

Este estudio evalúa la viabilidad técnica y ambiental de la aplicación de coproducción de crudo y electricidad en campos petroleros. La prueba de campo asociada a este estudio implica la puesta en marcha del equipo ORC en los dos campos de interés al igual que un análisis ambiental basado en huella de carbono. El resultado de este trabajo no consiste simplemente en la aplicación de tecnologías para el aprovechamiento de un recurso renovable como la geotérmica para la producción de energía eléctrica, además se centra en las reducciones específicas de la huella de carbono logradas en cada campo, demostrando la posibilidad de hacer un mejor uso de todos los recursos en la cadena de valor del campo petrolero.

## Metodología

**Potencial de energía geotérmica en campos petroleros colombianos.** Los campos petroleros estudiados en esta investigación fueron

seleccionados con base en las características de los fluidos producidos. Los parámetros clave en esta evaluación fueron los caudales y las temperaturas de los fluidos producidos. Los dos campos petroleros producen agua a temperaturas de 88 °C y 100 °C, respectivamente. Los campos seleccionados están separados por 149 km y comparten condiciones climáticas similares. Estos campos son nombrados CPA y CPB.

La Figura 1 muestra la relación entre el caudal de los pozos de petróleo y la temperatura de la superficie de los fluidos en cada pozo en los campos petroleros de interés. Los pozos con alta producción de agua exhiben temperaturas superficiales más altas que alcanzan el umbral para la generación eléctrica en los sistemas ORC. En el campo CPB, la temperatura superficial del flujo combinado de todos los fluidos en el campo puede alcanzar hasta 98 °C y en el campo CPA, las temperaturas superficiales del flujo combinado pueden alcanzar temperaturas de 104 °C.

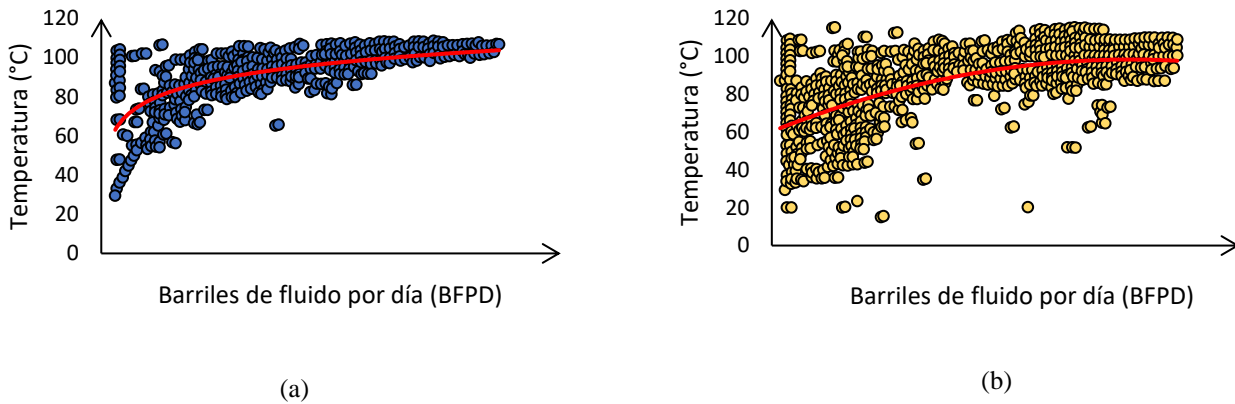


Figura 1. Relación entre agua producida y temperatura para (a) CPA y (b) CPB.

A partir de la relación establecida entre el flujo producido de agua y la temperatura, es posible calcular el potencial de producción de energía eléctrica a partir del concepto de exergía, que establece la máxima cantidad de trabajo aprovechable que puede obtenerse al llevar un sistema a equilibrio con las condiciones ambientales donde no hay potenciales de producción. El cálculo de la exergía de las corrientes evaluadas se muestra en la Ecuación 1, mientras que el cálculo de la energía en la Ecuación 2.

$$B = \dot{m} [h - h_0 - T_0 (s - s_0)] \dots\dots\dots(1)$$

$$E = \dot{m} h \dots\dots\dots(2)$$

donde B es el flujo exergético de la corriente evaluada [kW],  $\dot{m}$  es el flujo másico [kg/s],  $h$  la entalpía del flujo [kJ/kg],  $s$  la entropía del flujo [kJ/kg K],  $T_0$  es la temperatura del estado ambiente [K], y  $E$  el flujo energético. La entalpía y entropía con subíndice 0, indican el cálculo de la propiedad en el estado ambiente. El cálculo de las propiedades de cada fluido se realiza con base a la ecuación de estado de Peng Robinson.

**Funcionamiento de primer piloto de coproducción de petróleo y energía eléctrica en Colombia.** En esta investigación se muestra los resultados del rendimiento del primer equipo de generación de energía eléctrica en un campo petrolero a través del ciclo orgánico de Rankine (ORC, por sus siglas en inglés). Para este propósito, se realizó una instalación de un módulo de producción de energía eléctrica y luego se realizó un seguimiento de la eficiencia real de producción de energía eléctrica, al igual que el flujo de agua que pasa a través del módulo junto a la temperatura ambiente. Esta última variable es de gran interés debido a su influencia en el rendimiento de las máquinas térmicas. En este caso, se utiliza el aire del ambiente como sumidero de energía, donde se toma el aire para enfriar y condensar el fluido de trabajo que se encuentra dentro del ORC.

Para comparar el rendimiento del equipo, se utiliza la máquina térmica de Carnot que indica la mayor eficiencia de una máquina térmica que funciona entre dos temperaturas. La eficiencia de una máquina de Carnot se calcula como se muestra en la Ecuación 3.

$$\eta_{Carnot} = 1 - \frac{T_E}{T_G} \dots\dots\dots(3)$$

donde  $T_E$  [K] es la temperatura del ambiente o sumidero de enfriamiento (foco de baja temperatura) y  $T_G$  [K] es la temperatura del fluido geotérmico en el sistema (foco de alta temperatura). La Ecuación 3 es un cálculo de la eficiencia más alta posible que puede alcanzar una máquina térmica cuando se encuentra entre dos fuentes a diferentes temperaturas, sin embargo, no indica la eficiencia real de ningún proceso. La eficiencia real se puede obtener comparando el trabajo producido por la máquina térmica y el calor que utiliza de la fuente para producir trabajo. La expresión para la eficiencia real de la máquina térmica es mostrada en la Ecuación 4.

$$\eta_{real} = \frac{W_N}{W_T} \dots\dots\dots(4)$$

donde  $W_N$  es la potencia bruta generada (kW) y  $W_T$  es la potencia térmica o energía transportada por el agua producida (kW).

## Resultados

**Potencial de energía geotérmica en campos petroleros colombianos.** Para determinar el potencial de energía, se calculó la exergía y energía de cada campo a diferentes caudales de producción de fluidos. Como se muestra en la Ecuación 1 y Ecuación 2, es necesario calcular las propiedades termodinámicas entalpía y entropía de las aguas de producción para cada campo. El cálculo de propiedades se realizó con base en la ecuación de estado de Peng-robinson. Los resultados de las propiedades de cada campo son mostrados en la Tabla 1.

Tabla 1. Propiedades termodinámicas del agua producida.

Campo petrolero	Entalpía [kJ/kg]	Entropía [kJ/kg K]
CPA	420.01	1.3087
CPB	368.89	1.1694

En esta investigación, las temperaturas promedio para los campos OFA y OFB son 100 °C y 88 °C respectivamente. Los caudales de agua producidos representativos varían entre 40000 BFPD y 45000 BFPD para el campo CPA, y entre 15000 BFPD y 20000 BFPD para el campo CPB.

La Figura 2 muestra el flujo de energía y exergía para los cambios evaluados a diferentes caudales. La energía es una medida global de la capacidad de producir trabajo, pero no considera las irreversibilidades termodinámicas inherentes a todos los procesos reales. Por otro lado, la exergía considera todas las irreversibilidades a través de la entropía generada, aunque no considera los niveles de tecnologías aplicadas (eficiencia de conversión tecnológica). Además, estas dos medidas se presentan como parámetros de evaluación del recurso geotérmico, aunque se aclara que la exergía es un valor más realista.

Se destaca la diferencia entre la energía exergía en todos los casos evaluados. Esto se explica debido a las irreversibilidades presentada en los procesos de transferencia de calor, que no se considera en el cálculo de la energía, por eso el valor elevado en comparación con la exergía. Para el flujo exergético, que es una medida más realista de la máxima producción de energía en el campo, se consideran los gradientes térmicos y mecánicos disponibles usando las propiedades del sistema a temperatura y presión ambiente, considerando estos últimos los potenciales necesarios para los procesos de extracción de energía.

El cálculo del potencial energético muestra que para CPB se podría obtener una producción máxima de energía entre 576 y 758 kW, mientras que para CPA la producción máxima se encuentra entre 2157 y 2364 kW. Los valores presentados son solo posibles de obtener si la tecnología utilizada para la generación de energía eléctrica tiene una eficiencia del 100%. Realmente, los tipos de sistemas evaluados tienen eficiencias máximas del 12% [32], lo que implica producciones entre 50 y 70 kWe para el CPB, y 180 y 200 kWe para el campo CPA considerando eficiencias promedios del 9%. Este resultado demuestra las cantidades útiles de energía geotérmica disponibles en campos petroleros.

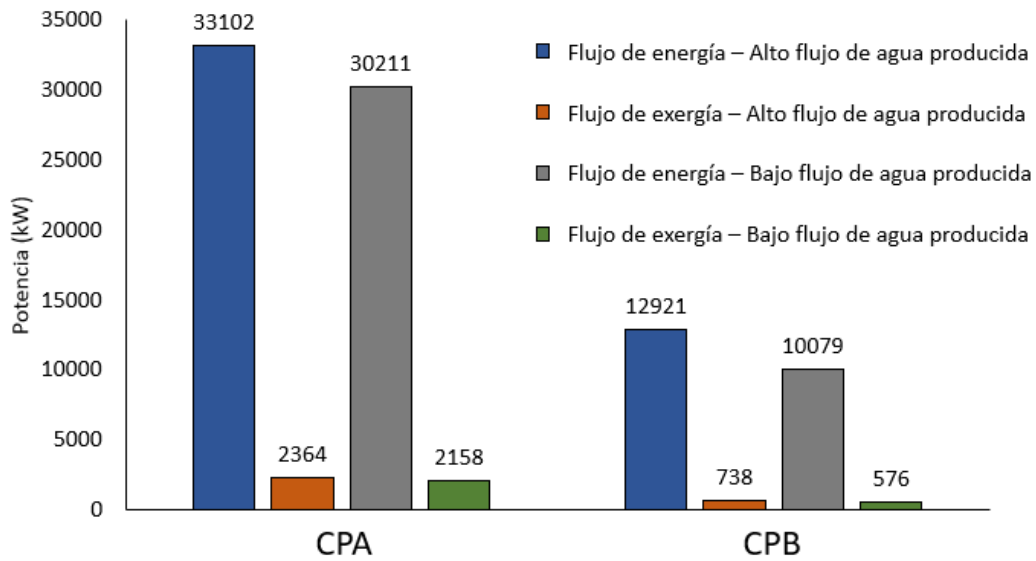


Figura 2. Exergía y energía de campos petroleros evaluados

**Puesta en marcha de primer piloto de coproducción de petróleo y energía eléctrica en Colombia.** El primer piloto de campo se llevó a cabo en CPA. La instalación de los equipos en campo se realizó en una instalación donde el agua producida podía ser tratada previo al ingreso a las unidades de generación ORC. El tratamiento de esta agua, además de ser una práctica normal en los campos petroleros, eliminó contaminantes tales como incrustaciones e hidrocarburos que podrían afectar la operación de la unidad ORC. La Figura 3 muestra el sistema ORC instalado en uno de los campos petroleros. La Figura 3 muestra equipos usados en campo para la producción de energía eléctrica. El panel (a) de la Figura 3 muestra la parte interna del modulo de producción de energía. Por otro lado, el panel (b) muestra la parte externa del modulo de producción de energía, donde se destaca el condensador que utiliza aire como fluido para condensación del fluido de trabajo en el ORC a través de un intercambiador de calor.



(a)



(b)

Figura 3. Equipos usados en campo para producción de energía eléctrica

El funcionamiento del equipo se evalúa en un promedio de 24 h considerando la potencia producida y la máxima que se podría obtener al considerar una maquina térmica reversible como la máquina de Carnot. Los resultados del rendimiento del equipo son mostrados en la Tabla 2. Como se muestra en la Tabla 2, existe una relación inversa entre la temperatura ambiente y la producción de energía eléctrica, algo esperado debido a la naturaleza de las maquinas térmicas; entre mayor sea la diferencia de temperaturas entre la fuente y el sumidero, mayor es la eficiencia de una maquina térmica. Algo que también se corrobora con la eficiencia de Carnot. Como

consecuencia de esto, las mayores tasas de generación de energía se obtienen durante la noche y la madrugada (19:00-5:00), horas donde la temperatura ambiente es la menor. Las diferencias observadas entre la eficiencia del equipo y la eficiencia de Carnot se explican por las irreversibilidades dadas por la transferencia de calor, expansión de fluidos, fricción, entre otro tipo de irreversibilidades. Además, también se deben considerar que la eficiencia del equipo en campo se encuentra dentro de los rangos de valores esperados para este tipo de sistema de generación [33-36].

Tabla 2. Monitoreo del rendimiento de equipo de producción de energía eléctrica en campo petrolero

hora	Flujo másico de magua (kg/s)	Potencia térmica (kWt)	$\eta_{real}$	$\eta_{Carnot}$
5:44	35.8	1803	4%	19%
9:02	30.7	1548	4%	18%
10:00	30.7	1548	3%	17%
11:00	30.7	1548	3%	17%
12:00	30.7	1548	3%	17%
13:02	35.1	1767	3%	17%
14:00	35.1	1767	3%	17%
15:00	35.1	1767	3%	17%
16:00	35.1	1767	3%	17%
17:00	35.1	1767	3%	17%
18:00	32.9	1662	4%	18%
19:00	26.4	1332	5%	18%
20:00	31.8	1603	4%	18%
21:00	30.5	1537	5%	18%
22:00	31.6	1594	5%	19%
23:00	31.4	1581	5%	19%
0:00	32.7	1649	5%	19%
1:00	29.7	1496	5%	19%
2:00	30.0	1511	5%	19%
3:00	31.3	1575	5%	19%
4:00	31.4	1584	5%	19%
5:00	26.2	1321	6%	19%

## Conclusiones

- En los dos campos petroleros que fueron objeto de este estudio, y según los cálculos termodinámicos, el potencial teórico máximo para la producción de energía geotérmica es de 2260 kWe para CPA y 657 kWe para CPB. Este trabajo ha demostrado la viabilidad técnica de esta energía geotérmica en aplicaciones de campos petroleros, lo que puede servir como ejemplo a seguir para otros en la industria.
- Este proyecto es un ejemplo importante de cómo Colombia puede implementar estrategias innovadoras para satisfacer las crecientes necesidades energéticas usando los recursos disponibles en la industria del petróleo y gas.
- Para complemento de la investigación, se recomienda realizar un análisis de impactos ambientales, donde se incluyan índices como huella de carbono, agotamiento de recursos como combustibles fósiles y metales, impactos en tierra, incluyendo acidificación, entre otros. Además de esto, un análisis económico de impacto a gran escala ayudaría a evaluar la sostenibilidad del proceso.

## 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. Vie, A. Bonanni, C. Lewiner, R. Cozzens, G. Modi, A. Klingberg, *et al.*, "World Energy Markets Observatory-Wemo 2020, November 2020," 2020.
- [3] Capgemini. (2019, 27/01/2020). *La crisis como una oportunidad*.
- [4] P. Agreement, "UNFCCC, 'Adoption of the Paris Agreement', *fccc/cp/2015/L*, vol. 9, 2015.
- [5] UNFCCC, "The 2021 United Nations Climate Change Conference," 2021.
- [6] 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.
- [7] D. A. Moreno-Rendón, J. López-Sánchez, and D. J. I. y. U. Blessent, "Geothermal Energy in Colombia as of 2018," vol. 24, 2020.
- [8] 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.
- [9] 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.
- [10] 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.
- [11] 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.
- [12] 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.
- [13] 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.
- [14] E. J. G. Lozano, "Hot springs and geothermal energy in Colombia," vol. 17, pp. 377-379, 1988.
- [15] 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>
- [16] 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.
- [17] 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.
- [18] 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.
- [19] 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.
- [20] 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.
- [21] B. Harris, "A CFD Study on the Extraction of Geothermal Energy from Abandoned Oil and Gas Wells," 2017.
- [22] 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.
- [23] 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.
- [24] K. Wang, B. Yuan, G. Ji, X. J. J. o. P. S. Wu, and Engineering, "A comprehensive review of geothermal energy extraction and utilization in oilfields," vol. 168, pp. 465-477, 2018.
- [25] 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.
- [26] 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.
- [27] T. Li, J. Zhu, and W. Zhang, "Cascade utilization of low temperature geothermal water in oilfield combined power generation, gathering heat tracing and oil recovery," *Applied Thermal Engineering*, vol. 40, pp. 27-35, 2012.
- [28] Y. Yang, Y. Huo, W. Xia, X. Wang, P. Zhao, and Y. Dai, "Construction and preliminary test of a geothermal ORC system using geothermal resource from abandoned oil wells in the Huabei oilfield of China," *Energy Economics*, vol. 140, pp. 633-645, 2017.
- [29] 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.
- [30] W. D. Gosnold, "Electric Power Generation from Low to Intermediate Temperature Resources," Univ. of North Dakota, Grand Forks, ND (United States)2015.
- [31] 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.
- [32] F. Vélez, J. J. Segovia, M. C. Martín, G. Antolín, F. Chejne, and A. Quijano, "A technical, economical and market review of organic Rankine cycles for the conversion of low-grade heat for power generation," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 16, pp. 4175-4189, 2012.
- [33] E. Barbier, "Geothermal energy technology and current status: an overview," *Renewable and sustainable energy reviews*, vol. 6, pp. 3-65, 2002.
- [34] X. Bu, W. Ma, and H. J. R. e. Li, "Geothermal energy production utilizing abandoned oil and gas wells," vol. 41, pp. 80-85, 2012.
- [35] 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.
- [36] L. Junrong, L. Rongqiang, and S. Zhixue, "Exploitation and utilization technology of geothermal resources in oil fields," in *Proceedings World Geothermal Congress 2015*, 2015.
- [37] 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.
- [38] 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.