https://doi.org/10.56469/rcti.v23i33.1590

Rehabilitación de pozos petroleros para la generación de energía geotérmica en Santa Cruz, Bolivia

Rehabilitation of oil wells for the generation of geothermal energy in Santa Cruz, Bolivia

Nicómedes Saavedra-Arancibia [1] ✉ • Nestor Juvenal Mendez Rivas [1] • Edgar Caba Ckacka [2] • Valeria Carata Bejarano [2]

Recibido: 9 Diciembre 2024 / Revisado: 18 Febrero 2025 / Aceptado: 20 Marzo 2025 / Publicado: 30 Mayo 2025

Resumen

La reutilización de pozos petroleros abandonados en Bolivia, como el Tacobo-X1003, representa una oportunidad para generar energía geotérmica sostenible mediante el Ciclo de Rankine Orgánico. Este estudio evalúa el potencial de generación eléctrica a partir del fluido geotérmico del pozo TCB-X1003, situado en el campo Tacobo del departamento de Santa Cruz, Bolivia. Mediante un enfoque cuantitativo y un diseño no experimental transeccional, se evaluó la viabilidad de aprovechar esta fuente de energía renovable. La simulación del reservorio, realizada con el software CMG (Computer Modelling Group), determinó que el fluido en la cabeza del pozo alcanza una temperatura de 134,03°C, con un caudal de producción de agua de 1192,41 m³/h y un flujo másico de 13,8 kg/s. Con estos parámetros, se utilizó el software Aspen HYSYS para modelar una planta geotérmica de ciclo binario, empleando isobutano como fluido de trabajo. El estudio indicó que la planta podría operar con una capacidad de 448,6 kW, alcanzando una producción anual de 3929,74 MWh. Esta generación representaría el 26,4% de la demanda energética de la planta de procesamiento de gas Tacobo, situada a 10 km del pozo. Los resultados respaldan el potencial del pozo TCB-X1003 para la generación de energía, contribuyendo a la reducción del consumo externo y al impulso de fuentes renovables en la región. La reutilización del pozo abandonado TCB-X1003 para generación geotérmica es viable, con una capacidad de 448,6 kW. La planta cubriría el 26,4% de la demanda energética local, reduciendo el consumo de gas natural y las emisiones de CO_2.

Palabras claves: Central binaria, Temperatura de reservorio, Conectividad hidráulica, Isobutano, Matriz energética.

Nestor Juvenal Mendez Rivas
https://orcid.org/0009-0009-5247-8835

Edgar Caba Ckacka
https://orcid.org/0009-0006-9212-9451

Valeria Carata Bejarano
https://orcid.org/0009-0009-0483-5500

✉ Nicómedes Saavedra-Arancibia / saavedra.nicomedes@usfx.bo
https://orcid.org/0009-0003-9354-1606

1 Carrera de Ingeniería de Petróleo y Gas Natural, Universidad Mayor Real y Pontificia de San Francisco Xavier de Chuquisaca
2 Carrera de Ingeniería Química, Universidad Mayor Real y Pontificia de San Francisco Xavier de Chuquisaca

Abstract

Reusing abandoned oil wells in Bolivia, such as Tacobo-X1003, represents an opportunity to generate sustainable geothermal energy using the Organic Rankine Cycle. This study evaluated the potential for power generation from the geothermal fluid of well TCB-X1003, located in the Tacobo field in the Santa Cruz, Bolivia department. The feasibility of harnessing this renewable energy source was assessed using a quantitative approach and a non-experimental cross-sectional design. Reservoir simulation, performed with CMG (Computer Modeling Group) software, determined that the fluid at the wellhead reaches a temperature of 134.03°C, with a water production rate of 1192.41 m³/h and a mass flow rate of 13.8 kg/s. With these parameters, Aspen HYSYS software was used to model a binary cycle geothermal plant, using isobutane as the working fluid. The study indicated that the plant could operate with a capacity of 448.6 kW, achieving an annual production of 3,929.74 MWh. This generation would represent 26.4% of the energy demand of the Tacobo gas processing plant, located 10 km from the well. The results support the potential of the TCB-X1003 well for energy generation, contributing to the reduction of external consumption and the promotion of renewable sources in the region. Reusing the abandoned TCB-X1003 well for geothermal generation is feasible, with a capacity of 448.6 kW. The plant would cover 26.4% of local energy demand, reducing natural gas consumption and CO_2 emissions.

Keywords: Binary power plant, Reservoir temperature, Hydraulic connectivity, Isobutane, Energy matrix.

Introducción

"La descarbonización de las comunidades y su suministro de energía se considera un camino prioritario contemporáneo, aunque plantea muchos desafíos. A medida que más países se industrialicen y el crecimiento de la población continúe, el consumo de energía seguirá aumentando" (Santos et al., 2022, p. 1288). "Muchos países ya se han comprometido a reducir e incluso lograr emisiones netas de carbono cero para el 2050" (Santos et al., 2022, p. 1288).

En la actualidad, la producción energética a nivel mundial se basa en gran medida en la explotación de recursos fósiles, principalmente petróleo y gas. No obstante, la sociedad ha venido desarrollando importantes esfuerzos para aprovechar y utilizar otros recursos energéticos renovables y sostenibles a largo plazo, que generan un menor impacto negativo en el medioambiente.

Entre estos recursos se encuentran la energía solar, eólica, hidráulica, mareomotriz y geotérmica (Kurnia et al., 2022; Santos et al., 2022).

"Entre ellas, la energía geotérmica ha ganado impulso recientemente debido a su amplia disponibilidad, huella relativamente pequeña y mejor fiabilidad. Además, se puede aprovechar continuamente sin dependencia de las condiciones ambientales" (Kurnia et al., 2022, p. 29). Un estudio del proyecto Deep Carbón ha confirmado que la producción de energía geotérmica no incrementa las emisiones de gases de efecto invernadero (CO_2 y CH_4) en áreas geotérmicas; las emisiones totales permanecen constantes, distribuyéndose entre las emisiones naturales y las generadas por las plantas geotérmicas. Estos hallazgos permiten clasificar la energía geotérmica como un recurso sostenible con emisiones de carbono por debajo del umbral de 100 gramos de CO_2 equivalente por kilovatio-hora (g CO_2e/kWh) (Jorquera, 2022a).

"A pesar de su tremendo potencial, el progreso en la utilización y adopción de la energía geotérmica ha sido relativamente lenta y enfocado solo en ubicaciones geográficas específicas, es decir, áreas con intensa actividad volcánica y actividades hidrotermales. La razón principal de esta lentitud

en el progreso es el alto riesgo y el alto costo de perforación de pozos geotérmicos" (Kurnia et al., 2022, p. 29).

Para la energía geotérmica, una gran parte del costo de implementación proviene de la perforación y terminación de los pozos geotérmicos (Allahvirdizadeh, 2020), el cual puede llegar a ocupar el 30% - 40% del costo total del proyecto geotérmico (BPT Team, 2024). La reutilización de pozos de petróleo y gas abandonados para la generación de energía geotérmica está ganando impulso en la investigación internacional. Sin embargo, en algunos países, las políticas gubernamentales aún no consideran esta alternativa como una opción viable (Jorquera, 2021).

Los pozos de petróleo y gas abandonados tienen un gran potencial para convertirse en pozos geotérmicos, ya que tienen registros de datos completos a lo largo de sus períodos de producción y las instalaciones existentes disponibles en los pozos de petróleo se pueden usar directamente para la extracción de energía geotérmica (Nassan et al., 2024).

La reutilización de pozos de petróleo y gas abandonados es ventajosa porque los pozos están perforados; sin embargo, el principal problema de su aprovechamiento es la baja temperatura del fluido geotérmico (entre 100ºC y 150 ºC) (Santos et al., 2022).

El consorcio Wells2Watts, liderado por Baker Hughes en colaboración con empresas como Continental Resources, INPEX y Chesapeake Energy, busca transformar pozos petroleros, gasíferos y geotérmicos no productivos en fuentes de energía renovable mediante tecnología de circuito cerrado. El proyecto inicial, ubicado en el Centro de Innovación Energética Baker Hughes en Oklahoma, establecerá un laboratorio pionero para probar y validar estas tecnologías. Esta iniciativa, que combina innovación tecnológica y sostenibilidad, refleja el compromiso del sector energético con soluciones limpias y económicas, con enfoque inicial en América del Norte y Asia-Pacífico (Jorquera, 2022b).

La reutilización de pozos de petróleo y gas abandonados, para generar energía geotérmica en Alberta, Canadá, demuestra un gran potencial. Un estudio simula su capacidad de extracción de calor, revelando que el 80% de los pozos son aptos para generar energía, especialmente para calefacción. Un pequeño porcentaje, con temperaturas de 109 °C, puede generar electricidad (Zolfagharroshan et al., 2024).

Para generar energía eléctrica a partir de fluidos geotérmicos de baja temperatura, el Ciclo de Rankine Orgánico (ORC) binario cerrado ha demostrado ser una opción factible (Liu et al., 2021). La tecnología ORC es un sistema de vanguardia donde los fluidos orgánicos de baja entalpía (típicamente, isobutano, isopentano, R-134a y amoníaco) con bajas temperaturas de ebullición en relación con el agua, son vaporizados por el agua de pozo recuperada para generar energía. El fluido de trabajo se calienta a través de un intercambiador de calor por el agua recuperada del pozo (Santos et al., 2022).

En Bolivia se tienen pozos petroleros abandonados como el Tacobo TCB-X1003 y TCB-X1002 del campo Tacobo. Estos pozos, antes de ser abandonados, producían agua a una temperatura promedio de 130 ºC en cabeza del pozo (ANH Bolivia, 2017; Pluspetrol, 2012), por lo que se tomarán como referencia para esta investigación.

Según la Organización de las Naciones Unidas [ONU] (2023), el Objetivo 7 busca garantizar acceso universal a energía limpia y asequible, clave para el desarrollo y la calidad de vida. Aunque el acceso a la electricidad ha mejorado, millones aún carecerán de ella o dependerán de tecnologías contaminantes en 2030. La energía es vital, pero contribuye al 60 % de las emisiones globales de gases de efecto invernadero. Para un futuro sostenible, se necesita invertir en energías renovables, mejorar infraestructuras, y gestionar las emisiones de combustibles fósiles con

soluciones como el secuestro de carbono.

Bolivia ha adoptado tratados y políticas ambientales para cambiar su matriz energética, dominada principalmente por la energía fósil, hacia energías renovables. Ejemplos incluyen su adhesión al Protocolo de Kioto, ratificación del Acuerdo de París en 2016, y la actual Agenda Patriótica 2025, que promueve el desarrollo de proyectos y tecnologías renovables (Fundación Jubileo, 2020).

El objetivo de este estudio es evaluar la viabilidad de reutilizar el pozo petrolero abandonado TCB-X1003 en Santa Cruz, Bolivia, para generar energía geotérmica mediante el Ciclo de Rankine Orgánico, promoviendo la sostenibilidad energética, reduciendo el consumo de gas natural y disminuyendo las emisiones de CO_2 en la región.

Materiales y métodos

El presente estudio se desarrolló bajo un enfoque cuantitativo, no experimental y transeccional, con el objetivo de evaluar la viabilidad de generar energía geotérmica a partir del pozo petrolero abandonado TCB-X1003 en Santa Cruz, Bolivia. Para ello, se emplearon herramientas de simulación avanzadas, como el software CMG para el modelamiento del reservorio Huamampampa y Aspen HYSYS para la simulación del ciclo binario, utilizando isobutano como fluido de trabajo. Los datos obtenidos se validaron mediante metodologías reconocidas en la literatura científica como es Ronald DiPippo y William Reynolds, asegurando la confiabilidad de los resultados. Este diseño metodológico permitió analizar de manera rigurosa el potencial energético del pozo, considerando sus características geológicas y termodinámicas, así como su impacto en la reducción del consumo de gas natural y las emisiones de CO_2.

Los pozos TCB-X1002 y TCB-X1003 fueron elegidos como casos de estudio debido a su historial de producción de petróleo, gas y agua del reservorio Huamampampa. Con el tiempo, la producción de petróleo y gas disminuyó, mientras que el caudal de agua aumentó, evidenciando su potencial para ser aprovechado como fuente de energía geotérmica. El pozo TCB-X1002 fue abandonado en 2007, y el TCB-X1003 dejó de operar en 2014. Ambos pozos conservan infraestructura esencial, como el árbol de producción, paneles de control y registros de presión, lo que simplifica su rehabilitación para la generación de energía geotérmica y reduce los costos asociados al equipamiento, haciendo que su reconversión sea viable tanto técnica como económicamente (Yavary & Torrez, 2012).

En este estudio, el pozo TCB-X1003 se define como productor, mientras que el TCB-X1002 actuará como inyector. No obstante, para garantizar la sostenibilidad del sistema, es esencial establecer una conexión hidráulica entre ambos pozos. Esta conexión permitirá reinyectar el fluido al reservorio, asegurando el mantenimiento de la presión y el equilibrio del sistema.

El reservorio Huamampampa se caracteriza por la presencia de microfracturas naturales, las cuales desempeñan un papel crucial en la conexión hidráulica entre los pozos que producían desde el mismo nivel. Estas condiciones geológicas, combinadas con sus propiedades físicas, lo convierten en un recurso valioso para el análisis de su potencial energético. Además, la profundidad de las aguas subterráneas en el pozo TCB-X1003 es de 5651 m y en el pozo TCB-X1002 es 5610 m, característica muy importante para cumplir con el ciclo geotérmico.

El reservorio registra una temperatura de 160 °C y una presión de 15 600 psi, además de diversas propiedades que reflejan su estado geológico y termodinámico. A continuación, se presentan algunos de los datos más relevantes.

Tabla 1. Propiedades del reservorio Huamampampa

Propiedad	Abreviatura	Unidad	Valor
Tope de formación (TCB – X1003)	H_{Tope}	*metro*	*5651*
Tope de formación (TCB – X1002)	H_{Tope}	*metro*	*5610*
Espesor de formación (TCB – X1003)	h	*metro*	*19*
Espesor de formación (TCB – X1002)	h	*metro*	*35*
Temperatura de reservorio	T_{res}	*°C*	*160*
Presión de reservorio	P_{res}	*psi*	*15 600*
Porosidad efectiva	$Ø$	*fracción*	*0,09*
Porosidad de fractura	$Ø_f$	*fracción*	*0,009*
Permeabilidad efectiva	k	*miliDarcy*	*1*
Permeabilidad de fractura	k_f	*miliDarcy*	*50*
Saturación inicial de agua	S_{wi}	*fracción*	*0,341*
Espaciamiento de fractura	$Esp._f$	*metro*	*0,001*
Compresibilidad	C_f	*1/psi*	*4,72e-5*
Presión de fractura	$P_{fract.}$	*psi*	*18800*
Capacidad calorífica volumétrica	c_v	*MJ/m³*K*	*2,9*
Conductividad térmica	k_{Tf}	*W/m*k*	*2,4*
Propiedades del agua de formación			
Propiedad	**Abreviatura**	**Unidad**	**Valor**
Densidad molar	P_{mol}	*kg/gmol*	*56.604*
Salinidad	S	*ppm*	*20.000*
Compresibilidad	C_W	*1/psi*	*3e-6*
Factor volumétrico	B_W	*Bbl/STB*	*1,035*
Conductividad térmica	k_{Tw}	*W/m*k*	*0,6*

Fuente: Adaptado en base a los siguientes documentos (Bundschuh & Suárez, 2010; Dordoni et al., 2014; Ministerio de Hidrocarburos y Energía, 2011)

Estos datos destacan las condiciones únicas del reservorio y su potencial para diversos procesos de aprovechamiento energético.

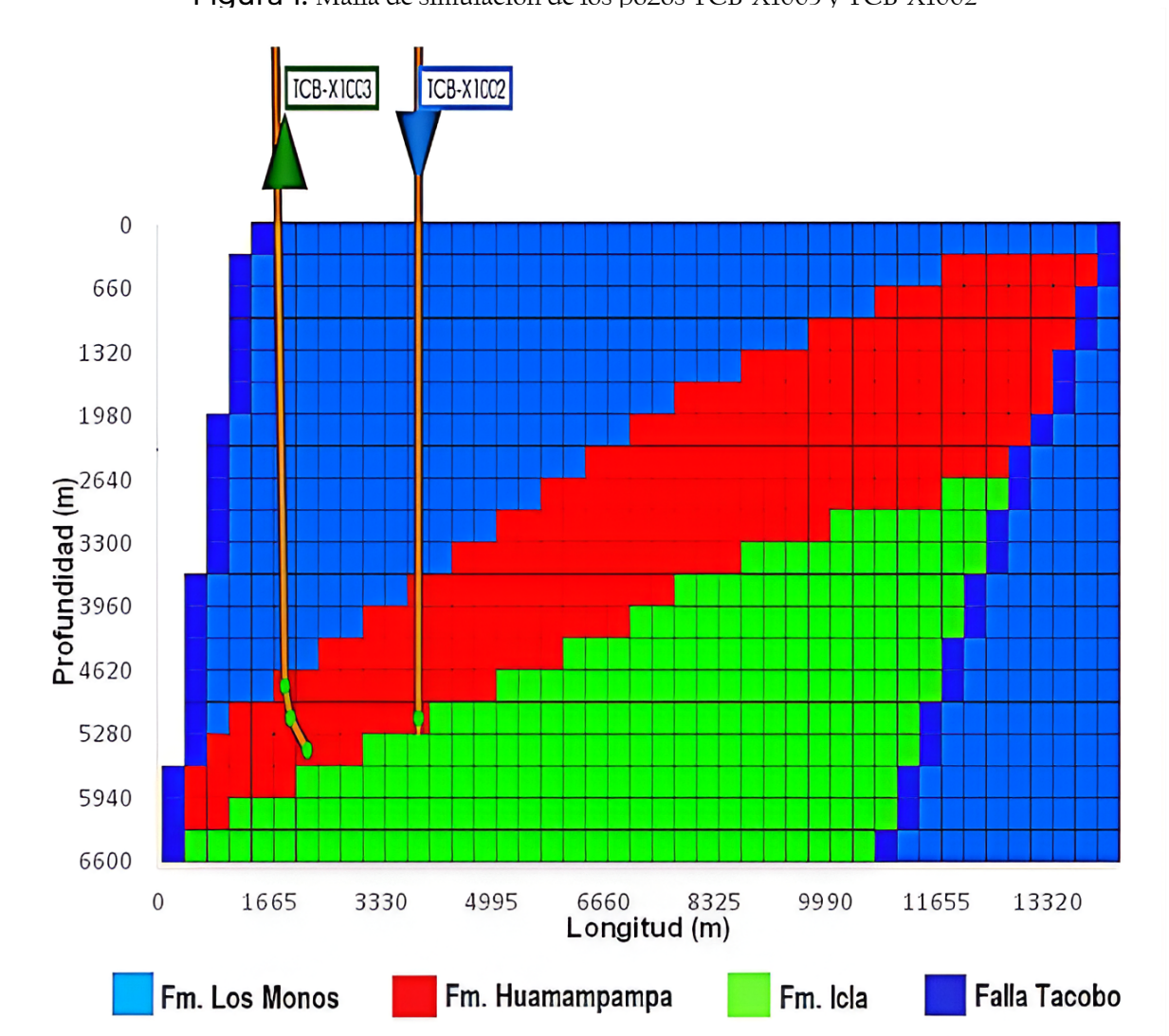
Para un análisis más riguroso se emplean softwares como el CMG y Aspen Hysys. El software CMG fue desarrollado por la empresa canadiense Computer Modelling Group Ltd, para el licenciamiento de tecnologías de simulación de reservorios y sistemas de producción, servicios especializados de consultoría, entrenamiento personalizado e investigación colaborativa; para esto desarrollaron la suite de programas de nombre homónimo. El software Aspen Hysys fue desarrollado por la empresa canadiense AspenTech, el cual es utilizado ampliamente en la industria petrolera y energética por su confiabilidad y por lograr un modelamiento matemático desde las operaciones unitarias hasta plantas químicas complejas. Los softwares mencionados no son de uso libre, pero el CMG cuenta con un periodo

de prueba gratuito y, para el caso del Aspen Hysys la Facultad de Ciencias y Tecnología de la Universidad San Francisco Xavier de Chuquisaca, cuenta con la licencia académica de uso.

Para el modelamiento del reservorio Huamampampa, se empleó el software CMG, configurado con parámetros de la tabla 1, considerando tres escenarios de producción (2500, 5000 y 7500 BPD) para determinar el caudal máximo en el que la reinyección de agua permite mantener la producción en el pozo TCB-X1003.

Se concluyó que 7500 BPD es el máximo caudal sostenible, ya que, a niveles superiores, incluso con reinyección, la energía del reservorio se agota. En cuanto a la conectividad hidráulica, como se puede apreciar en la figura 1, los datos de presión del pozo TCB-X1003 y el comportamiento con y sin reinyección en el pozo TCB-X1002 evidencian que ambos pozos están conectados hidráulicamente.

Figura 1. Malla de simulación de los pozos TCB-X1003 y TCB-X1002



Posteriormente, se usó el software Aspen HYSYS para la simulación del ciclo binario de la planta geotérmica piloto y la determinación del potencial eléctrico, integrando los datos del fluido geotérmico (agua caliente) obtenido en la cabeza del pozo. Para el cálculo de las propiedades del fluido de trabajo, se utilizó el modelo termodinámico de Peng-Robinson, considerando como fluido principal el isobutano (R600a-C4H10). El isobutano fue seleccionado por las siguientes ventajas: temperatura crítica menor a la del agua, factor muy importante para la operatividad del ciclo binario, por su estabilidad, compatibilidad con los materiales del ciclo y su bajo impacto ambiental. Además, su disponibilidad y bajo costo en Bolivia, al ser un subproducto del gas natural. La única desventaja es la inflamabilidad que se deberá considerar en la instalación.

Los resultados obtenidos a partir de las simulaciones fueron contrastados con cálculos analíticos con el fin de validar su precisión. Para ello, se adoptó la metodología propuesta por DiPippo (2016), en su obra Geothermal Power Plants, en la cual se presentan de manera detallada las ecuaciones específicas aplicables a ciclos binarios. Por otro lado, para determinar las propiedades termodinámicas del fluido de trabajo, tales como la entalpía y la entropía, se recurrió a los datos contenidos en el texto clásico de Reynolds (1979), Thermodynamic Properties in SI. Con base en estas referencias, se realizaron los cálculos correspondientes para cada uno de los equipos que integran el ciclo binario: la turbina, el condensador, la bomba isentrópica, el precalentador y el intercambiador de calor.

Finalmente, se llevó a cabo la optimización de la planta piloto geotérmica utilizando el simulador Aspen Hysys, considerando el flujo máximo del fluido de trabajo. Asimismo, se realizó una estimación de los costos asociados a la implementación de la planta y se calculó el costo nivelado de energía (LCOE) con la ecuación (1), tomando en cuenta tanto los equipos principales como los auxiliares. Adicionalmente, se evaluó la reducción de emisiones de dióxido de carbono equivalente (tCO_2eq) con la ecuación (2), resultado de la disminución en el consumo de combustibles durante la operación de la planta de procesamiento de gas natural de Tacobo.

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^{n} \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^{n} \frac{M_{t,el}}{(1+i)^t}} \quad (1)$$

LCOE: es el costo nivelado de electricidad en USD/kWh o USD/MWh, I_0: es la inversión inicial en USD, A_t: es el costo anual de operación/ mantenimiento total en USD/año t, $M_{t,el}$: es la producción anual de electricidad en kWh/año t o MWh /año t, i: es la tasa de interés en %, n: es la vida útil económica de la central en años y t: son los Años (1, 2, … n).

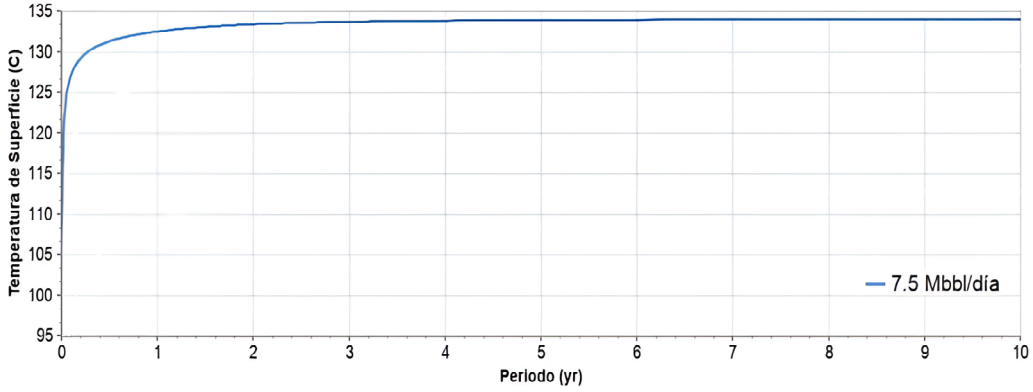
$$Emisiones\ reducidas = Volumen\ de\ gas\ desplazado * Factor\ de\ emision\ de\ gas \quad (2)$$

El factor de emisión del gas natural según la página de la Secretaría de Energía de Argentina (2021) es de 1,95 tCO_2eq/dam^3.

Resultados

Los resultados obtenidos indican que, con un caudal de producción factible de 7500 BPD, la temperatura del agua de formación en superficie alcanza los 134,03 °C y se estabiliza después del primer año, manteniéndose constante durante el periodo proyectado de producción. En cuanto a la presión, esta inicia en 7869,26 psi y experimenta una disminución gradual a partir del sexto año, estabilizándose finalmente en 462,73 psi al término de la proyección. Además, se determinó que el caudal de producción e inyección del agua es de 1192,41 m^3/h, mientras que el flujo másico del agua alcanza un valor de 13,8 kg/s.

Figura 2. Resultado del alcance de la temperatura con CMG para una producción de 7500 BPD según condiciones del pozo TCB – X1003 caso de estudio



Los resultados de la simulación muestran que la potencia de generación eléctrica de la turbina y el generador es directamente proporcional al flujo másico del fluido de trabajo, siempre dentro de los límites físicos establecidos por el simulador. Este último utiliza ecuaciones de estado y algoritmos que determinan el valor máximo permitido para esta variable. Para un flujo másico de isobutano de 6,69 kg/s, los resultados obtenidos se resumen en la Tabla 2. Obteniendo una potencia neta de 329,8 kW, mientras que el cálculo analítico resultó en 326,04 kW. Esta comparación valida la coherencia y precisión de los resultados obtenidos mediante ambas metodologías.

Tabla 2. Resultados obtenidos en el simulador Hysys y cálculo analítico

Modo de cálculo	Flujo másico del fluido de trabajo (kg/s)	Temperatura de cabeza del pozo (°C)	Profundidad del pozo (m)	Potencia neta (kw)
Con el software Hysys	*6,9*	*134*	*5670*	*329,80*
De manera analítica	*6,69*	*134*	*5670*	*326,04*

En el software Aspen HYSYS se realizaron simulaciones para optimizar la producción de energía eléctrica, tomando en cuenta las limitaciones termodinámicas del fluido. Como resultado, se obtuvo una potencia de generación eléctrica de 448,60 kW. Para un flujo másico de 9,10 kg/s de isobutano.

La planta geotérmica no solo está compuesta por los equipos principales mencionados anteriormente, sino también por equipos auxiliares, cuya consideración es fundamental debido a su influencia en el costo total de la planta. Estos equipos se presentan en la Tabla 3.

Figura 3. Diagramas del proceso de ciclo binario para generación eléctrica, el primero general en Hysys y otro con detalle de los equipos

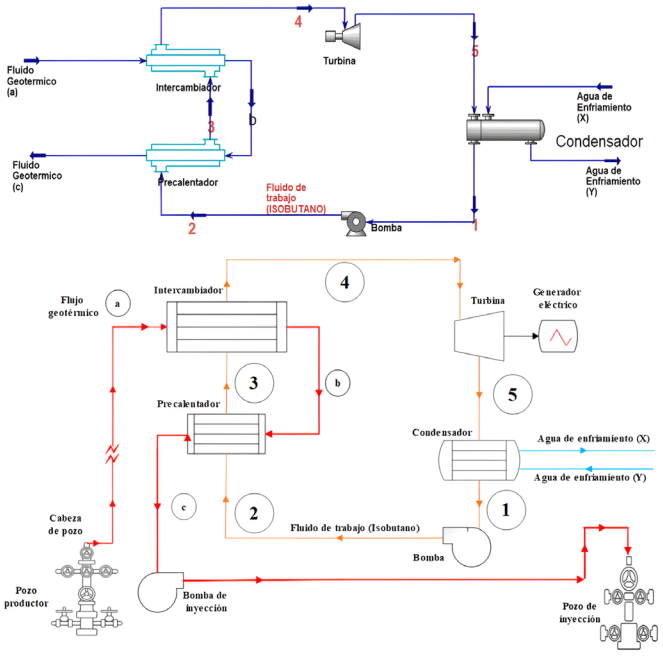


Tabla 3. Costos referenciales de los equipos principales auxiliares

Equipos	Marca	Cantidad	Costo (USD)
Bomba centrífuga	*KSB-HPH 50-200F*	*2*	*14 368*
Precalentador	*BOSCH UL-S*	*1*	*71 839*
Intercambiador de calor	*CENTURY C100*	*1*	*86 207*
Turbina	*SIEMENS SST-100*	*1*	*107 759*
Condensador	*CENTURY C100*	*1*	*86 207*
Costo total de equipos principales (USD)			**366 379**
Torre de enfriamiento		*1*	*4310*
Válvulas		*4*	*575*
Tuberías 4" a 6" de diámetro		*80*	*22 989*
Tanque de almacenamiento del isobutano		*1*	*1437*
Tanque de almacenamiento de agua		*1*	*718*
Accesorios		*20*	*1437*
Otros		*1*	*1724*
Isobutano (m 3)		*100*	*4310*
Costo total de equipos auxiliares (USD)			**37 500**
Montaje e instalación		*80 000*	
Costos totales Capex (USD)			**483 879**

Nota.- En Bolivia la empresa de Hansa tiene equipos de diferentes marcas.
Fuente: Obtenido mediante la cotización (J. Flores, comunicación personal, 18 de febrero de 2023)

El costo total de la planta geotérmica piloto, con una capacidad de generación de 448,6 kW, asciende a 483 879 USD. A este monto se suman los costos de mantenimiento y operación, alcanzando un total de 543 879 USD. El costo nivelado de energía (LCOE), estimado para una vida útil económica de 20 años, es de 0,1384 USD/kWh, lo que convierte a esta alternativa en una opción más económica frente a la tarifa promedio vigente para el sector industrial en Bolivia. Según la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN), dicha tarifa es de 1,593 Bs/kWh (Resolución AETN N°681, 2022, p. 36).

La implementación de esta planta geotérmica permitirá cubrir la demanda energética del 26,4% de la planta de procesamiento de gas Tacobo, equivalente a 0,1122 MMPCD, generando una ganancia anual estimada de 549 528,02 USD al comercializar gas al precio internacional actual.

Desde una perspectiva ambiental, la planta geotérmica piloto permitiría reducir las emisiones de dióxido de carbono equivalente (CO_2eq) al disminuir el consumo de gas natural en la planta de procesamiento de Tacobo. Según el factor de emisión del gas natural, establecido en 1,95 tCO_2eq/dam^3 (Secretaría de Energía de Argentina [SEA], 2021). Las emisiones reducidas se calculan con base en el volumen de gas desplazado. Para un desplazamiento de 3177,2 m^3/día, se estima una reducción anual de 2261,34 tCO_2eq, gracias a la generación de energía eléctrica con esta alternativa sostenible.

Discusión

Los resultados de este estudio demuestran que el pozo TCB-X1003 posee un potencial significativo para la generación de energía geotérmica, con una temperatura en superficie de 134,03 °C y un flujo másico de 13,8 kg/s. Estos hallazgos respaldan la viabilidad técnica y económica de convertir pozos petroleros abandonados en fuentes de energía renovable, lo que podría tener un impacto transformador en la matriz energética de Bolivia. La implementación de una planta geotérmica piloto con una capacidad de 448,6 kW no solo cubriría el 26,4% de la demanda energética de la planta de procesamiento de gas Tacobo, sino que también reduciría las emisiones de CO_2 en 2261,34 tCO_2eq anuales, contribuyendo a los compromisos globales de sostenibilidad.

Además, el costo nivelado de energía (LCOE) de 0,9633 Bs/kWh es competitivo frente a la tarifa industrial actual en Bolivia de 1,593 Bs/kWh, lo que sugiere que este tipo de proyectos podría ser económicamente atractivo para inversionistas y operadores. La reutilización de pozos abandonados, como el TCB-X1003, también reduce los costos iniciales asociados con la perforación y terminación de nuevos pozos, lo que coincide con las observaciones de Allahvirdizadeh (2020).

Sin embargo, es importante reconocer las limitaciones de este estudio. Los resultados obtenidos dependen en gran medida de datos históricos del pozo y del reservorio Huamampampa, los cuales podrían no reflejar condiciones futuras debido a posibles cambios geológicos o variaciones operativas. Además, las simulaciones realizadas con CMG y Aspen HYSYS se basan en supuestos y simplificaciones que podrían no capturar por completo la complejidad del sistema geotérmico. Un aspecto no considerado, por ejemplo, es la posible variación en la conectividad hidráulica del reservorio a largo plazo, lo que podría afectar la sostenibilidad de la producción.

Otra limitación es la escalabilidad del proyecto. Este estudio se centra en un solo pozo, por lo que la viabilidad técnica y económica podría variar en otros pozos o regiones con características geológicas y termodinámicas diferentes. Además, no se consideraron factores externos, como cambios en las políticas energéticas, fluctuaciones en los precios del gas natural o posibles impactos sociales y ambientales no cuantificados.

Aunque existen ciertas limitaciones, los resultados obtenidos ofrecen un fundamento

robusto para investigaciones futuras y la implementación de proyectos piloto. La tecnología del Ciclo de Rankine Orgánico (ORC) ha probado ser una alternativa factible para generar energía a partir de fluidos geotérmicos de baja temperatura, tal como lo respaldan los estudios de Liu et al. (2021). Esto representa una oportunidad significativa para diversificar la matriz energética en Bolivia. Investigaciones posteriores podrían analizar la posibilidad de replicar este modelo en otros pozos inactivos, además de evaluar sus efectos a nivel regional y nacional.

Conclusiones

Se realizó la caracterización de las propiedades petrofísicas y térmicas del campo Tacobo, donde se encuentran los pozos abandonados TBC-X1003 y el pozo TCB-X1002, llegando a contrastar que los pozos tienen características adecuadas para convertirse en pozos geotérmicos.

Al realizar la simulación con el software CMG, se pudo evidenciar la conexión hidráulica entre el pozo productor TBC-X1003 y el pozo inyector TCB-X1002, que anteriormente producían gas de la misma formación Huamampampa, que se caracteriza por presentar microfractura. También se determinaron las variables más importantes del reservorio; temperatura del reservorio 160°C, temperatura en cabeza del pozo 134,03°C, caudal de producción e inyección del agua 1192,41 m^3/h y flujo másico del agua 13,8 kg/s.

Usando las variables obtenidas de la simulación con el software CMG y el fluido de trabajo isobutano seleccionado por sus propiedades adecuadas en este proceso, se pudo realizar la simulación de la planta geotérmica piloto con el proceso de ciclo binario, usando el software Hysys y cálculos analíticos. Se obtuvo que el potencial de generación de energía eléctrica del pozo es de 448,6 kW de potencia neta generada.

Al realizar el análisis de costos, se pudo obtener el costo nivelado de la energía (LCOE) de 0,9633 Bs/kWh, menor comparado con la tarifa actual de venta de energía eléctrica al sector industrial en Bolivia, que tiene un valor de 1,593 Bs/kWh.

La planta geotérmica piloto podría cubrir el 26,4% del requerimiento energético de la planta de procesamiento de gas natural de Tacobo, con una potencia instalada de 448,6 kW. Esto permitiría ahorrar 3177,2 m^3/día de gas natural, generando un ahorro anual de hasta 549 528 USD y reduciendo las emisiones de CO_2 equivalente en 2261,34 toneladas al año.

Bibliografía

Allahvirdizadeh, P. (2020). A review on geothermal wells: Well integrity issues. Journal of Cleaner Production, 275, 124009. https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.124009

ANH Bolivia, B. (2017). Fichas Técnicas de las Plantas que operan en Bolivia (pp. 1-42). Agencia Nacional de Hidrocarburos. www.anh.gob.bo/InsideFiles/Inicio/Banner/Banner_Id-51-180314-0427-2.pdf

BPT Team. (2024, noviembre 5). ¿Cuáles son los costos clave en la energía geotérmica? Business Plan Templates. https://businessplan-templates.com/es/blogs/running-costs/geothermal-energy

Bundschuh, J., & Suárez, M. C. (2010). Introduction to the numerical modeling of groundwater and geothermal systems: Fundamentals of mass, energy, and solute transport in poroelastic rocks. CRC Press.

DiPippo, R. (2016). Geothermal power plants: Principles, applications, case studies and environmental impact (Fourth edition). Butterworth-Heinemann is an imprint ot Elsevier.

Dordoni, G., Veizaga, M., Fernandez, M., & Vaca, W. (2014). Propuesta de Perforación Pozo San Isidro-X1 Re (SID-X1 Re). Pluspetrol Bolivia. https://es.scribd.com/doc/259235723/Progr-San-Isidro-x1-Re

Fundación Jubileo. (2020, mayo 1). Fundación Jubileo. https://jubileobolivia.org.bo/Ambito-

Tematico/Hidrocarburos-y-Mineria

Jorquera, C. (2021, abril 25). Llamado para reutilizar pozos petroleros abandonados en EE. UU. para explotar geotermia | PiensaGeotermia—Noticias de energía geotérmica Llamado para reutilizar pozos petroleros abandonados en EE. UU. para explotar geotermia. https://www.piensageotermia.com/llamado-para-reutilizar-pozos-petroleros-abandonados-en-ee-uu-para-explotar-geotermia/

Jorquera, C. (2022a, abril 26). Las plantas de energía geotérmica tienen un impacto cero en las emisiones de GEI, afirma un estudio | PiensaGeotermia—Noticias de energía geotérmica Las plantas de energía geotérmica tienen un impacto cero en las emisiones de GEI, afirma un estudio. https://www.piensageotermia.com/las-plantas-de-energia-geotermica-tienen-un-impacto-cero-en-las-emisiones-de-gei-afirma-un-estudio/

Jorquera, C. (2022b, diciembre 13). Baker Hughes lidera un consorcio para la rehabilitación de pozos abandonados para geotermia | PiensaGeotermia—Noticias de energía geotérmica Baker Hughes lidera un consorcio para la rehabilitación de pozos abandonados para geotermia. https://www.piensageotermia.com/baker-hughes-lidera-un-consorcio-para-la-rehabilitacion-de-pozos-abandonados-para-geotermia/

Kurnia, J. C., Shatri, M. S., Putra, Z. A., Zaini, J., Caesarendra, W., & Sasmito, A. P. (2022). Geothermal energy extraction using abandoned oil and gas wells: TECHNO-ECONOMIC and policy review. International Journal of Energy Research, 46(1), 28-60. https://doi.org/10.1002/er.6386

Liu, C., Wang, S., & Ren, J. (2021). Chapter 3 - Organic Rankine cycle driven by geothermal heat source: Life cycle techno-economic–environmental analysis. En J. Ren (Ed.), Renewable-Energy-Driven Future (pp. 67-124). Academic Press. https://doi.org/10.1016/B978-0-12-820539-6.00003-0

Ministerio de Hidrocarburos y Energía. (2011). Campos gasíferos y petrolíferos de Bolivia. https://acortar.link/fu0HSp

Nassan, T., Baganz, D., Alkan, H., & Amro, M. (2024). Reuse of Abandoned Hydrocarbon Wells and Reservoirs for Geothermal Energy. International Petroleum Technology Conference, IPTC 2024. Scopus. https://doi.org/10.2523/IPTC-24266-MS

Organización de las Naciones Unidas [ONU]. (2023). Informe de los Objetivos de Desarrollo Sostenible 2023: Edición especial. United Nations. https://doi.org/10.18356/9789210024938

Pluspetrol, B. (2012). Programa de perforación pozo Tacobo X1003 (p. 142). https://es.scribd.com/document/459386581/Programa-de-Perforacion-TCB-X1003-v3

Reynolds, W. C. (1979). Thermodynamic properties in si. Published by the Departament of Mechanical Engineering Stanford University, Standord CA 94305

Resolución AETN N°681. (2022). Autoridad de Electricidad y Tecnología Nuclear. https://www.aetn.gob.bo/web/

Santos, L., Dahi Taleghani, A., & Elsworth, D. (2022). Repurposing abandoned wells for geothermal energy: Current status and future prospects. Renewable Energy, 194, 1288-1302. https://doi.org/10.1016/j.renene.2022.05.138

Secretaria de energía de Argentina [SEA]. (2021). Datos Energía—Cálculo del factor de emisión de CO2 de la red Argentina de energía eléctrica [Información técnica]. secretaria de energía. http://datos.energia.gob.ar/

Yavary, J., & Torrez, N. (2012). Informe técnico campos Tacobo—Curiche (p. 63) [Técnico]. https://es.scribd.com/doc/253714496/1-Informe-Tecnico-Tcb-cur

Zolfagharroshan, M., Xu, M., Boutot, J., Zueter, A. F., Tareen, M. S. K., Kang, M., & Sasmito, A. P. (2024). Assessment of geothermal energy potential from abandoned oil and gas wells in Alberta, Canada. Applied Energy, 375, 124103. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2024.124103