

Energías de hoy y energías de mañana en la matriz energética de Bolivia: una apreciación de los recursos geotermales y radioactivos de nuestro territorio

Shirley López¹ y Néstor Jiménez²

¹Instituto de Investigaciones en Ingeniería Petrolera INSPET, Facultad de Ingeniería, UMSA

²Instituto de Investigaciones Geológicas y del Medio Ambiente, Facultad de Ciencias Geológicas, UMSA

Resumen

Se evalúan los recursos geotermales y de minerales radioactivos de Bolivia como alternativas potenciales a los combustibles fósiles (petróleo y gas natural) que, actualmente, dominan por mucho la producción y consumo local de energía. En realidad, cualquier plan de desarrollo energético debería contemplar prioritariamente el reemplazo de las numerosas plantas termoeléctricas distribuidas en nuestro territorio. Investigaciones anteriores identificaron tres campos geotermales de alta entalpía (>230°C) que podrían contribuir a la generación de energía eléctrica: Laguna Colorada, Empexa, y Sajama, todos ellos ubicados en la Cordillera Occidental, en regiones remotas y despobladas. Por lo tanto, actualmente no se puede considerar a estos recursos como parte de la solución del problema energético. Por el contrario, en la Cordillera Oriental, a lo largo de la faja de Huarina, existen varios campos geotermales de baja entalpía (<150°C) que deben evaluarse como fuentes potenciales de electricidad o para uso directo en invernaderos y calefacción de edificios puesto que están localizados cerca a grandes ciudades y poblaciones. En cuanto a los minerales radioactivos, varias anomalías y ocurrencias se encontraron en la década de los setenta del siglo XX, y un solo depósito de pequeño tamaño: Cotaje. En las últimas cuatro décadas no se puso en marcha ningún programa de exploración por minerales radioactivos. Consecuentemente, Bolivia no cuenta con la materia prima para implementar un plan de desarrollo nuclear.

Palabras clave: Sistema energético boliviano, campos geotermales, ocurrencias de minerales radioactivos en Bolivia

Abstract

The geothermal and radioactive minerals resources of Bolivia are evaluated as potential alternatives to fossil fuels (petroleum and natural gas) which, currently, dominate largely the local energy production and consumption. Actually, the main objective of any development plan of energy should look at primarily the replacement of the numerous thermoelectric plants scattered in our territory. Former investigations identified three high enthalpy geothermal fields (>230°C) that can contribute to the electric energy generation: Laguna Colorada, Empexa, and Sajama, all of them located in the Western Cordillera, in remote and deserted regions. Then, these resources cannot be considered, nowadays, as part of the solution of the energy problem. On the contrary, in the Eastern Cordillera, along the Huarina belt, there are a number of low enthalpy geothermal fields (<150°C) that must be evaluated as potential sources for electricity or for direct use in greenhouses and building heating since these fields are located close to big cities and towns. In what radioactive minerals concern, several anomalies and occurrences were found in the seventies of the XX century, and only a small uranium deposit: Cotaje. In the last four decades no exploration program for radioactive minerals carried out. Therefore, Bolivia does not possess the raw material to implant a nuclear development plan.

Keywords: Bolivian energy system, geothermal fields, radioactive minerals occurrence in Bolivia

INTRODUCCIÓN

El mundo ha sufrido profundamente los efectos de la pandemia de COVID-19 no sólo en el plano de la salud sino también en el desempeño económico y social. Uno de estos efectos fue el descenso de aproximadamente 7% en la demanda de energía debido a la reducción de las actividades económicas (McKinsey & Company, 2021). Actualmente se ha iniciado el proceso de recuperación post-pandemia que, según estimaciones, puede durar unos 3 o 4 años; la duda es si la actividad volverá a los niveles pre-COVID. Sea cual fuere el panorama futuro, parece que los combustibles fósiles seguirán jugando un rol de primera importancia en la economía mundial. Con excepción del carbón, cuya demanda decrecerá fuertemente en las próximas décadas, el petróleo y el gas aún experimentarán un incremento moderado en su demanda antes de comenzar a declinar a mediados de la próxima década. Se espera que, para entonces, la mitad de los requerimientos sean cubiertos por energías renovables, especialmente por el hidrógeno verde, si alcanza precios competitivos en el mercado.

Todos los antecedentes señalados parecen indicar que no se alcanzará la meta de bajar el incremento de temperatura global a niveles menores a 2°C en el presente siglo tal como se propuso en la Conferencia de París sobre cambio climático. La meta de cero emisiones de CO₂ para conseguir un incremento de sólo 1,5°C para el 2050 es aún mucho más difícil de alcanzar. Las emisiones de CO₂ a la atmósfera por el empleo de combustibles fósiles seguirán siendo altas sin que se las pueda reducir a los niveles requeridos para lograr el objetivo señalado. Las consecuencias para el clima mundial serán, por supuesto, notoriamente negativas.

PANORAMA BOLIVIANO

La situación en nuestro país no es muy diferente a la que se observa en el mundo. Bolivia tiene una fuerte dependencia de los hidrocarburos, tanto para la captación de divisas internacionales por venta de gas al extranjero como para su consumo interno. De acuerdo con la OLADE (citado en ENERGETICA, 2020), el año 2018 el 94,6% de la energía producida en el país correspondió a los hidrocarburos (80,7% al gas y 13,9% al petróleo). La biomasa contribuyó con el 2,66% y la energía hidroeléctrica producida sólo alcanzó a 1,44%. Pese a que no existen datos oficiales confiables, se puede inferir que las reservas gasíferas están declinando vertiginosamente porque, en las últimas décadas, no se efectuaron trabajos exploratorios que permitan reponer los volúmenes explotados.

Desde el punto de vista del consumo, más de 80% de la energía consumida en Bolivia proviene de los hidrocarburos; de lejos, el mayor consumidor de combustibles fósiles en el país es el transporte seguido por las actividades industriales y usos residenciales. La minería y la agroindustria son también consumidores de estos combustibles, especialmente de diésel, pero en proporciones mucho menores. El consumo de electricidad asciende a un 11%, y el de la biomasa a un 3%; pero, si se toma en cuenta que más del 70% de la electricidad se produce con el empleo de gas y diésel, el uso de combustibles fósiles en el país asciende a más de 90% del total de la energía consumida. La tabla 1, elaborada para el año 2017, da una idea de la manera en la que se genera la energía eléctrica en Bolivia.

Tabla 1: Generación de energía eléctrica en Bolivia

Centrales hidroeléctricas	26%
Centrales termoeléctricas de gas de ciclo abierto	55%
Termoeléctricas de gas de ciclo combinado	16%
Generadores de biomasa	2%
Generadores eólicos	1%

Para entender la tabla anterior, se debe recordar que la energía eléctrica en nuestro país es generada por tres componentes (Cauthin, 2019; ENERGETICA, 2020): (1) el Sistema Interconectado Nacional (SIN) que tiene a su cargo 26 plantas hidroeléctricas y 20 termoeléctricas; (2) los Sistemas Aislados (SA) que administran 20 centrales termoeléctricas; y (3) los Autoprodutores que tienen 11

plantas termoeléctricas. Cauthin (2019) llama la atención sobre la existencia de un excedente de producción eléctrica en Bolivia. Para el 2018, la oferta era de 2.424 MW y la demanda sólo 1.511 MW, originando un excedente de 913 MW. Las proyecciones, antes de la pandemia, indicaban que la oferta para el 2021 iría a crecer a 4.201 MW en tanto que la demanda sería de 1.879 MW, haciendo que el excedente crezca a 2.322 MW. Aparentemente, la pandemia frenó este crecimiento.

El Plan Gubernamental

El documento titulado *Plan para el desarrollo de las energías alternativas 2025* publicado el 2014 por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas expone las políticas energéticas que la administración actual pretende llevar a cabo. Sus principales objetivos son la universalización del acceso a la electricidad de la población boliviana, la seguridad energética, y la diversificación de la matriz. En este documento se reconoce la alta dependencia de los combustibles fósiles que tiene el sector energético, y plantea una sustitución gradual por las fuentes alternativas. De allí que, en años recientes y con mucho ruido, el gobierno ha emprendido proyectos, que sólo se pueden considerar como demostrativos, para generar energía eólica y energía solar, y ha impulsado la construcción de una planta de generación de energía geotermal. Algunos de estos proyectos están ubicados donde efectivamente pueden sustituir a algunas de las numerosas plantas termoeléctricas que existen en nuestro extenso territorio; pero otros sólo van a añadir más potencia al sistema que ya tiene un excedente preocupante. Por otro lado, ENERGÉTICA (2020) critica con justeza este plan, ya que sólo atiende al consumo de electricidad en el país que apenas alcanza al 11% del total de la energía consumida. Para el resto no existe ninguna propuesta. Por ello, es necesario reevaluar el plan general de desarrollo energético del gobierno.

Es claro que las fuentes energéticas renovables sólo pueden sustituir parcialmente al consumo de combustibles fósiles debido al nivel de desarrollo tecnológico actual. Por otro lado, las energías renovables llamadas intermitentes, como la eólica y la solar, no tienen la misma calidad que las generadas por otros medios debido a su dependencia del clima, por lo que su contribución a un cambio de la matriz energética boliviana será, inevitablemente, limitada y deben estar apoyadas por otras fuentes.

Por todo lo expuesto, es necesaria la evaluación de todas las potenciales fuentes de energía alternativa con las que se cuenta en nuestro territorio porque se corre el riesgo de entrar en una crisis que haría inviable cualquier plan de desarrollo. Desde un punto de vista geológico, dos fuentes de energía deben ser objeto de evaluación: los campos geotermales y los minerales radioactivos. La evaluación debe determinar su grado de disponibilidad, su calidad, y el rol potencial que pueden jugar ambas fuentes de energía en el panorama energético del país. En el presente trabajo, se pretende dar algunas líneas generales para alcanzar esa evaluación.

RECURSOS GEOTERMALES

Gupta y Roy (2007) definen Recurso Geotermal como un reservorio, localizado en el subsuelo, del que se puede extraer calor con costos comparables o menores a los de otras fuentes de energía convencionales (hidroeléctrica o combustibles fósiles) para generar energía eléctrica u otra aplicación en la industria, agricultura o en el uso doméstico. Los mismos autores indican que, actualmente, por lo menos unos 21 países usan energía geotermal para generar electricidad totalizando una producción de unos 8.000 MWe; en tanto que otros 58 países emplean esta energía para calefacción y refrigeración, piscicultura, agricultura, industria o en centros de salud con una producción total de 15.000 MWt.

Un sistema geotermal está esencialmente formado por tres componentes (Gupta y Roy, 2007):

1. Una gran fuente de calor

2. Un reservorio con capacidad de acumular calor
3. Una barrera que conserva el calor acumulado

Existen varias clasificaciones de reservorios geotermales pero la más utilizada por su simplicidad es la que toma en cuenta la temperatura. Sanyal (2005) presenta un esquema de clasificación que se basa no sólo en la temperatura del reservorio sino también en otros parámetros entre los que destaca la fracción de vapor en la fase fluida. La tabla 2 resume las principales características de las siete clases de reservorios que propone este esquema. De acuerdo con el desarrollo tecnológico actual, todas las clases son potencialmente capaces de generar energía eléctrica en cantidades muy variables.

Tabla 2: Clasificación de recursos geotermales (Sanyal, 2005)

Clase	Temperatura (°C)	Fase fluida
Muy baja temperatura	100 a <150	Agua líquida
Baja temperatura	150 a <190	Agua líquida
Temperatura moderada	190 a <230	Agua líquida
Alta temperatura	230 a <300	Dos fases, dominada por agua
Ultra alta temperatura	300	Dos fases, dominada por agua
Campos de vapor	230 a 240	Vapor

La parte andina de Bolivia está ubicada en un área orogénica con volcanismo activo a potencialmente activo, por lo tanto, tiene un potencial geotermal importante. En el mapa de la figura 1 están localizados los campos geotermales conocidos. Tal como se podía esperar, todos ellos están ubicados en las dos fajas en las que los flujos de calor son más altos: el arco volcánico y la faja de Huarina. Gran parte de la información sobre estos campos figura en informes a organismos internacionales o en resúmenes de congresos especializados; muy poco fue publicado formalmente hecho que dificulta la investigación. Uno de esos informes es el de Battocletti (1999) quien realizó una evaluación del potencial energético geotermal de Latinoamérica y el Caribe. Para Bolivia toma en cuenta diez reservorios infiriendo un potencial geotermal de 2.490 MWe. En el mapa de la figura 1 están ubicados los campos geotermales considerados y en la tabla 3 se muestran sus características más importantes. Según esta autora, tres campos sobresalen claramente: Laguna Colorada, Empexa, y Sajama, todos ellos con temperaturas por encima de 230°C. Los demás campos geotermales citados en este informe tendrían temperaturas por debajo de 180°C pese a que existe incertidumbre en la determinación de este dato. La revisión de Battocletti (1999) es parcial porque no toma en cuenta todos los campos conocidos; por otra parte, algunos de los datos que incluye en su informe han sido cuestionados por trabajos recientes.

Laguna Colorada es el campo geotermal mejor estudiado. Está situado en la provincia Sud Lípez de Potosí, una región enteramente volcánica donde numerosos conos volcánicos y enormes supervolcanes se formaron en los últimos diez millones de años (Salisbury et al., 2011), y que actualmente es subyacida por un inmenso cuerpo semifundido denominado APMB (Altiplano-Puna Magma Body; ver, por ejemplo, Chmielowski et al., 1999; Zandt et al., 2003). Desde el borde norte de la Laguna Colorada (22°10') hasta la Laguna Challviri (22°30') existen varias fuentes termales y fumarolas activas que fueron estudiadas por Scandiffio y Álvarez (1992) y están registradas en los mapas geológicos (Choque, 1996; Lema y Ramos, 1996) y la imagen de satélite de la figura 2. Las fuentes termales más importantes son Sol de Mañana y Cerro Apacheta que se desarrollaron al pie de la ladera norte del complejo volcánico Cerro Negra Muerta-Agüita Brava que no está datado pero que debe ser de edad Plio-Pleistocena (Choque, 1996). Este complejo se encuentra detrás del frente volcánico activo que sirve de límite entre Bolivia y Chile.

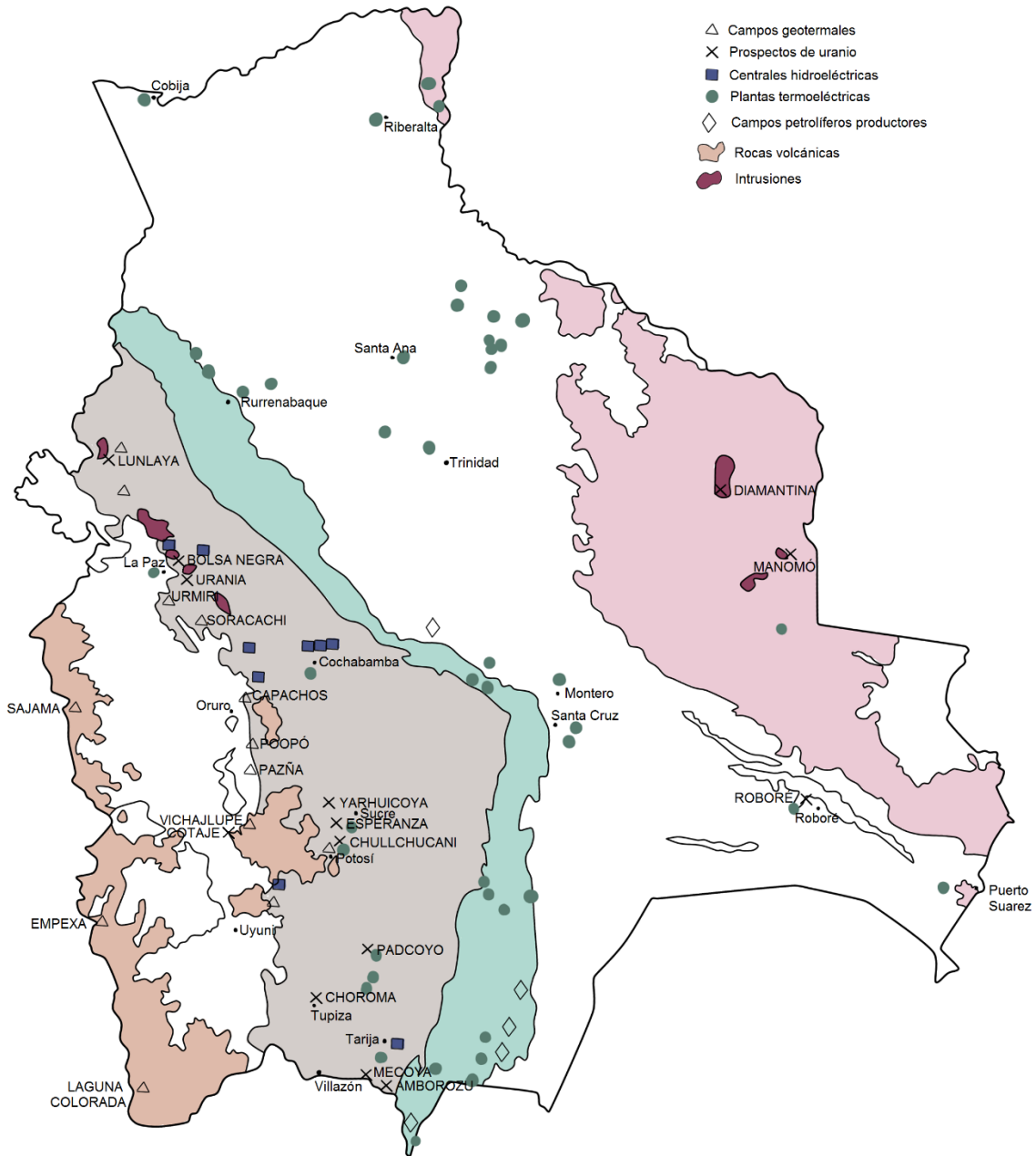


Figura 1: Mapa de las unidades morfoestructurales en las que está dividido el territorio boliviano (de oeste a este: Cordillera Occidental, Altiplano, Cordillera Oriental, Subandino Llanura Chacobeniana, y cratón Precámbrico). En este mapa se muestra la ubicación de los campos geotermales conocidos y los prospectos e indicios uraníferos que se describen en el texto. Además, se incluye la ubicación de las centrales hidroeléctricas, plantas termoeléctricas, y la de los campos petrolíferos productores. El gran número de plantas termoeléctricas y su amplia dispersión en el territorio son una demostración de la alta dependencia que tiene Bolivia de los combustibles fósiles para la generación de energía eléctrica.

Algunas de las características geológicas sobre este campo geotermal fueron suministradas por Villarroel-Camacho (2014) quien describe los pozos SM-01, SM-02, y SM-03. En el pozo SM-01, que alcanzó unos 1180 m de profundidad, sólo se cortó ignimbritas de composición dacítica, en tanto que en el pozo SM-02 de 1486,5 m, la estratigrafía consiste de una intercalación de ignimbrita-lava-ignimbrita, todas de composición dacítica. En el pozo SM-03, se interceptaron ignimbritas dacíticas hasta los 970 m de profundidad. No existen datos de mayores profundidades debido a problemas con la recuperación de testigos. Estas ignimbritas probablemente provienen de la caldera Guacha que tuvo dos grandes erupciones, la primera hace 5,65 Ma, que originó la Ignimbrita Guacha, y la segunda hace 3,49 Ma, que dio origen a la Ignimbrita Tara, las que yacen por debajo de la Ignimbrita Tatio de 0,703 Ma (Salisbury et al., 2011; Iriarte, 2012).



Figura 2: Fuentes termales, fumarolas, y lodos calientes que se encuentran en el campo geotermal Laguna Colorada (según Scandiffio y Álvarez, 1992). Las manifestaciones más importantes son Sol de Mañana y Apacheta que se encuentran a los pies de la ladera norte del complejo Negra Muerta-Agüita Brava. El volcán Putana, que se encuentra al SW de los campos geotermiales, está en estado solfatárico y es considerado potencialmente activo.



Figura 3: Vista de los campos geotermiales Sol de Mañana (arriba) y Sajama (abajo). El campo Sol de Mañana se desarrolla en una ignimbrita que ha sido fuertemente argilizada. Por su parte, las fuentes geotermiales en Sajama se manifiestan en el lecho aluvial de los ríos que cortan los depósitos y edificios volcánicos

Las alteraciones hidrotermales registradas en cada pozo se muestran en la figura 4. Todas ellas sugieren temperaturas entre 180 y 250°C. Un perfil de resistividades obtenido por el método magnetotelúrico muestra importantes zonas de baja resistividad de varios kilómetros de largo y un espesor de cerca de un kilómetro. Los registros de pozo realizados en los tres pozos indican que a 900 m de profundidad las presiones varían de 26,9 a 32,9 bares y las temperaturas de 230,4 a 238,7°C. Las entalpías calculadas por diferentes métodos varían de 1064,9 a 1166 kJ/kg. Errores cometidos durante el muestreo hacen poco confiables los datos de composición química y pH del vapor y el agua de este sistema geotermal. No obstante, Villarroel-Camacho (2014), con los datos que dispone, clasifica a los fluidos geotermales de este campo como aguas maduras de pH neutro y con relativamente altas concentraciones de cloruro. Todas las características indican que existe una mezcla de aguas que provienen del reservorio con aguas subterráneas frías.

Scandiffio y Álvarez (1992) habían realizado previamente una investigación geoquímica e isotópica de todas las manifestaciones termales existentes entre Laguna Colorada y Laguna Challviri. Ellos determinaron un pH de 6,31 para el fluido de los pozos SM-01 y SM-02 de Sol de Mañana. Con respecto a las aguas emergentes en las demás localidades del área (Laguna Colorada, Huaylla Jara, cerro Michina, Agüita Brava, Laguna Challviri), las clasifican en tres grupos de acuerdo con su composición química: grupo A: las que tienen componentes bicarbonato-alcalinotérreo, sulfato-alcalinotérreo, y bicarbonato-alcalino (principalmente Huaylla Jara y Agüita Brava); grupo B: en el que predomina el componente sulfato-alcalino-alcalinotérreo con contribuciones menos importantes de bicarbonato de sodio y cloruro de sodio-potasio (Huaylla Jara, sur de Sol de Mañana, Laguna Challviri), y grupo C: fluidos alcalino-clorurados, con contribuciones menores de bicarbonato-alcalino y sulfato-alcalinotérreo (Laguna Colorada y Laguna Challviri). Estos autores tuvieron problemas en el muestreo de los condensados, pero haciendo correcciones en la composición del fluido total pudieron determinar la composición isotópica del fluido de reservorio por dos métodos. Los valores de $\delta^{18}\text{O}$ varían de -6,95 a -6,73 y los de δD de -80,9 a -77,6. Estos valores son muy próximos a $\delta^{18}\text{O} = -6,9$ y $\delta\text{D} = -78$ determinados para el Tatio, en Chile. Otras implicaciones sobre la composición isotópica de las aguas de recarga y de los vapores no diluidos se pueden encontrar en ese informe.

Velasco-Villarroel y Peñaranda (2011) realizaron una evaluación del pozo AP-X1, ubicado en el cerro Apacheta, para ver la posibilidad de generar energía eléctrica para la empresa Sociedad Industrial Tierra S.A. que produce ácido bórico en la región. Estos autores indican que este pozo genera 30 tn/h de vapor a 4 bares de presión y 140°C de temperatura. La planta de ácido bórico, la calefacción de las viviendas, y las labores domésticas utilizan sólo 2 a 3 tn/h de vapor del pozo. Esta es, actualmente, la única industria que emplea el recurso geotermal en sus actividades. No obstante, la energía eléctrica la proporciona un generador de 1 MW de potencia que es alimentado con diésel. El propósito del estudio realizado por estos autores es reemplazar ese consumo de combustible con energía geotérmica, no sólo porque es un recurso más barato sino también por cuestiones ambientales.

Tabla 3: Campos geotermales de Bolivia (según Battocletti, 1999, con complementaciones)

Campo	Localización	Temperatura	Características
Capachos	Oruro	80-135°C	Indicadores químicos de fuente termal (As, B, Cs, Li, Rb) pero poca sílice y relativamente alto Ca+Mg sugieren mezcla de aguas de reservorio con aguas frías subterráneas
Castilla Huma (Castilluma?)		75-160°C	Algunos indicadores químicos de fuente termal pero alto Ca+Mg y poca sílice sugieren mezcla de aguas en el reservorio y cerca de la superficie
Laguna Colorada	Potosí, 340 km sur de Uyuni, 67°40'W, 22°30'S, altitud varía de 4300 a más de 5000 msnm	250-260°C	Se perforaron 6 pozos hasta una profundidad promedio de 1500 m en el cerro Apacheta y en Sol de Mañana. 5 son de producción y 1 es de reinyección. Los pozos de producción SM-2 y SM-5 tienen potencial de 6.5 MWe y 6 MWe respectivamente. La producción de los pozos fluctúa entre 350 y 370 t/h de fluido geotermal (vapor y agua) con presiones de 30-48 bares, y temperaturas de reservorio de 250-260°C. El potencial de Sol de Mañana se estima en 20-30 MWe como mínimo, 150-180 MWe como probable, y 350-400 MWe como posible
Pazña	Oruro	90-180°C	Los fluidos tienen características de fuente termal pero alto Ca+Mg y bajo SiO ₂ , lo que indica mezcla de aguas en el reservorio y cerca de la superficie
Poopó	Oruro	75-170°C	Algunos indicadores químicos de fuente termal pero alto Ca+Mg y SO ₄ (cerca de 400 ppm). Se infiere mezcla de aguas en el reservorio y cerca de la superficie
Sajama	Oruro, cerca de Tambo Quemado	240-250°C	La próxima etapa debería ser la perforación de pozos exploratorios y de producción profundos
Sorocachi		90-140°C	Indicadores químicos de un reservorio de alta temperatura (algo de As, Cs, Rb, buenos valores de B y Li) pero relativamente bajo SiO ₂ . El agua del reservorio profundo se re-equilibró en su trayecto hacia la superficie o el fluido se mezcló con aguas subterráneas frías cerca de la superficie
Urmiri	La Paz	75-180°C	Algunos indicadores químicos de fuente termal pero alto Ca+Mg y bajo SiO ₂ . Se infiere mezcla de aguas en el reservorio y cerca de la superficie
Valle Río Empexa	Cordillera Occidental, al oeste del Salar de Uyuni	230-240°C	Se perforaron 6 pozos de gradiente termal hasta profundidades de 150-165 m. Se estima que el reservorio tiene temperaturas de 230-240°C a profundidades de 800-1000 m, y una producción de 30 t/h de vapor con una entalpía de 1400 kJ/kg a 7 bares de presión. Los geotermómetros químicos también indican temperaturas de reservorio de 230-340°C
Vichas-Lupe (Wichajlupi?)		100-160°C	El agua tiene algunas especies de fuente termal, pero bajo SiO ₂ , Ca+Mg bastante alto, y alto HCO (>1000 ppm). Probablemente es una mezcla con aguas asociadas a rocas carbonatadas

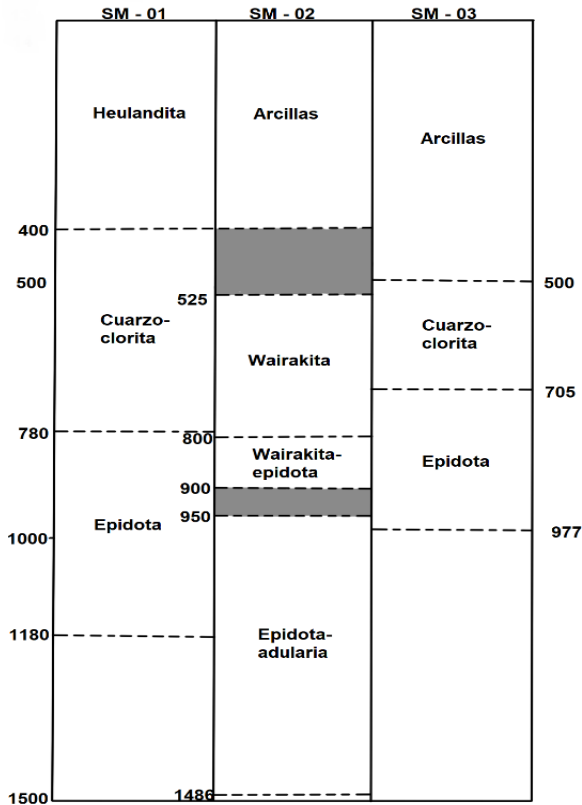


Figura 4. Alteraciones hidrotermales en función de la profundidad en los pozos SM-01, 02, y 03 del campo geotermal Sol de Mañana (según Villarroel-Camacho, 2014). El paso gradual desde una zona superficial con zeolita (heulandita) o arcillas (no identificadas) hasta una zona profunda con epidota sugiere un incremento de temperatura hasta unos 180-200°C

El campo geotermal del río Empexa también ha sido objeto de investigaciones y perforaciones desde fines de la década del setenta, cuando se estimó que tenía un potencial considerable. Estudios posteriores no pudieron confirmar esas estimaciones optimistas, pero aún se considera que tiene un potencial explotable (Scandiffio y Cassis, 1992; Bona y Coviello, 2016). La geología de la región del salar de Empexa no está bien estudiada. Ponce y Bustillos (1967) levantaron el primer mapa geológico de esta parte de la Cordillera Occidental, pero la ausencia de dataciones radiométricas no les permitió distinguir entre unidades volcánicas de diferentes edades. Más recientemente, Espinoza y Mancilla (2000) presentaron una síntesis de la geología de la serranía que separa al salar de Empexa del salar de Uyuni. Estos autores identificaron a las Lavas Khotallani, de composición andesítica, como la unidad más antigua de la región. Sobre ellas, se depositaron unas ignimbritas riolíticas a riodacíticas de distribución regional a las que Ponce y Bustillos (1967) denominaron Fm Quemex y que Espinoza y Mancilla llaman Tobas Planadita Pata. Edades entre 16,1 y 9,4 Ma son mencionadas por Scandiffio y Cassis (1992) para esta unidad. Una faja de volcanes muy desmantelados limita al salar de Empexa en su borde occidental. Algunas dataciones obtenidas en estos volcanes les dan una edad del Mioceno Medio (de 11 a 9 Ma, ver Jiménez et al., 2018). Volcanes del Mioceno Superior y del Plio-Cuaternario se edificaron al sur y sureste del salar, todos ellos de composición mayormente andesítica. La edad más joven registrada hasta ahora es de 0,8 Ma que Scandiffio y Cassis (1992) mencionan para una ignimbrita relacionada a los volcanes Pico Loro y Hualcani.

Las manifestaciones termales están distribuidas desde el borde occidental del salar de Empexa hasta su borde sur (figura 5). Con pocas excepciones, la mayoría de ellas se encuentran en valles fluviales y en el borde del salar. Las más importantes se encuentran a lo largo del cauce del río Empexa, al SE del salar. La investigación geoquímica realizada por Scandiffio y Cassis (1992) identificó tres tipos de agua de características químicas diferentes: (1) aguas meteóricas frías que emergen en niveles más altos que el salar. Ellas son de baja salinidad y mayormente del tipo sulfato-alcalinotérrico; (2) aguas de carácter sub-superficial que incluyen fuentes frías y termales, con

salinidades medias a altas, las que son del tipo cloruro alcalino-alcalinotérrico debido a la filtración desde los depósitos evaporíticos. El contenido de cloruro es más alto que la suma Na+K; (3) aguas representativas de la circulación profunda con un quimismo mayormente de cloruro de sodio. La aplicación de los geotermómetros químicos lleva a concluir que la máxima temperatura en el reservorio es de 180°C. Los datos isotópicos de $\delta^{18}\text{O}$ y δD de esta área plotean sobre la *Línea de Aguas Meteóricas* en el diagrama isotópico correspondiente implicando que no existe una interacción entre los fluidos y las rocas. Este extremo se originaría en las bajas temperaturas de los fluidos.

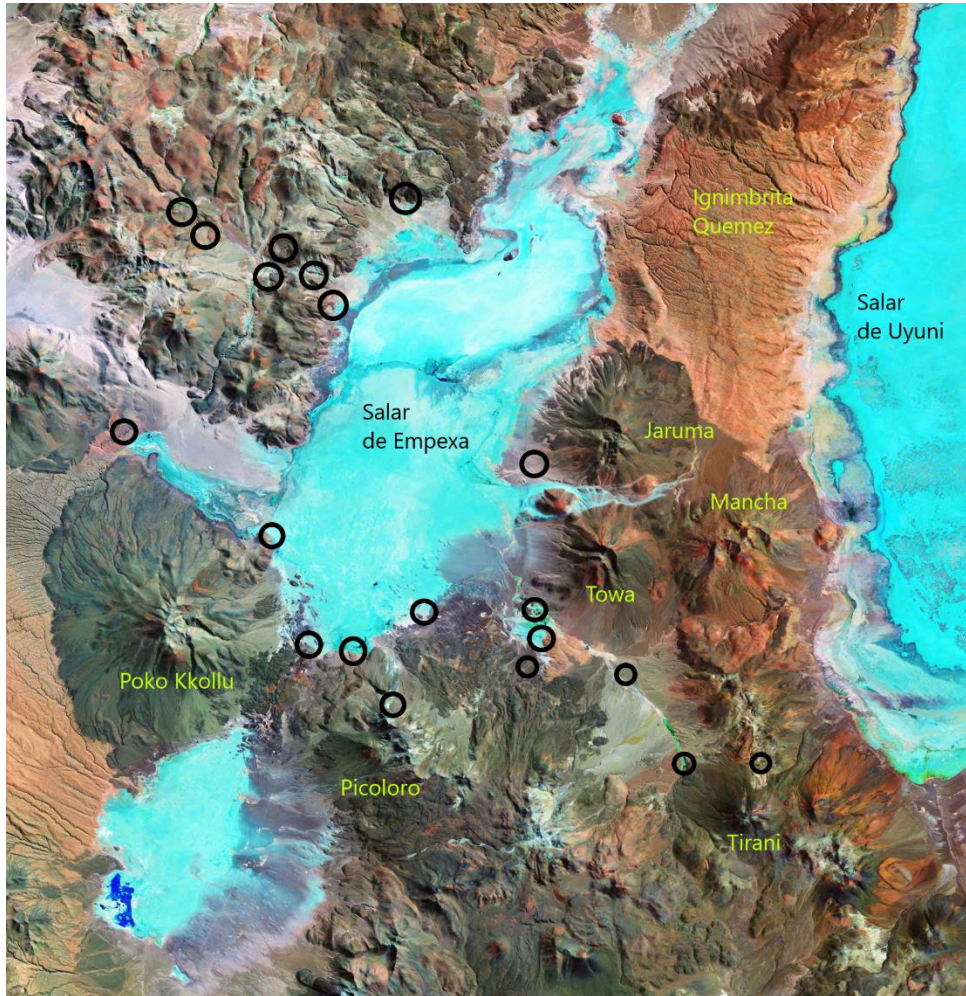


Figura 5: Fuentes termales del campo geotermal Empexa que estudiaron Scandiffio y Cassis (1992). Los más importantes se desarrollan a lo largo del río Empexa situado al sur del cerro Towa

Sobre la base de los resultados expuestos, Scandiffio y Cassis (1992) concluyen que este campo geotermal no es tan promisorio como se consideró inicialmente. No obstante, sugieren que se deberían realizar algunos trabajos adicionales antes de tomar la decisión de abandonarlo. Según Bona y Coviello (2016), el área fue reevaluada en 2010 por JOGMEC (Japan Oil, Gas and Metals National Corporation) con la realización de estudios geológicos y geoquímicos adicionales. Sus resultados confirman los de Scandiffio y Cassis (1992) determinando una temperatura geoquímica de 170 a 200°C. Se estimó una capacidad de generación eléctrica de 10 a 15 MWe que podría utilizarse en una futura planta de procesamiento de Litio en Río Grande (unos 145 km de distancia hacia el Este).

El campo geotermal Sajama es otro de los que fue seleccionado por las primeras investigaciones realizadas para proseguir con trabajos de evaluación más avanzados. Sin embargo, no ha recibido la atención de las autoridades para su desarrollo. Este campo se encuentra en el parque Nacional Sajama ubicado muy cerca de la frontera con Chile. Su acceso se facilita por la carretera internacional a Tambo Quemado. La geología de esta región ha sido objeto de importantes revisiones que, con numerosas dataciones radiométricas tanto en el lado boliviano como en el chileno, han permitido conocer con más precisión la evolución volcánica de este segmento del arco volcánico. Jiménez y Jiménez-López (2020), a base de la geología regional de esta parte de la Cordillera Occidental, infieren que las rocas más antiguas que subyacen al Parque Sajama son secuencias volcanoclásticas del Oligoceno Superior formadas por lavas basálticas y depósitos volcanodetríticos de la Fm Abaroa. Por encima, se encontraría otra secuencia volcanoclástica de edad Miocena Inferior formada por ignimbritas y depósitos epiclásticos correlacionables con las formaciones Oxaya y Lupica del norte de Chile. Existe un largo hiatus de inactividad hasta el Mioceno Superior cuando algunos conos volcánicos fueron edificados al sur y sureste del Parque. En el Plioceno Superior sobrevino una gigantesca erupción que dio origen a la Ignimbrita Pérez que cubrió grandes extensiones del Altiplano en Bolivia, Chile, y Perú. La erupción principal ocurrió hace 2,77 Ma. Sobre esta plataforma ignimbritica se edificaron los volcanes y centros monogenéticos plio-cuaternarios que dominan el paisaje actual. El cono más antiguo es el Anallajsi con una edad de 2,23 Ma. Los demás tienen, por lo general, una edad inferior al millón de años, entre ellos el volcán Sajama, de 0,6 Ma. El más reciente es el Parinacota considerado potencialmente activo.

Gran parte de las fuentes termales (alrededor de cincuenta) se encuentran en el río Junthuma que corre hacia el SE al pie de los volcanes Pleistocenos Khunturiri (o Condoriri) y Pumuta (figura 6). Existen otras fuentes en la playa que separa a estos volcanes del volcán Sajama. Las temperaturas de surgencia están entre 50 y más de 85°C, que es la temperatura de ebullición a la altura del Parque Sajama (~4400 msnm). Todas ellas fueron objeto de investigación geoquímica por Scandiffio y Rodríguez (1992). La mayor parte de las muestras plotean en el cuadrante de cloruro alcalino en el diagrama de Piper, característica que indicaría un origen profundo para estas aguas. Las otras muestras que tendrían un carácter más superficial, estarían relacionadas a las más profundas por un proceso de dilución. Los diferentes geotermómetros químicos empleados para estimar la temperatura del reservorio permiten deducir que ésta sería de 230 a 260°C. En el diagrama δD vs $\delta^{18}O$, parte de las muestras plotean sobre la línea de aguas meteóricas desde donde se pueden trazar líneas de dilución hacia las muestras que tienen valores isotópicos menos negativos ($\delta^{18}O$ desde -12,65 hasta -14,2, δD desde -105,1 hasta -111, aproximadamente). Estas características se pueden explicar mediante un proceso de ebullición del fluido profundo a unos 120°C, y una posterior mezcla con el agua subterránea de la región.

Los trabajos efectuados sobre energía geotermal en Bolivia omiten a las fuentes de baja entalpía de la Cordillera Oriental que, por su ubicación, podrían contribuir con ventaja al sistema energético del país. La visión sesgada sobre el aprovechamiento de las fuentes geotermales de los expertos extranjeros que realizaron los trabajos, hace que toda la valoración se dirija a la posibilidad de generación de energía eléctrica a partir de recursos geotermales de alta entalpía. No obstante, actualmente, en varios países, se ha desarrollado tecnología para aprovechar las fuentes de baja entalpía en proyectos de electrificación, climatización y refrigeración, bajando costos en varias industrias, como la hotelera, y elevando la calidad de vida de los habitantes de ciudades y poblaciones ubicadas cerca a estas fuentes geotermales (ver, por ejemplo, Maghiar y Antal, 2001). En nuestro país, las ciudades de Oruro y Potosí podrían beneficiarse de proyectos de este tipo. Para ello es necesario efectuar estudios adicionales. Sin embargo, no son las únicas. En el mapa de la figura 1, se ha incluido varias fuentes termales que Battocletti (1999) no menciona en su informe, pero que son bien conocidas debido a que se encuentran cerca a poblaciones importantes. Estas fuentes también podrían ser aprovechadas para que cada comunidad o población genere su propia energía.

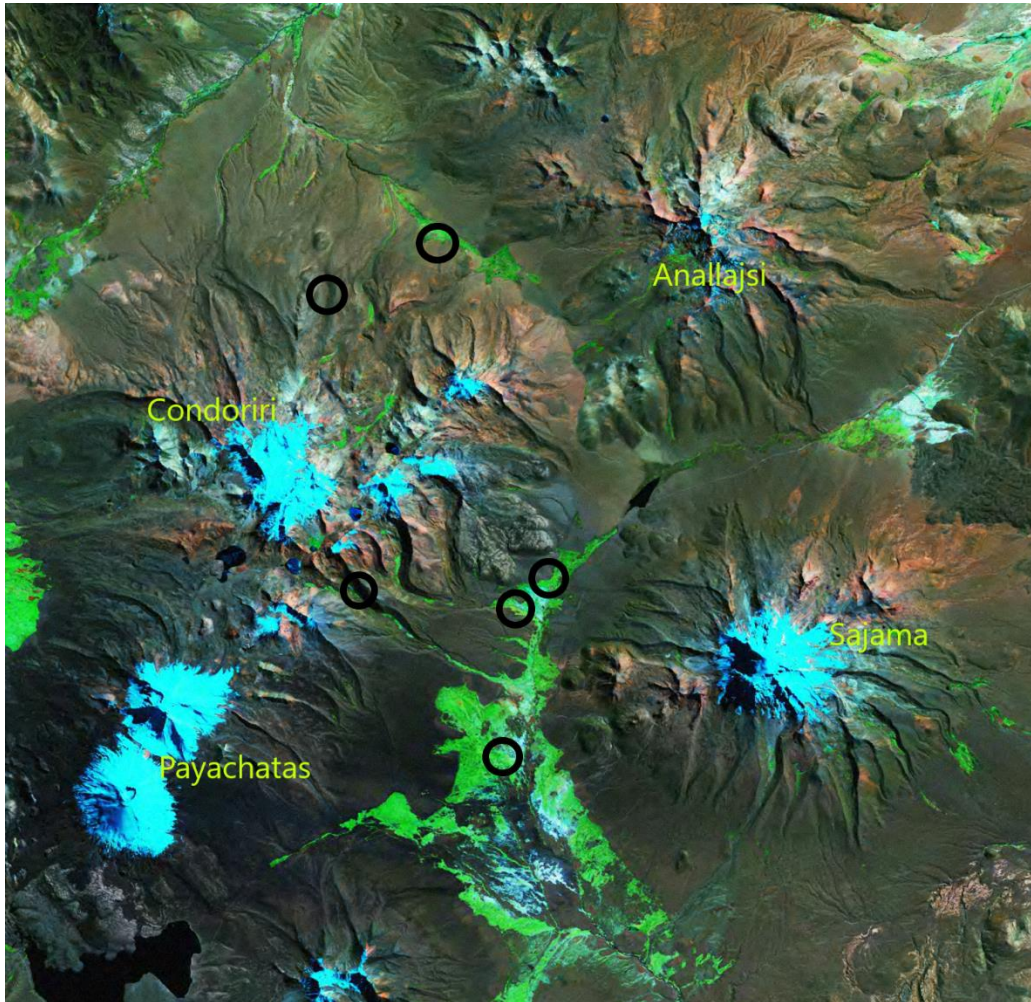


Figura 6: Campo geotermal del Parque Sajama con la ubicación de las fuentes termales que fueron estudiadas por Scandiffio y Rodríguez (1992) señalada por un círculo. Todos los edificios volcánicos que se encuentran en la imagen tienen edades entre Pleistocena a Holocena.

MINERALES RADIOACTIVOS

De los varios isótopos radioactivos que existen en la naturaleza, el uranio es el que puede llegar a formar concentraciones importantes. Por ello, existe una abundante literatura técnico-científica sobre los minerales y depósitos de este elemento radioactivo. Un importante impulsor de las investigaciones en este campo es la IAEA (International Atomic Energy Agency) que comenzó a operar en 1957 patrocinada por la ONU con el objetivo de “acelerar y agrandar la contribución de la energía atómica a la paz, salud y prosperidad en el mundo”. Como cualquier otro metal, el uranio tuvo buenas y malas épocas (IAEA, 2018). Durante la década de los noventa, el precio del U_3O_8 se mantuvo por debajo de 20 \$us/lb. A partir del 2005, el precio se elevó alcanzando en el 2007 casi 140 \$us/lb; posteriormente descendió, pero se mantuvo por encima de 40 \$us/lb hasta 2013. Actualmente su precio se encuentra por los 20 \$us/lb. Estas oscilaciones alentaron y desalentaron programas de prospección a nivel global.

La prospección por uranio en nuestro país comenzó en 1970 con la fundación de la Comisión Boliviana de Energía Nuclear (COBOEN). Esta entidad, a veces asociada con empresas extranjeras, recorrió gran parte del territorio boliviano encontrando varios indicios, ocurrencias y prospectos, y un pequeño depósito que luego se comprobó que no era explotable. A principios de la década del

ochenta, esta entidad fue cerrada y reemplazada por otra de carácter más administrativo. Desde entonces, los trabajos exploratorios pararon por completo. Pardo (1981) hace un repaso de los resultados de 10 años de prospección por uranio en Bolivia. Señala la existencia de 31 indicios uraníferos distribuidos mayoritariamente en la Cordillera Oriental y el Altiplano. Sólo un indicio fue encontrado en el Subandino sur y otro en el oriente del país (Amborozú y Roboré, ver el mapa de la figura 1 para la ubicación). Para explicar esta desproporción arguye que las condiciones de trabajo en las zonas bajas de Bolivia eran muy precarias. Pese a los pobres resultados de tantos años de exploración, este autor señala que el país tiene un gran potencial uranífero, dadas sus características geológicas.

Tabla 4: ocurrencias y prospectos de uranio en Bolivia (referencias en el texto)

Prospecto u ocurrencia	Localización	Características
Lunlaya-Cohuila	Charazani, Cordillera Oriental norte, La Paz	Pechblenda, uraninita, coffinita, autunita y uranofano en asociación a pirita, calcopirita, baritina, esfalerita y calcita. Relación genética con el intrusivo Charazani
Bolsa Negra	Cordillera Real, La Paz	Uraninita en bancos y lentes de cuarzo-wolframita-casiterita paralelos a la estratificación de pizarras de la Cordillera. Asociación genética con la intrusión Taquesi-Mururata
La Urania	Cordillera Real, La Paz	Pechblenda asociada a wolframita, casiterita, pirrotina, pirita, arsenopirita, esfalerita, calcopirita, marcasita, schelita, cuarzo y turmalina. Asociación genética a la intrusión del illimani
Yarhuicoya	Cordillera Oriental, Potosí	Pechblenda y shoepita en asociación a bornita, calcopirita, chaleolita, esmaltina y cobaltina. La textura <i>mouse-eye-like</i> sugiere una formación a partir de soluciones coloidales de baja temperatura
La Esperanza	Cordillera Oriental, Potosí	Torbernita, metatorbernita y autunita asociados a hidróxidos de Fe y Mn, monacita y circón. Se infiere un origen supergénico
Chullchucani	Cordillera Oriental, Potosí	Torbernita, autunita y uranofano asociados a cuarzo, calcita, melanita, azurita, crisocola, heterogenita y cantidades menores de alofana, Co y Mn. Depósito estratoligado del tipo Cu-U-Co en areniscas cretácicas
Padcoyo	Cordillera Oriental, Potosí	Autunita y pirocloro relacionados a diques de alaskita emplazados en pizarras ordovícicas
Cotaje	Altiplano central, Potosí	Autunita, meta-autunita, torbernita y cuprosklodowskita. Acompañan pirita, marcasita, melnicovita, baritina, blenda y galena. La mineralización se restringe a una ignimbrita plegada del Mioceno intruida por un stock dacítico
Choroma	Tupiza, Potosí	Uraninita y autunita diseminadas en la pasta vítrea de rocas volcánicas dacíticas de edad terciaria
Manomó	Cratón de Santa Cruz	Meta-autunita dispersa en una roca fosfática lenticular compuesta de cristales de apatito dentro de una pasta de cuarzo, goethita y material amorfo. El contenido de U varía de 0,01 a 0,7%. Asociación genética al complejo carbonatítico silicificado Manomó del Mesozoico

La información obtenida por la COBOEN sería un buen material de base para reiniciar la búsqueda de depósitos uraníferos, pero es necesario un análisis crítico. Pardo (1981) emplea apropiadamente el concepto de *indicio*, que es distinto del de anomalía u ocurrencia. En gran parte, estos indicios eran sólo lugares donde existía una alta radiación detectada por el scintilómetro, la que podía provenir tanto de isótopos del uranio como del torio o del potasio. En este contexto, es bueno tener en cuenta dos conceptos básicos proporcionados por la IAEA (2009):

- ◇ **Ocurrencia de uranio:** una concentración anómala de uranio que ocurre naturalmente
- ◇ **Depósito de uranio:** una masa de mineral que ocurre naturalmente de la cual se podría explotar el uranio en el presente o en el futuro

Tomando en cuenta estas definiciones, se requiere distinguir las ocurrencias y depósitos de los indicios. La tabla 4 resume los datos que el mismo Pardo-Leyton (1985) presentó en otra reunión técnica organizada por la IAEA con los cuales se puede hacer tal discriminación. Esa información es complementada con la proporcionada por Litherland et al. (1986), para el cerro Manomó, la única ocurrencia en el cratón precámbrico, y por la que proviene de George (1987) sobre el depósito de Cotaje. Estos dos son los que se describen con mayor detalle a continuación. La ubicación de todas las ocurrencias y prospectos se encuentra en el mapa de la figura 1.

El cerro Manomó es una colina de unos 300 m de alto que forma una meseta en su tope. Su morfología y el hecho que está desprovista de árboles hacen que sea fácilmente reconocible en el terreno. De acuerdo con Litherland et al. (1986), se trata de un complejo carbonatítico silicificado, el más grande descrito en la literatura geológica. Pese a la alteración, en la roca se preservaron macro y microtexturas que permiten identificar las rocas originales. Además, su geoquímica distintiva caracterizada por enriquecimiento en P, Nb, Th, U, Sr, y REE sugiere fuertemente que este cuerpo era originalmente una carbonatita. La alteración no permite su datación radiométrica, pero se infiere que tiene una edad cretácica puesto que está alineado con el complejo alcalino de Velasco datado en 140 Ma. Estos autores interpretan este complejo como predominantemente intrusivo formado por diques carbonatíticos que actualmente tienen una mineralogía compuesta por goethita-cuarzo-baritina-bastnaesita, los que se emplazaron en gneises intensamente brechificados y silicificados. El único afloramiento de lava se encuentra en la cumbre sur. Litherland et al. (1986) sugirieron la siguiente evolución:

1. Solevantamiento del basamento acompañado de fracturamiento, brechamiento y fenitización
2. Intrusión y extrusión de magma carbonatítico
3. Introducción masiva de sílice y alteración de la carbonatita
4. Una introducción tardía de sílice, Th, Al, Sr, REE, y Nb
5. Formación de aglomerados en los conductos
6. Introducción de vetas ricas en hematita que contienen Th
7. Laterización

Comin-Chiaramonti et al. (2005) observaron que Manomó es peculiar por su bandeamiento de capas ricas en Fe y ricas en Si, cuyos espesores pueden variar desde métricos a submilimétricos. El estudio geoquímico de estas capas reveló que existe una sorprendente similitud entre la signatura de REE de las microbandas y la de los *banded iron formation* (BIF), lo que podría sugerir que Manomó tuvo una génesis similar a la de estas formaciones.

El cerro Manomó es remarcablemente radioactivo, incluso comparado con otros complejos carbonatíticos. Las mediciones de la radioactividad indican que los diques tienen concentraciones de cerca de 1500 ppm eTh (torio equivalente) y menos de 150 ppm eU (uranio equivalente). Los paragneises vecinos contienen 500 ppm eTh y unos pocos ppm de U. No obstante, Litherland et al. (1986) aclaran que estas concentraciones de torio son subeconómicas.

Algo diferente ocurre en la estribación oriental del cerro donde un cuerpo lenticular formado por roca fosfática está enriquecido en uranio. La roca fosfática consiste de cristales de apatito que se encuentran dentro de una pasta de cuarzo, goethita y material amorfo. Granos de meta-autunita están dispersos en la roca, pero es probable que el uranio esté también adsorbido en el apatito y en los óxidos de hierro. No se tiene una estimación sobre el potencial de este depósito cuyos contenidos de P₂O₅ varían entre 4 y 25%, y los de U entre 0,01 y 0,7%, con un promedio de 0,1%. Se requiere realizar perforaciones para hacer una evaluación completa.

Litherland et al. (1986) describen otras anomalías geoquímicas de uranio, la mayoría en sedimentos de corriente, pero hacen especial énfasis en el Granito Diamantina, que tiene un contenido de 25 ppm en promedio, pese a que este intrusivo no tiene las características petrogenéticas de los cuerpos mineralizados, ni su ambiente geológico es considerado favorable. También señalan que otra anomalía radioactiva detectada en los conglomerados ferruginosos de la base del Grupo Sunsás podría indicar la existencia de un *Depósito de Discordancia* Proterozoica (*Proterozoic Unconformity Deposit*), tipo de concentración uranífera que se suele desarrollar en el contacto discordante entre un basamento Arqueano-Paleoproterozoico y una secuencia siliciclástica Paleo a Mesoproterozoica suprayacente (ver IAEA, 2018).

Cotaje es el único depósito de uranio encontrado en Bolivia, por lo tanto, fue objeto de varios estudios que han aclarado su génesis y su potencial (Aparicio, 1973; George, 1987). El hallazgo de este depósito causó expectativa, no sólo nacional sino internacionalmente. Con el modelo de Cotaje, se buscaron depósitos similares en varios países latinoamericanos (Argentina, Perú, México). Sólo el depósito de Sierra Peña Blanca en Chihuahua, México, resultó explotable (George, 1987).

La geología de la región sudoccidental de la meseta de Los Frailes que hospeda a Cotaje y otros prospectos más, fue estudiada por Jiménez (1985) y Leroy y Jiménez (1996). Consiste de una sucesión de mantos ignimbríticos que fueron generados en el interior de la meseta volcánica. El más antiguo, denominado Ignimbrita Larco, tiene una edad de 16 Ma e intercala entre los sedimentos de la Fm Chamarra. Este conjunto fue plegado por una fase de la Orogenia Andina y actualmente se encuentra buzando hacia el este con un ángulo de unos 60°. Por encima, en discordancia, se depositó una serie piroclástica denominada Ignimbritas Coroma que, en conjunto, pueden sumar más de 300 m de espesor en las partes más internas de la meseta. La base no está expuesta, pese a que la erosión cavó profundos valles en estos depósitos piroclásticos, y los contactos entre diferentes unidades son difíciles de identificar. Sus centros de erupción tampoco son conocidos; sólo para las ignimbritas de la base se ha propuesto el área del intrusivo Carguaycollo (cerro Tihua) como lugar de erupción por la existencia de una prominente *lag breccia* y tobas con textura eutaxítica en las inmediaciones de la intrusión. Las dataciones radiométricas de esta unidad también presentan problemas, pero sugieren que su edad K-Ar varía de 12,42 a 8,9 Ma. Más recientemente, Barke et al. (2007) obtuvieron una edad Ar-Ar de 9,45 Ma para estas ignimbritas. Finalmente, una tercera fase de erupción ignimbrítica ocurrió en el Plioceno Superior a Cuaternario (Calle y Jiménez, 2019). Esta fase fue denominada Post-Frailes por Schneider y Halls (1985). En la porción occidental de la meseta sólo existe una datación de 3,6 Ma para estas ignimbritas. Todas estas erupciones piroclásticas fueron acompañadas por la emisión de lavas y el emplazamiento de intrusiones tanto en la meseta ignimbrítica como en el Altiplano. Legros (1998) dató varios de estos pequeños cuerpos obteniendo edades que varían de Miocenas a Cuaternarias. La intrusión del cerro Cotaje no fue datada, pero los cuerpos intrusivos vecinos dieron edades que fluctúan entre 8,56 y 6,72 Ma.

Todas las ignimbritas mencionadas tienen composiciones de riocitas a riolitas, con razones $K_2O/Na_2O > 1$, y un carácter peraluminoso. Son porfídicas, con fenocristales de cuarzo, plagioclasa, feldespato potásico, biotita, ilmenita, apatito, zircón y monacita. En algunas de ellas también puede haber muscovita como expresión de su peraluminosidad. La Ignimbrita Larco se distingue de las demás porque tiene un mayor porcentaje de matrix vítreo (61%) en comparación con las ignimbritas más jóvenes (50% de pasta vítrea). El contenido de uranio de estos depósitos piroclásticos es de 9 ppm, en tanto que el de torio es de 23 ppm (Leroy et al., 1985).



Figura 7: Arriba, el depósito uranífero de Cotaje, en la toba de color blanquecino ubicada al pie del cerro del mismo nombre (foto de Aparicio, 1973). Abajo, La Ignimbrita Larco, roca hospedante de la mineralización de uranio en Cotaje. Tiene un buzamiento de unos 60° hacia el este y es concordante con las areniscas de la Fm Chamarra infrayacente (foto de Jiménez, 1985)

El depósito de Cotaje se desarrolla enteramente en la Ignimbrita Larco, en el contacto con el intrusivo dacítico del cerro Cotaje (figura 7). La mineralización no pasa a los sedimentos areno-arcillosos de la Fm Chamarra que subyacen a la ignimbrita, por lo tanto, este depósito tiene un carácter estratoligado. Una zona de fallas verticales de dirección N-S controlan la mineralización y la alteración hidrotermal que afecta a la ignimbrita. La zona mineralizada, en superficie, se extiende por unos 350 m de largo, pero en profundidad se va reduciendo tanto que, a 40 m de profundidad, sólo tiene unos centímetros. George (1987) indica que las transformaciones debidas a la alteración hidrotermal son débiles; plagioclasa y feldespato alcalino no muestran efecto de la alteración, y sólo

la biotita ha sido afectada. La pasta vítrea presenta usualmente trazas de alteración, pese a que, a veces, se puede encontrar algunas pómez completamente frescas. La difracción de Rayos X muestra que la alteración de la matrix dio origen a caolinita, en tanto que a partir de la biotita se generó vermiculita e illita-vermiculita interestratificada.

Aparicio (1973) había reconocido tres zonas de paragénesis diferentes distribuidas verticalmente: una zona superficial compuesta de minerales secundarios en la que se encuentran fosfatos de uranio (autunita, meta-autunita, torbernita, y cuprosklodowskita); una zona intermedia con cofinita y diseminación de minerales de U^{+6} , y una zona profunda con cofinita y pechblenda. Se ha descrito, además, la presencia de pirita, marcasita, melnicovita, baritina, blenda, y galena en las zonas más radioactivas, por lo que se infirió un origen epitermal para el depósito. George (1987) aclara que en todo el depósito sólo existen fosfatos de U^{+6} , y que la cofinita descrita por Aparicio (1973) es, en realidad, una asociación de pirita y sulfatos de hierro hidratados. Las muestras más ricas tienen valores superiores a 1000 ppm U, todas ellas concentradas cerca del contacto con la intrusión del cerro Cotaje. El Th permanece casi inalterable, mostrando variaciones de 14 a 22 ppm. Estudios de trazas de fisión indican que el U se encuentra diseminado mayormente en la pasta.

Varias anomalías e indicios se encontraron en estas ignimbritas Miocenas, las que fueron estudiadas por Leroy et al. (1985) y George (1987), y están ubicadas en la imagen satelital de la Figura 8. Estos autores las clasificaron en cuatro tipos:

1. **Anomalías magmáticas**, que corresponden a niveles horizontales en la ignimbrita, de 5 a 10 cm de espesor, que muestran un enriquecimiento en U sin mostrar ningún tipo de alteración
2. **Anomalías hidrotermales**, relacionadas a áreas de alteración controladas por sistemas de falla que afectan a las ignimbritas. La alteración es mayormente caolinización, a veces con silicificación asociada. Illita, vermiculita, e illita-vermiculita interestratificada se desarrollan subordinadamente
3. **Anomalías relacionadas a fuentes termales**, en las que el uranio se encuentra en travertinos calcáreos y, a veces, en diapiros de yeso; y los minerales de arcilla generados por alteración son illita-vermiculita interestratificada y halloysita
4. **Anomalías sedimentarias**, que se desarrollan en sedimentos detríticos no consolidados, y que tienen forma lenticular. Los minerales de arcilla presentes son montmorillonita, clorita, e illita-vermiculita interestratificada.

Todas estas anomalías son de carácter local y no tienen significado económico, pero son indicadores de un probable potencial que se debe evaluar (Pardo-Leyton, 1985).

En resumen, el campo de los minerales radioactivos en nuestro país no ha tenido un avance significativo y, actualmente, no se dispone de recursos minerales que puedan explotarse. Es conocido que el gobierno está llevando adelante la instalación del *Centro de Investigación y Desarrollo en Tecnología Nuclear* (Cidnt) en El Alto. El proyecto incluye la instalación de un reactor nuclear de baja potencia que requerirá pequeñas cantidades de material radioactivo para su funcionamiento. Este material deberá ser inevitablemente importado dada la falta de un depósito explotable en Bolivia.



Figura 8: Distrito uranífero del SW de la Meseta de Los Frailes con la ubicación del depósito Cotaje y varias de las anomalías, indicios, y prospectos que fueron encontrados en las ignimbritas Miocenas de la meseta volcánica.

CONCLUSIÓN

En la actualidad, el problema más urgente del área energética en nuestro país es la necesidad de reemplazar a las centrales termoeléctricas que operan especialmente en la Amazonía y en el Chaco. La revisión anterior permite concluir que los recursos geotermales de alta entalpía no pueden aportar a la solución del problema ni podrían contribuir al cambio de la matriz energética de nuestro país. La ubicación de las fuentes geotérmicas de alta entalpía, alejadas de los grandes centros de consumo, es un problema no menor. Bona y Coviello (2016) señalan que la ubicación en regiones remotas y poco pobladas de los campos geotermales, junto con la disponibilidad de otras fuentes de energía barata, son los principales obstáculos que impidieron que en Sudamérica se desarrollen proyectos de explotación de energía geotérmica. Indican que el proyecto de Laguna Colorada es el más avanzado en esta parte del continente americano. Aquí, el gobierno boliviano planea instalar una planta generadora de 100 MWe con ayuda japonesa. Parte de esa energía podrá ser consumida por las empresas mineras que operan en la región y por las pequeñas poblaciones que allí existen, pero aún quedaría un gran excedente difícil de comercializar. Una exportación a Chile es improbable porque, en ese país, están tratando de desarrollar el campo geotermal del Tatio ubicado en la misma región. Por esta razón, este proyecto parece desproporcionado y añadirá más potencia a un sistema que ya está sobrecargado. Por el contrario, las fuentes de baja entalpía de la Cordillera Oriental, donde existen ciudades y poblaciones importantes, podrían aprovecharse para proyectos de electrificación, calefacción y refrigeración que contribuyan al desarrollo de las industrias locales.

El potencial de Bolivia en recursos de minerales radioactivos es actualmente desconocido. Hace varias décadas que dejó de hacerse prospección por estos metales y parece que no hay planes para reanudar estos trabajos pese a que se está montando un reactor nuclear. Se infiere, por lo tanto, que la instalación de una planta termonuclear en el país no es un proyecto viable a corto plazo.

En conclusión, se debe hacer una reconducción de la evaluación de los recursos geotermales de nuestro país. Bolivia cuenta con bastantes campos geotermales de baja temperatura (<150°C) ubicados cerca de las áreas más pobladas. Estas fuentes energéticas deben ser evaluadas porque tienen condiciones para hacer contribuciones importantes a la solución de los problemas de provisión de energía y de cambio en la matriz energética. Por otro lado, no se debe olvidar el gran potencial hidroeléctrico de nuestro territorio. Un verdadero plan de desarrollo energético boliviano aún no ha sido elaborado.

BIBLIOGRAFÍA

Aparicio, A., 1973. *Cotaje, prospección de minerales radioactivos y evaluación preliminar*. Tesis de grado, Facultad de Ciencias Geológicas, UMSA, 53 p y anexos

Battocletti, L., 1999. *Geothermal resources in Latin America and the Caribbean*. Bob Lawrence & Associates, Inc. for Sandia National Laboratories under contract N° AS-0989. 214 p.

Barke, R., Lamb, S. & MacNiocaill, C., 2007. *Late Cenozoic bending of the Bolivian Andes: new paleomagnetic and kinematic constraints*. Journal of Geophysical Research 112, BO1101, doi: 10.1029/2006JB004372

Bona, P. y Coviello, M.F., 2016. *Valoración y gobernanza de los proyectos geotérmicos en América del Sur. Una propuesta metodológica*. CEPAL y Cooperación Alemana. Naciones Unidas, Santiago, 161 p. y anexos

Calle, C.M. y Jiménez, N., 2019. *Complejo volcánico Los Frailes, Bolivia: dataciones radiométricas y posibles fuentes de corteza continental para el origen de ignimbritas peraluminosas*. Revista Boliviana de Geociencias 10, p. 39-48

Cauthin, M., 2019. *Sobredosis de electricidad –situación de la energía eléctrica en Bolivia*. TUNUPA, boletín 1110, Fundación Solón, 28 p.

Chmielowski, J., Zandt, G., y Haberland, C., 1999. *The central andean Altiplano –Puna magma body*. Geophysical Research Letters 26, 6, p. 783-786

Choque, N., 1996. *Hoja Volcán Putana 6026*. Carta Geológica de Bolivia, escala 1:100.000. Publicación SGM, serie 1-CGB-41. Servicio Nacional de Geología y Minería

Comin-Chiaramonti, P., Gomes, C.B., Velásquez, V.F., Censi, P., Antonini, P., Comin-Chiaramonti, F., y Punturo, R., 2005. *Alkaline complexes from southeastern Bolivia*. In P. Comin-Chiaramonti & C.B. Gomes (eds): Mesozoic to Cenozoic alkaline magmatism in the Brazilian platform. Edusp, p. 159-211

ENERGÉTICA, 2020. *Situación energética de Bolivia y desafíos*. Documento 1/4. Documentos elaborados a solicitud de WWF, 41 p.

Espinoza, F. y Mancilla, B., 2000. *Estudio vulcanológico y petrológico de las rocas ígneas de la serranía intersalar entre salar de Empexa y Uyuni*. Memorias del XIV Congreso Geológico Boliviano, La Paz, p. 271-275

George, B., 1987. *Comportement naturel de l'uranium en milieu volcanique et approche experimentale*. These pour obtenir le grade de Docteur es Sciences. Université de Nancy I. 307 p.

Gupta, H. y Roy, S., 2007. *Geothermal energy: an alternative resource for the 21st century*. Elsevier, Amsterdam, 279 p.

IAEA, 2009. *World distribution of uranium deposits (UDEPO) with uranium deposits classification*. IAEA-TECDOC-1629, Vienna, 115 p.

IAEA, 2018. *Geological classification of uranium deposits and description of selected examples*. IAEA-TECDOC-1842, Vienna, 415 p.

Iriarte, A.R., 2012. *The Cerro Guacha caldera complex: an Upper Miocene-Pliocene polycyclic volcano-tectonic structure in the Altiplano Puna volcanic complex of the central Andes of Bolivia*. Master Science thesis, Oregon State University, 127 p.

Jiménez, N., 1985. *Evolución del vulcanismo Terciario en la meseta de Los Frailes suroccidental (sector Cotaje-Tihua Alto)*. Tesis de grado, Facultad de Ciencias Geológicas, UMSA, 88 p.

Jiménez, N., Argandoña, J.L., Núñez, G., Lizeca, J.L., 2018. *Edades radiométricas de rocas ígneas del Altiplano y la Cordillera Occidental obtenidas por el Proyecto Multinacional Andino*. Revista Boliviana de Geociencias, 9, p. 5-26

Jiménez, N. y Jiménez-López, P., 2020. *Síntesis de la estructura y estratigrafía de la Cordillera Occidental norte de Bolivia (paralelos 17°S a 19°30'S): correlación con regiones vecinas*. Revista Boliviana de Geociencias 11, p. 61-79

Legros, P., 1998. *Le magmatisme neogene d'arriere-arc de l'Altiplano Bolivien. Pétrologie, géochimie et relation avec la structure lithosphérique des Andes Centrales*. These de Docteur es Sciences, Université d'Aix Marseille III, 218 p.

Lema, J.C. y Ramos, W., 1996. *Hoja Sanabria 6027*. Carta Geológica de Bolivia, escala 1:100.000. Publicación SGM, serie I-CGB-43. Servicio Nacional de Geología y Minería

Leroy, J., George-Aniel, B. y Pardo-Leyton, E., 1985. *Deposits and radioactive anomalies in the Sevaruyo region (Bolivia)*. Proceedings of a technical committee meeting on uranium deposits in volcanic rocks organized by the International Atomic Energy Agency and held in El Paso, Texas, 2-5 april, 1984. IAEA, Vienna, p. 289-300

Leroy, J. & Jiménez, N., 1996. *Le volcanisme de la bordure occidentale de la Meseta de Los Frailes (Bolivie); un jalon représentatif du volcanisme andin depuis l'Oligocène supérieur*. Bulletin de la Société Géologique de France 167 (2), p. 211-226

Litherland, M., Annells, R.N., Appleton, J.D., Berrangé, J.P., Bloomfield, K., Burton, C.C.J., Darbyshire, D.P.F., Fletcher, C.J.N., Hawkins, M.P., Klink, B.A., Llanos, A., Mitchell, W.I., O'Connor, E.A., Pitfield, P.E.J., Power, G. y Webb, B.C., 1986. *The geology and mineral resources of the Bolivian Precambrian shield*. Overseas memoir British Geological Survey 9, London, 153 p.

Maghiar, T. y Antal, C., 2001. *Power generation from low-enthalpy geothermal resources*. GHC Bulletin, p. 35-37

McKinsey & Company, 2021. *Global energy perspective 2021*. 9 p.

Pardo, E., 1981. *Determinación de áreas favorables para la prospección de uranio en territorio boliviano*. In: Uranium deposits in Latin America: Geology and exploration. Actas de la reunión de grupo de asesores regionales, Lima, 1978, IAEA, Vienna, p. 155-178

Pardo-Leyton, E., 1985. *Uranio en rocas ígneas: intrusivas, subefusivas y piroclásticas del orógeno andino boliviano*. Proceedings of a technical committee meeting on uranium deposits in volcanic

rocks organized by the International Atomic Energy Agency and held in El Paso, Texas, 2-5 april, 1984. IAEA, Vienna, p. 255-274

Ponce, J. y Bustillos, O., 1996. *Hoja Canquella 5933*. Carta Geológica de Bolivia, escala 1:100.000. Ministerio de Minas y Petróleo, Servicio Geológico de Bolivia

Salisbury, M.J., Jicha, B.R., de Silva, S.L., Singer, B.S., Jiménez, N. y Ort, M.H., 2011. *$^{40}\text{Ar}/^{39}\text{Ar}$ chronostratigraphy of Altiplano-Puna volcanic complex ignimbrites reveals the development of a major magmatic provinces*. Geological Society of America Bulletin 123 (5-6), p. 821-840

Sanyal, S.K., 2005. *Classification of geothermal systems – a posible scheme*. Proceedings of Thirtieth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering. Stanford, California. SGP-TR-176

Scandiffio, G. y Álvarez, M., 1992. *Informe geoquímico sobre la zona geotérmica de Laguna Colorada, Bolivia*. Estudios geotérmicos con técnicas isotópicas y geoquímicas en América Latina. Actas de una Reunión Final de Coordinación de Investigaciones Celebrada en San José, Costa Rica, 12-16 de noviembre de 1990. IAEA-TECDOC-641, p. 77-114

Scandiffio, G. y Cassis, W., 1992. *Geochemical report on the Empexa geothermal area, Bolivia*. Estudios geotérmicos con técnicas isotópicas y geoquímicas en América Latina. Actas de una Reunión Final de Coordinación de Investigaciones Celebrada en San José, Costa Rica, 12-16 de noviembre de 1990. IAEA-TECDOC-641, p. 115-139

Scandiffio, G. y Rodriguez, J., 1992. *Geochemical report on the Sajama geothermal area, Bolivia*. Estudios geotérmicos con técnicas isotópicas y geoquímicas en América Latina. Actas de una Reunión Final de Coordinación de Investigaciones Celebrada en San José, Costa Rica, 12-16 de noviembre de 1990. IAEA-TECDOC-641, p. 141-167

Schneider, A., y Halls, C., 1985. *Chronology of eruptive processes and mineralization of the Frailes Karikari volcanic field, Eastern Cordillera, Bolivia*. Comunicaciones 35 (Universidad de Chile), p. 217-224

Velasco Villarroel, J.A. y Peñaranda, E.S., 2011. *Generación de energía eléctrica a partir de vapor del pozo geotérmico Apacheta AP-XI*. Revista Metalúrgica de la Carrera de Ingeniería Metalúrgica y Ciencias de Materiales, UTO, N° 30, p. 49-56

Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, 2014. *Plan para el desarrollo de las energías alternativas 2025*. Ministerio de Hidrocarburos y Energía, Primera edición, La Paz, 104 p.

Villarroel Camacho, D.G., 2014. *Geochemical studies of geothermal fluid and evaluation of well test results from Wells SM-1, SM-2 and SM-3, Sol de Mañana field, Geothermal Project, Laguna Colorada, Bolivia*. United Nations University, Geothermal Training Programme. Reports 2014, number 32, p. 697-720

Zandt, G., Leidig, M., Chmielowski, J., Baumont, D. y Yuan, X., 2003. *Seismic detection and characterization of the Altiplano-Puna magma body, central Andes*. Pure and Applied Geophysics 160, p. 789-807