



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
POSGRADO EN CIENCIAS DE LA TIERRA
INSTITUTO DE GEOFÍSICA

Evaluación técnica y financiera del sistema
hidrotermal de baja entalpía "La Jolla", Ensenada
Baja California, México

TESIS

QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:
MAESTRO EN CIENCIAS DE LA TIERRA
PRESENTA:
HÉCTOR GONZÁLEZ GARCÍA

TUTOR:
DRA. ROSA MARÍA PROL LEDESMA
INSTITUTO DE GEOFÍSICA

Ciudad Universitaria, Cd. Mx, Febrero 2018.



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

A María y Julián.

El viaje no termina jamás. Sólo los viajeros terminan. Y también ellos pueden subsistir en memoria, en recuerdo, en narración... El objetivo de un viaje es sólo el inicio de otro viaje. Viaje a Portugal, José Saramago.

A Esli, como si dijera agua.

Money is the measure of all things. Paulo Freire.

Resumen

El reconocimiento de los recursos naturales que se encuentran en un territorio, es crucial para poder manejarlos de manera sustentable. Dentro de este estudio se evaluó la posibilidad de explotación del recurso hidrotermal de baja entalpía "La Jolla", ubicado en Ensenada, Baja California. La posibilidad de explotación inició mediante reconocimiento geofísico, geológico y geoquímico del área de estudio. Mediante los estudios geofísicos se estimó un volumen de $7.24 \times 10^6 m^3$. La temperatura con el geotermómetro de calcedonia fue de $214^\circ C$. Estos datos se integraron al modelo *heat in place* y junto con la rutina Monte Carlo, se estimó un potencial energético de 1MW para 30 años de explotación. Posteriormente se realizó la evaluación financiera de la posible explotación.

En promedio, se obtuvo una ganancia de aproximadamente \$ 2,000,000.00 MXN al año con una tarifa de \$0.5 MXN. Con una inversión inicial de \$16,000,000.00 MXN. El Valor Presente Neto fue de 4 millones de unidades positivas. Por otro lado, la Tasa Interna de Retorno fue del 10 %. Considerando un marco de inversión de 60 % de inversión y 40 % de deuda el interés del proyecto es del 6.48 % usando el promedio del costo de capital ponderado (WACC). Comparando el valor del interés interno y el interés ponderado, el proyecto denota rentabilidad. Finalmente se obtuvo un periodo de retorno de 19 años.

Abstract

This study describes a financial analysis of the low enthalpy geothermal system "La Jolla", located in Baja California, Mexico, based on both reconnaissance and technical studies. The technical feasibility study began with the system exploration to estimate the electric power generating potential using the heat in place model with a Monte Carlo simulation. The calculated energy output was 1 MWe for a 30 year period. Based on both the calculated energy and the physical characteristics of the site, a binary cycle plant was chosen for electricity generation. Profitability was calculated using Net Present Value and Internal Rate of Return. The project risk was obtained from the sensibility analysis of all variables used in the financial parameters calculation. The highest effect on risk comes from tariff price, on the other hand, the lowest effect corresponds to drilling. Projected income was estimated to be 47,000.00 USD per year, requiring an initial inversion of 615,000.00 USD. The time of return of 19 years was calculated, using a 6.48 % of interest rate with a 60 % private and 40 % government investment frame. The NPV was positive, IRR was 10 %, greater than 6.8 %; therefore, the project may be considered as profitable.

Agradecimientos

La realización de esta investigación fue gracias al apoyo del proyecto CeMIE-Geo P-01 “Mapas de Gradiente Geotérmico y Flujo de Calor para la República Mexicana” y del proyecto CONACyT-SENER 152823 “Evaluación de los recursos geotérmicos de la Península de Baja California: continentales, costeros y submarinos”, correspondiente a la convocatoria del Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología N.S0019-2010-01.

Gracias al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología por su invaluable apoyo para la obtención de mi grado.

Agradecimientos Personales

A mi familia por ser y estar. A mis amigos, por hacer las cosas más amenas siempre. A Islandia, por recibirme y adoptarme. A mi tutora, por apoyarme y enseñarme. A mis enemigos imaginarios, por ponerme a prueba siempre. A todos y cada uno: ¡Gracias!

Este trabajo es el producto de una serie de eventos afortunados y desafortunados. Gracias a todo lo que sucedió en estos dos años pudimos sacar esta investigación adelante. Sin la gran ayuda, apoyo y cariño de Rosa María Prol, esto no hubiera sido posible. Ella no sólo fue la directora, sino una gran fuente de inspiración para llevar a cabo todo esto. Por supuesto, mis amigos del laboratorio fueron maravillosos, Marcela e Irving siempre tenían chismes para relajar la mente, así como consejos muy valiosos y útiles; ya después llegó Luis para ser buleado por todos. Gracias amigos.

A mis compañeros de vida: Xánath, Mariana, Amanda, Andrés, Eunice, Yeya, Rebeca, Nadia, Elba, Alicia, Roberta, Héctor. Sus risas y chistes están escritos dentro de mi tesis, deben leerla para encontrarlos.

Gracias también a aquellos grandes investigadores que enriquecieron mi camino: Clau, Mario y Augus. Especialmente, Fabiola representó el apoyo de lo nuevo: comprender el valor del dinero y lo importante que es el no ser corrupto para que las cosas avancen. También gracias a mis sinodales por sus invaluables y atinadas correcciones.

Por último, gracias a la Universidad, por ser mi hogar. Y gracias, Esli, por apoyarme aunque me conozcas al 100%, te amo.

Por mi raza hablará el espíritu. Febrero, 2018. Héctor.

Símbolos

- CFE = Comisión Federal de Electricidad.
- Ca = *Circa*.
- ERT = *Electrical Resistivity Tomography*.
- ETM= *End Thermal Member*.
- FT = Fluido de trabajo.
- H= Calor Contenido.
- h = Entalpía.
- HPLC = Cromatografía líquida de alta eficiencia.
- ICP-MS = Espectrometría de Masas con Plasma Acoplado Inductivamente.
- ISR= Impuesto sobre la renta.
- I= Inversión.
- i=interés.
- K = Potasio.
- Ma = Millones de años.
- Mg = Magnesio.
- MW=Mega vatios.
- m = Metro(s).
- Na=Sodio.
- OyM = Operación y mantenimiento.

-
- PTU= Porcentaje de trabajo sobre las utilidades.
 - $P_p = \textit{Pinch Point}$.
 - pH = Potencial de hidrógeno.
 - Q= Carga de calor.
 - q=Potencial Energético.
 - r = Roca.
 - SC = Súper Calentador.
 - SENER = Secretaría de Energía.
 - T = Temperatura.
 - TIR = Tasa interna de retorno.
 - Tar=Tarifa.
 - t=tiempo.
 - U = Coeficiente de Transferencia.
 - USD= Dólares Estadounidenses.
 - VES = *Vertical Electrical Sounding*.
 - VP= Valor presente.
 - VPN =Valor Presente Neto.
 - W=vatios.
 - WACC=*Weighted Average Cost of Capital*.
 - w = Agua.
 - Letras Griegas.
 - δD Contenido isotópico de Hidrógeno pesado.
 - $\Omega - m$ = Ohms-metro.
 - η = Eficiencia termodinámica.
 - ρ =Densidad.

-
- ϕ = Porosidad.
 - Δh = Diferencia de entalpía.
 - Símbolos con subíndices.
 - A_t =Flujo de efectivo al tiempo t.
 - °C= Grado Celcius.
 - C_c = Costos de Construcción.
 - C_{vi} = Calor Específico del Material.
 - C_{Pfg} =Calor específico del Fluido Geotérmico.
 - C_p = Costos de perforación.
 - E_e = Energía eléctrica.
 - HNO_3 = Ácido nítrico.
 - h_{anual} =Promedio de horas de trabajo.
 - \dot{m}_{cf} = Masa del fluido para el enfriamiento.
 - \dot{m}_{gf} = Masa del fluido geotérmico.
 - \dot{m}_{fo} = Masa del fluido orgánico.
 - m_{WH} =Masa extraíble de fluido geotérmico.
 - q_{WH} =Calor en el cabezal del pozo.
 - q_r = Calor contenido en la roca.
 - R_g =Factor de recuperación termal.
 - SiO_2 = Sílice.
 - T_a = Flujo de calor anual.
 - T_R = Temperatura del yacimiento.
 - T_r Temperatura de referencia.
 - V_i = Volumen específico del material.
 - W_{tneto} =Conversión de la turbina.

- $\delta^{18}O$ = Oxígeno 18.
- ΔT_{pp} = Temperatura del *Pinch point*.
- $\overline{\Delta T}$ = Diferencia absoluta de temperatura.
- $\overline{\rho c}$ = Calor específico de la roca encajonante.
- © = Derechos Reservados.
- 3D = Tercera dimensión.

Índice general

Lista de figuras	XVIII
Lista de tablas	XIX
1. Introducción General	1
1.1. Planteamiento del problema	2
1.2. Justificación	3
1.3. Hipótesis	4
1.4. Objetivos	4
2. Marco Teórico	7
2.1. Marco Geológico Regional	7
2.2. Geofísica y Geoquímica	10
2.3. Modelo volumétrico: Heat in place	12
2.4. Plantas Geotérmicas de ciclo binario	14
2.4.1. Rankine Orgánico, análisis termodinámico	16
2.5. Costos de las plantas geotérmicas de ciclo binario	19
2.6. El esquema cascada	23
2.7. Rentabilidad de proyectos de inversión	23
2.8. Parámetros Financieros	26
2.9. Inversión	27
2.10. Costos de producción	28
2.11. El riesgo estimado mediante análisis de sensibilidad	29
3. Metodología	33
3.1. Estimación del Volumen y Temperatura del yacimiento	34
3.2. Heat in Place	36

3.3.	Rentabilidad de Proyectos de Inversión	37
3.3.1.	Inversión	37
3.3.2.	Entradas de Efectivo	39
3.4.	Modelo Financiero	40
3.5.	Análisis de Sensibilidad	41
4.	Análisis de la Viabilidad del Proyecto	45
4.1.	Estimación de la cantidad de energía almacenada por el sistema hidrotermal	45
4.2.	Costos y ganancias del Proyecto	49
4.3.	Determinación de la viabilidad financiera	51
4.3.1.	Promedio ponderado del costo de capital	51
4.3.2.	Periodo de retorno descontado	51
4.4.	Riesgo del proyecto	51
4.5.	Discusión de resultados	53
4.5.1.	Viabilidad Financiera	54
4.5.2.	Viabilidad Técnica	56
4.5.3.	Riesgo	57
5.	Conclusiones	61

Índice de figuras

1.1. La Jolla, Ensenada, Baja California México.	4
2.1. Mapa Geológico.	9
2.2. Resultados del estudio de Arango-Galván et al. (2011).	10
2.3. Resultados del análisis geoquímico del agua del estudio de Arango-Galván et al. (2011)	11
2.4. Diagrama termodinámico.	18
2.5. Diagramas T-S para una planta de ciclo binario.	22
2.6. Riesgo vs Costo en las diferentes etapas de construcción de la planta geotérmica (Gehringer y Loksha, 2012).	31
3.1. Metodología.	43
4.1. Resultados del Monte Carlo.	47
4.2. Modelo 3D y diagrama Giggenbach.	48
4.3. Gráficos que muestran la sensibilidad de las diferentes variables ante el riesgo de que cambien.	52

Índice de tablas

2.1. Concentración de especies químicas en el agua.	12
2.2. Escenarios de financiamiento.	27
3.1. Periodo de retorno descontado.	41
4.1. Parámetros para el modelo heat in place.	49
4.2. Estimación de costos de las unidades que componen la central de generación de la planta geotérmica.	50
4.3. Comparación de proyectos de ciclo binario.	55

Capítulo 1

Introducción General

Actualmente, la matriz energética en México se compone de un 76.37 % de energía generada por medio de fuentes no renovables. Mientras que el 23.6 % restante, comprende al uso de fuentes de energía renovables. De las fuentes renovables tan sólo el 3.28 % corresponde a fuentes geotérmicas (SENER, 2017). Con esta perspectiva, en 2016 el gobierno mexicano asume la responsabilidad de cumplir los objetivos del desarrollo sostenible de Naciones Unidas (CEPAL, 2017 (visitado 26-06-2017)). Dentro de esta agenda, el objetivo número 7 es dotar a toda la población del país de energía asequible y no contaminante. Para llevar acabo esta meta, la Secretaría de Energía (SENER) se ha puesto como meta la generación eléctrica de un 37 % como mínimo por medio de fuentes renovables para el año 2030 (SENER, 2016).

Este marco geopolítico obliga a la SENER a adoptar estrategias nuevas de desarrollo. Una de las estrategias que se están adoptando, es cambiar la manera en que la electricidad se genera: migrar de un esquema centralizado a un modelo de cogeneración. Este modelo plantea la instalación de un mayor número de pequeñas plantas de generación eléctrica en el lugar donde se encuentra el recurso energético. Es un modelo de generación “*in situ*”. Se espera que a través de este modelo, se incentive la diversificación en el uso de fuentes para la generación eléctrica y, a su vez se estimule el crecimiento económico regional (SENER, 2016).

Por un lado, es bien sabido que nuestro país tiene un alto potencial en recursos energéticos para el desarrollo de energías renovables (Alemán-Nava et al., 2014). Entonces, esta particularidad, aunada al alto potencial de generación geotermoeléctrica en nuestro territorio (Gutiérrez-Negrín, 2012); hace que la exploración y explotación de recursos geotérmicos de baja entalpía sea una buena oportunidad para lograr la estrategia de cogeneración “*in situ*”. Aunque

no existen muchos estudios sobre los sistemas geotérmicos de baja entalpía, tomando la tendencia mundial y la existencia de grandes campos geotérmicos en el país, es muy probable que el territorio nacional sea inmensamente rico en este tipo de recursos (Chandrasekharam y Bundschuh, 2008). A pesar de que se ha demostrado que la explotación de los recursos geotérmicos de baja entalpía son una fuente económicamente viable y sostenible para el desarrollo (Lejeune, 1980), en México aun no se realiza la explotación comercial de este tipo de recursos.

1.1. Planteamiento del problema

La gestión de las fuentes energéticas que posee cualquier nación, es necesaria para mejorar el desarrollo socio-económico-ambiental. La gestión es un proceso constante que inicia con el reconocimiento del recurso. Posteriormente, se realizan estudios de exploración cuya finalidad es conocer qué potencial energético se tiene, para la explotación. Una vez que se tiene estimado el potencial energético del sitio, se realiza el análisis de prefactibilidad financiera y técnica. Teniendo resultados positivos en estos estudios, se busca financiamiento. Posteriormente la etapa de explotación inicia. La gestión de los recursos energéticos debe incluir el análisis de la demanda energética. Mediante el análisis de la demanda se logra una adecuada planificación en el desarrollo de plantas de generación. Una adecuación de producción a la demanda evita la escasez o el superávit energético.

La diversificación de la matriz energética, se refiere al uso de diferentes fuentes energéticas para la generación de electricidad. Actualmente, estamos viviendo un periodo de transición energética, el cual se refiere al aprovechamiento de diferentes fuentes de energía renovable (Skipka y Theodore, 2014). Aunque el debate sobre la transición se inició por la escasez creciente en el suministro de petróleo, un aspecto más importante como el cambio climático es ahora el principal motor que impulsa la transición energética en el mundo. Es bien sabido que la densidad energética del petróleo es muy alta, y que ninguna fuente de energía renovable, por sí sola, lo reemplazaría totalmente (Layton, 2008). Sin embargo, la acción más viable es generar la misma cantidad de energía mediante diversas fuentes (Armaroli y Balzani, 2007; Lund, 2007). La energía contenida en las fuentes geotérmicas de baja entalpía, representa una alternativa económicamente viable, común en el mundo y puede formar una parte importante del portafolio de opciones para sustituir de los combustibles fósiles (Chandrasekharam y Bundschuh, 2008).

A principios de 1990, la Comisión Federal de Electricidad (CFE) realizó estudios de exploración geotérmica en la zona de Ensenada en el estado de Baja California. La zona de la Jolla se encuentra al sur de Ensenada y en la parte norte de la península denominada Punta Banda (figura 1.1). El recurso geotérmico del área, fue catalogado como un sistema hidrotermal de baja entalpía ignorando su explotación para fines comerciales (Álvarez-Rosales, 1993).

En la zona de La Jolla, existen diversas zonas de actividad hidrotermal. Estas se catalogan de acuerdo a su localización (Prol-Ledesma y Arango-Galván, 2017):

1. Zona intermareal en punta Banda: las manifestaciones se localizan en las playas de La Jolla y Agua Caliente. El rango de temperaturas se encuentra entre 47 a 62°C. El valor del pH va de 6.7 a 7.3.
2. Zona Submarina: las descargas se encuentran a 30 m bajo el mar de la Bufadora (en la parte sur de punta banda) con temperaturas de 109 a 130°C.
3. Subaéreas. Ocurren en el continente con temperaturas de descarga de entre 40 y 57°C.

Como se ha mencionado con anterioridad, la gestión del prospecto inició con el reconocimiento del recurso y en la zona se han realizado exploraciones superficiales, además de las realizadas por CFE (Álvarez-Rosales, 1993; Arango-Galván et al., 2011). Continuando con la gestión integral del recurso, es necesario realizar una evaluación financiera de la posible explotación, la cual es el principal objetivo de este trabajo. No existe una metodología estandarizada para la evaluación de los recursos geotérmicos, sin embargo se utilizará un modelo financiero clásico, donde se analizan entradas y salidas de efectivo de un proyecto piloto; así como impuestos, depreciaciones y proyecciones de inversión futura.

1.2. Justificación

La industrialización y el crecimiento económico se ha basado en la explotación de los combustibles fósiles. La sobreexplotación de estos recursos ha causado que los combustibles fósiles convencionales se estén agotando. Este hecho ha propiciado la transición energética; sin embargo, aún se espera que se

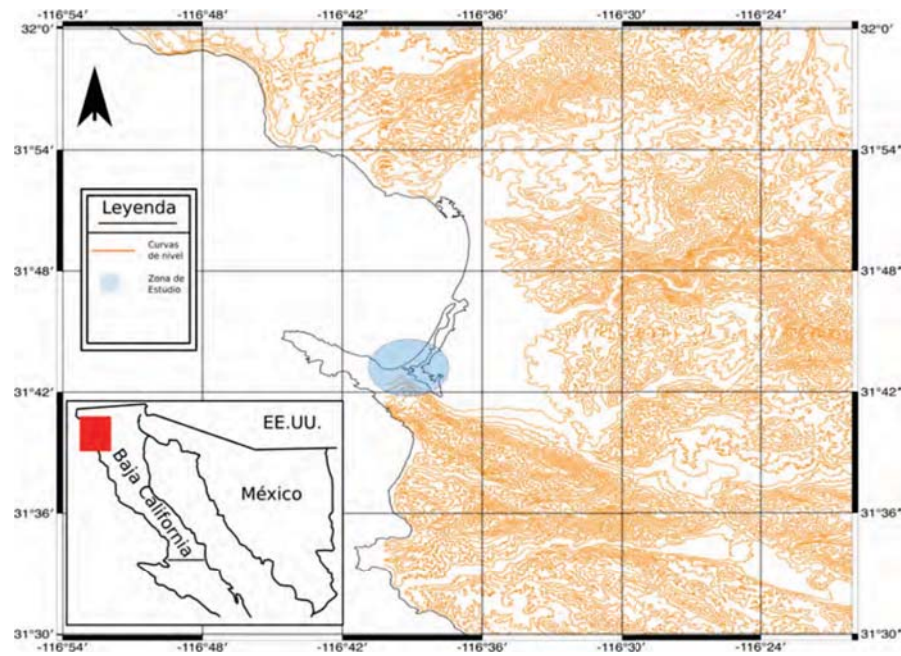


Figura 1.1 La Jolla, Ensenada, Baja California México.

demuestre la viabilidad económica de las diferentes fuentes de energía limpia. En este sentido, es muy importante demostrar la viabilidad en la explotación de los recursos geotérmicos de media y baja entalpía, ya que pudiera representar una muy buena alternativa para lograr la meta del 37 % de generación por medio de recursos renovables, siendo, además, económicamente viable.

1.3. Hipótesis

El sistema hidrotermal de baja entalpía “La Jolla” contiene energía suficiente para ser económicamente viable para la explotación, ya sea para la generación eléctrica y/o usos directos.

1.4. Objetivos

El objetivo principal de este trabajo fue conocer la viabilidad técnica y financiera en la explotación del recurso geotérmico de baja entalpía. La evaluación financiera se hizo con base en los resultados de la evaluación técnica. La evaluación técnica fue hecha mediante la integración de los resultados obtenidos por los trabajos de exploración realizados en 1993 y en 2011 (Álvarez-Rosales, 1993; Arango-Galván et al., 2011). Para llevar acabo este objetivo, se fijaron las siguientes metas:

- Estimación del potencial energético del sistema hidrotermal.
 - Estimación del volumen del yacimiento
 - Estimación de la temperatura del yacimiento
 - Integración del volumen y temperaturas en el modelo “*Heat in Place*” para la estimación del potencial energético con modelación Montecarlo.
- Estimación de la inversión (perforación, equipamiento, construcción, etc.)
- Estimación de costos operativos (variables, fijos y de perforación).
- Determinación de la rentabilidad de acuerdo a métricas financieras utilizadas para evaluar cualquier proyecto de inversión.
- Estimación del Riesgo Económico del Proyecto.

Capítulo 2

Marco Teórico

La importancia del conocimiento integrado de la zona de estudio influye en la identificación de sus características. Estas, son la base para el planteamiento de una estrategia cuya finalidad sea lograr una explotación eficiente, asegurando el máximo beneficio económico-social, y disminuyendo el daño ambiental. En este capítulo se describirán las características geológicas del sitio. Al mismo tiempo, se incluye la descripción de los estudios geofísicos y geoquímicos que ayudaron a la caracterización e identificación del reservorio hidrotermal.

Se explican también, los conceptos que ayudaron a realizar la evaluación del recurso hidrotermal: el modelo volumétrico, que ayuda a estimar el contenido energético del reservorio mediante el uso de evidencias superficiales; el fundamento teórico del ciclo binario, el cual contiene las leyes de la termodinámica que gobiernan su funcionalidad; posteriormente, se explican costos que se generan tras la construcción de plantas geotérmicas binarias; se da una breve descripción de los proyectos en esquema *cascada*, que se refieren a proyectos alternos diseñados para aprovechar el calor al máximo; y, por último, se describen los parámetros financieros para evaluar proyectos de inversión, justificando su uso en este análisis.

2.1. Marco Geológico Regional

Prebatolito-Batolito.

Las roas más antiguas que afloran en la zona de Ensenada, son rocas metamórficas con una edad de aproximadamente 145 Ma, cuyo protolito está formado por flujos de rocas piroclásticas. Las rocas más expuestas y comunes son tobas y brechas cuyo rango composicional va de básico a intermedio, pero también hay presencia de flujos basálticos y andesíticos (Allen et al., 1960; Álvarez-Rosales,

1993).

El Batolito Peninsular es un evento volcánico de edad cretácica (*ca* 120Ma). El rango composicional de las rocas que afloran es básico-ácido. Hay afloramientos de gabro, granodiorita, andesita y granito y los espesores varían de 25, 60, 15, 35 m, respectivamente. Sin embargo el paquete lítico incluye diorita, norita, pegmatita y aplita (Woodford y Harriss, 1938; Gastil et al., 1975).

La estratigrafía de la zona de Ensenada incluye rocas ígneas, sedimentarias y metamórficas pertenecientes a las formaciones Alisitos y Rosario. La formación Alisitos es una secuencia estratigráfica de rocas sedimentarias y volcanoclásticas, atravesadas por diques andesíticos, graníticos pertenecientes al Batolito Peninsular (Álvarez-Rosales, 1993; Payne et al., 2004).

Post-Batolíticas.

Seguido del emplazamiento del Batolito Peninsular está la Formación El Rosario. Esta formación es constituida por rocas de secuencias marinas, rocas volcánicas asociadas a eventos recientes y detritos por intemperismo. Estas formaciones están débilmente cortadas por la falla Agua Blanca. Debido a la presencia de fósiles esta formación es de una edad aproximada de 70 Ma (Allen et al., 1960). En la zona de estudio afloran ampliamente brechas y conglomerados con clastos muy gruesos (Álvarez-Rosales, 1993).

Tectónica.

La complejidad tectónica en la región de la Península es el resultado del cambio en el régimen de las placas. Al terminar la subducción de la placa Farrallón bajo Norte América comenzó un proceso de apertura oceánica. La subducción de la placa Farallón cesó hace unos 5 Ma, se cree que el proceso del cambio de un régimen de subducción a uno de rift continental-dispersión oceánica, duró aproximadamente 10 Ma (Angelier et al., 1981). La terminación de la subducción de Farallón provocó que el levantamiento del terreno en el Este del Pacífico migrara hacia el norte. El evento de migración provocó una serie de zonas divergentes interconectadas por fallas transformes en el recién formado Golfo de California (Lonsdale, 1989).

La estructura principal en el área de estudio es el límite oeste del sistema de fallas regional Agua Blanca. Este sistema pertenece a la provincia tectónica Agua Blanca-Todos los Santos (figura 2.1). La naturaleza del sistema de fallas es lateral derecha (Beltrán Abaunza y Quintanilla Montoya, 2001). Las estructuras principales en el área de la Jolla son una consecuencia del emplazamiento

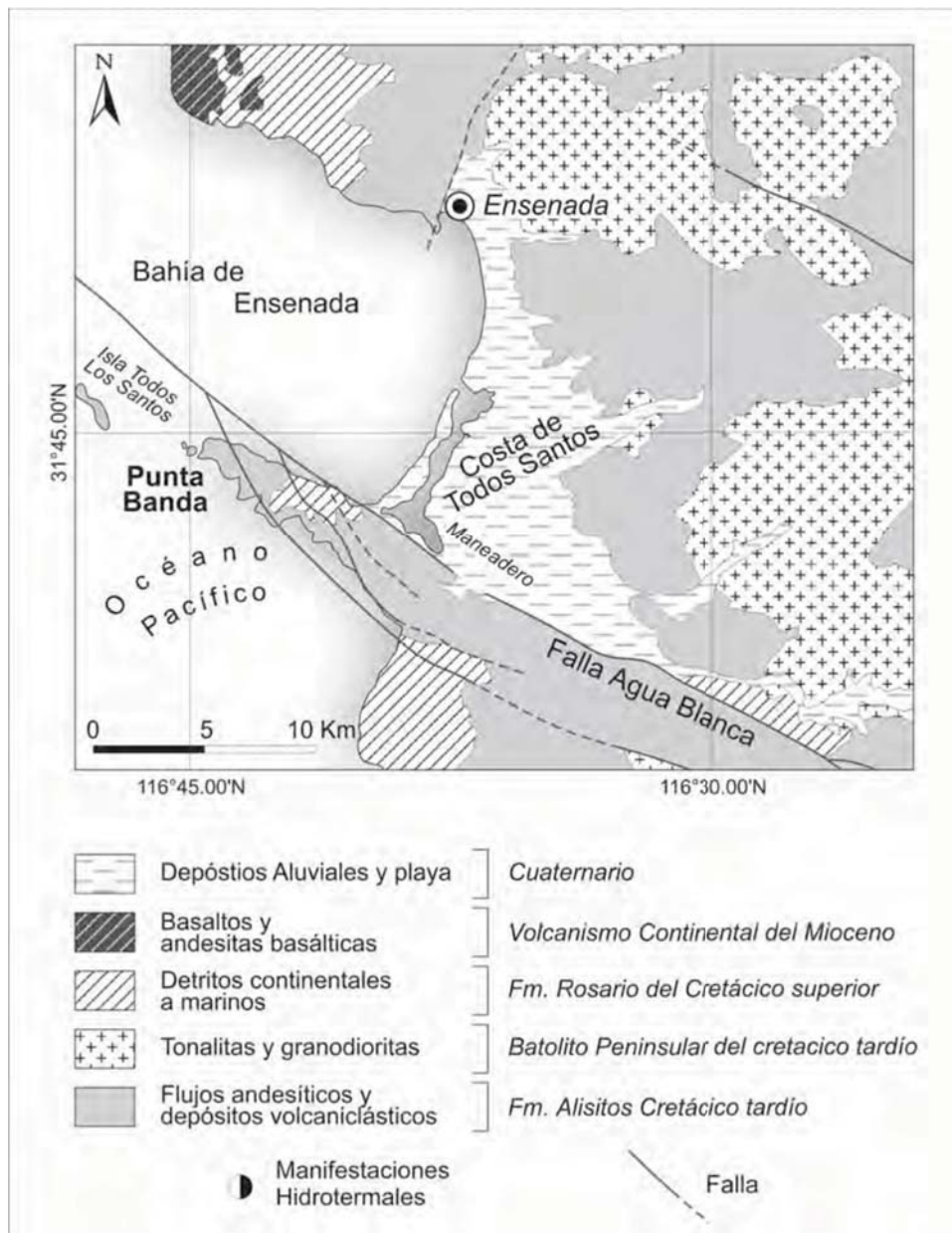


Figura 2.1 Mapa geológico de la zona de estudio (Arango-Galván et al., 2011).

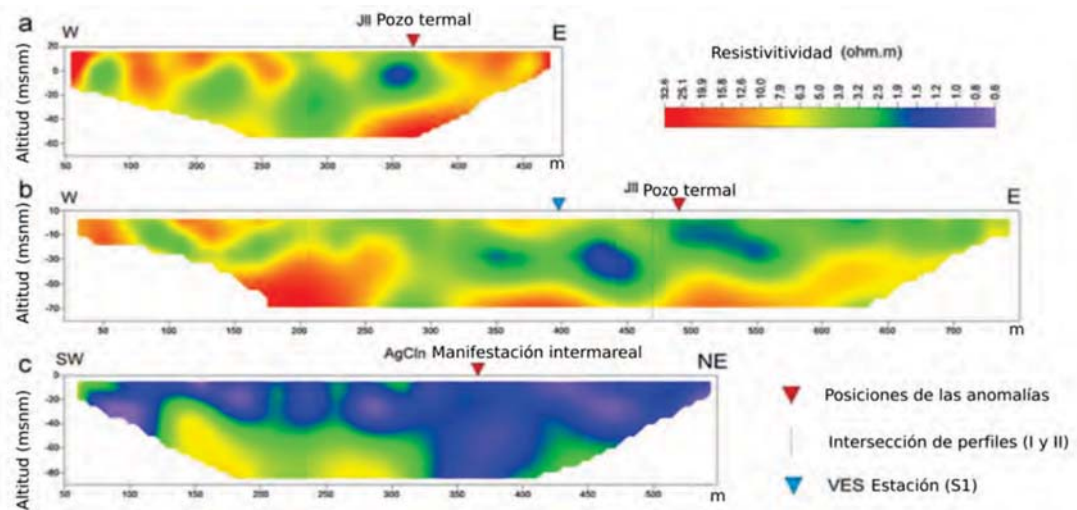


Figura 2.2 Los perfiles resistivos muestran una anomalía conductiva a unos 80 m bajo el nivel del mar. Debido a la presencia de manantiales termales en la superficie, existe una alta probabilidad de que esta anomalía conductiva, pertenezca al reservorio hidrotermal. En el tercer perfil se presentan valores de resistividad muy bajos, se cree que es debido a la influencia del agua marina. (Arango-Galván et al., 2011).

del Batolito Peninsular (*ca* 35Ma) y de la apertura del Golfo de California (Allen et al., 1960; Ferrari et al., 2013; Gastil et al., 1975). El emplazamiento del batolito provocó el fracturamiento de la corteza debido a la dilatación del material. El metamorfismo de presión-temperatura se dio al contacto con el magma (Allen et al., 1960; Gastil et al., 1975).

2.2. Geofísica y Geoquímica

Arango y colaboradores realizaron la prospección geofísica para delimitar al yacimiento espacialmente y también recolectaron muestras de agua para el análisis químico. Las muestras de agua fueron recolectadas en manantiales de la zona de estudio (Arango-Galván et al., 2011). A continuación se describen ambos estudios, comenzando con la geoquímica.

Las muestras de agua fueron recolectadas en 2007 en tres diferentes sitios: manantiales calientes, manifestaciones marinas aledañas a la costa y pozos artesanales de agua (figura 2.1). Las muestras destinadas a análisis de elementos mayores y elementos traza por ICP-MS, fueron acidificadas con HNO_3 al 35%. El resto de las muestras fueron usadas para determinar el contenido de iones

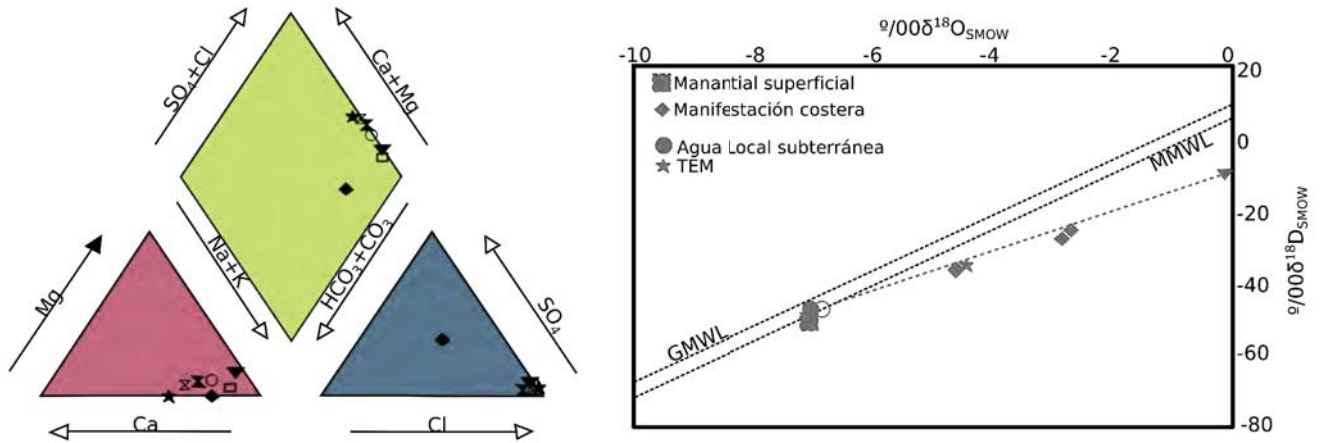


Figura 2.3 Resultados del análisis geoquímico del agua del estudio de Arango-Galván et al. (2011)

de sulfatos y cloratos mediante cromatografía (HPLC) y para la caracterización isotópica con la determinación de δD y $\delta^{18}O$. En el sitio se midieron diferentes parámetros físico-químicos del agua: pH, temperatura, salinidad, contenido de sólidos disueltos, solubilidad y alcalinidad. Los resultados geoquímicos indican que la mayoría de las muestras corresponden a agua de tipo sódico-cloruradas (figura 2.3). El contenido isotópico del agua refleja una tendencia de mezcla entre el agua meteórica y marina (Figura 2.3), además el contenido de magnesio resultó muy alto debido a la mezcla de agua de mar.

Generalmente el contenido de magnesio (Mg) disminuye con la temperatura (Fournier y Potter, 1978) y la concentración de esta especie es muy baja en sistemas de ventilas submarinas, pero es muy alto en el agua de mar (Scott, 1997); por lo tanto la cantidad de Mg en las muestras puede ser usada para determinar el porcentaje de mezcla del fluido de origen termal con agua de mar. Para poder determinar la concentración de especies químicas en agua del miembro termal original se consideró que este no contiene Mg (Prol-Ledesma et al., 2004), por lo que la composición química del fluido hidrotermal antes de la mezcla puede calcularse extrapolando la concentración de las especies disueltas mediante un modelo de regresión lineal. Los resultados del análisis químico del agua se encuentran en la tabla 2.1.

La caracterización de la profundidad, área y espesor del yacimiento se realizó mediante una tomografía eléctrica (ERT, por sus siglas en inglés). Se tomaron tres secciones sobre la zona de estudio. Para verificar los datos adquiridos con ERT, fue necesaria la adquisición de datos por medio de prospección eléctrica vertical (VES). El método VES permite adquirir una serie de diferencias en el

Muestra	T°C	pH	Na	Ca	Li	Mg	K	Cl	SO ₄	HCO ₃	SiO ₂	B	Cl/B
SnC	49	8.4	183	45	0.05	0.04	4	126	166	167	21	0.3	420
JII-1	50	7.3	5756	1768	1	391	217	10,800	1330	223	57	7.9	1367
JII-2	55	6.9	5707	2446	0.8	342	177	10,700	1270	242	64	6.6	1621
JII-3	74	6.3	2533	120	1	6	122	4460	334	74	42	9.4	474
AgCln-1	62	7	3512	408	1.1	115	146	4873	472	242	78	9.7	502
AgCln-2	53	6.8	4230	898	1.1	334	213	7928	815	186	105	8.4	944
AgCl-3	47	6.7	3580	886	1.1	256	194	6693	664	233	90	8.6	779
TEM	ND	ND	2204	ND	1	0	133	4809	272	ND	100	9	534

Tabla 2.1 Concentración en ppm de especies químicas disueltas en el agua, la temperatura y el pH fueron medidos *in situ* (Arango-Galván et al., 2011).

potencial inducido al variar la apertura de los electrodos manteniendo uno fijo. Los cambios en el valor del potencial son directamente proporcionales a cambios en la profundidad. Los modelos que resultaron del análisis e inversión de datos se encuentran en la figura 2.2.

2.3. Modelo volumétrico: Heat in place

Este método integra una serie de parámetros de carácter físico-químico los cuales se obtienen luego de la exploración en el área. Estos parámetros son el volumen, estimado mediante la identificación de cuerpos conductivos en el subsuelo; y la temperatura del reservorio, estimada mediante las especies químicas disueltas en el agua. Este método es uno de los más usados en el mundo para la estimación energética de los yacimientos geotérmicos. Está basado en el cálculo de calor contenido (H) en cierto volumen de roca (Bolton, 1973; Muffler y Cataldi, 1978; Nathenson, 1975; White y Williams, 1975).

El cálculo del calor en el yacimiento se puede realizar con dos modelos. En ambos modelos se delimita el área del yacimiento. Con el área delimitada se consideran diferentes perfiles de profundidad. Usando los valores del área y profundidad, se calcula el volumen para el cual se estimará el contenido energético. Los modelos son los siguientes (Muffler y Cataldi, 1978):

$$H = C_{vi} \dot{V}_i (T_i - T_a), \quad (2.1)$$

siendo, C_{vi} el calor específico del material, \dot{V}_i el volumen específico, T la temperatura y T_a representa el flujo de calor anual. El subíndice i se refiere a que el término debe ser para: roca (r) y agua (w) sobre el que se aplica. El segundo

modelo toma un par de parámetros extra del yacimiento que son la porosidad total (ϕ_r) y la densidad (ρ_w) de las rocas encajonantes (r) y del agua (w), respectivamente. Con estos parámetros se obtiene la energía contenida en cada una de las fases: sólida (H_s), propia de las rocas y líquida, que se traduce como la energía contenida en los poros (H_ϕ). El modelo es el siguiente (Muffler y Cataldi, 1978):

$$H = H_s + H_\phi, \quad (2.2)$$

es decir:

$$H = (1 - \phi)(C_r)(\rho_r)(V_r)(T_r - T_a) + (\phi_w)(C_w)(\rho_w)(V_w)(T_w - T_a), \quad (2.3)$$

donde C_r y C_w es el calor específico de la roca y el agua respectivamente, ρ_r y ρ_w representan la densidad de la roca y el agua.

Este método tiene una limitante importante: la estimación del factor de recuperación. El factor de recuperación se determina una vez que se ha implementado un modelo de producción de vapor para una planta geotérmica (Garg y Combs, 2010). Dado que esta metodología se implementa en la fase exploratoria del reservorio, aun no se han realizado modelos de producción. Una postulación inadecuada de cualquier modelo de producción afectaría de manera significativa el resultado final en la estimación del potencial energético.

Garg y Combs (2010, 2015) presentaron una reformulación para el modelo de la USGS “heat in place”. En este modelo han propuesto el uso del factor de recuperación con valores de entre 0 y 0.05. Estos valores se obtuvieron tras la modelación de una función de probabilidad rectangular. En fechas recientes Garg y Combs (2015) han presentado una nueva reformulación del modelo de estimación volumétrico, en el cual sugieren una estimación teórica para el factor de recuperación. La estimación es dependiente del modelo de producción que se tenga (procesos *Flash* o *ciclo binario*). Teniendo el siguiente modelo:

$$q_r = V\bar{\rho c}(T_R - T_r), \quad (2.4)$$

donde V es el volumen estimado para el yacimiento geotérmico, ρc es el calor específico de la roca encajonante, T_R es la temperatura del yacimiento y T_r es una temperatura de referencia. Para la mayoría de los casos se recomienda el uso del valor de la temperatura ambiente (Garg y Combs, 2015). Cada uno

de estos parámetros es obtenido en la fase de exploración de un yacimiento geotérmico. Teniendo todos los parámetros establecidos, se procede al uso de la rutina estadística de Monte Carlo para obtener los valores que tienen una mayor probabilidad de ocurrencia.

Método estadístico Monte Carlo El método Montecarlo es una simulación probabilística, realizada por computadora. En ella, se genera una enorme cantidad de números aleatorios para ser aplicados a un modelo. Los resultados de esta simulación deben ser interpretados mediante la probabilidad de ocurrencia. La base de esta simulación es la ley de los grandes números. Este es un teorema de la probabilidad en el que se describe un límite que se alcanza, cuando se realiza un muestreo aleatorio en cualquier experimento. Es decir, el promedio de los resultados obtenidos de un experimento muy grande, tiende a un límite llamado, el valor esperado. Este límite se acerca cada vez más al valor esperado, mientras aumenta el número de repeticiones del experimento aleatorio. La aplicación en este particular problema, es con el objetivo de obtener la probabilidad del valor más esperado de la cantidad total de energía almacenada en el yacimiento hidrotermal.

Las variables sobre las que se realiza la modelación montecarlo, son el volumen, la temperatura y el factor de recuperación termal. Para este caso, se realiza una simulación de un millón de números aleatorios, posteriormente se aplica un remuestreo sobre esta población, con la finalidad de obtener el límite que se pronostica mediante la ley de los grandes números.

2.4. Plantas Geotérmicas de ciclo binario

La energía geotérmica se ha usado desde tiempos inmemoriales. La temperatura del reservorio es el parámetro limitante para decidir de qué manera se puede aprovechar el recurso energético (Chandrasekharam y Bundschuh, 2008). Los sistemas geotérmicos usualmente son divididos en tres categorías (DiPippo, 2012):

- Los sistemas de baja entalpía cuya temperatura es menor a los 100°C.
- En los sistemas de entalpía intermedia el agua comúnmente se encuentra en el intervalo que va de 100° a 180°C.
- Los sistemas de alta entalpía tienen fluidos por arriba de 180°C. Estos son los sistemas más energéticos (DiPippo, 2012).

La explotación de los sistemas geotérmicos dependen de un conjunto de condiciones termodinámicas, tales como la temperatura, las especies químicas disueltas en el agua, la presión del reservorio, etc. De acuerdo a estas, es posible diseñar de la manera más óptima, la explotación del reservorio. Una de las características más importantes es la temperatura, de manera general teniendo fluidos por arriba de 80° , es posible utilizar tecnología binaria para la generación de energía eléctrica. La tecnología binaria ha permitido el uso de sistemas geotérmicos con baja entalpía para la generación eléctrica (Chandrasekharam y Bundschuh, 2008). La operación en una planta de ciclo binario consiste en que la energía del fluido geotérmico es transferida al fluido de trabajo por medio de intercambiadores. El fluido de trabajo es utilizado para mover la turbina acoplada a un generador para producir la energía eléctrica. Ambos fluidos se encuentran en tubos diferentes y nunca entran en contacto. Esto tiene una importante consecuencia, y es que debido a que el fluido geotérmico nunca entra en contacto con las partes móviles de la turbina, el riesgo de incrustación se reduce significativamente. El fluido geotérmico que queda luego de ceder calor a la turbina binaria, puede ser usado en otros procesos que utilicen calor. Este tipo de esquemas son conocidos como cascada (Monroy Parada et al., 2014).

La primera consideración al construir una planta binaria, es la elección del fluido de trabajo. Debido a que los fluidos tienen diferentes propiedades termodinámicas, se debe tener especial cuidado al momento de la elección. Los siguientes criterios pueden ser de gran ayuda para la elección del *fluido de trabajo* (Monroy Parada et al., 2014).

- La temperatura crítica del *fluido de trabajo* debe estar muy por debajo de la máxima temperatura que se alcanza en el ciclo.
- La presión de saturación no debe exceder los rangos de presión que los diferentes materiales de los componentes son capaces de resistir.
- Estabilidad química del *fluido de trabajo* durante todo el ciclo.
- El límite de saturación de vapor debe ser muy próximo al límite de la expansión térmica de la turbina. Esto asegura mantener un valor de humedad muy bajo para el vapor que sale de la turbina.
- Barato y fácil de encontrar.
- No tóxico ni inflamable.

2.4.1. Rankine Orgánico, análisis termodinámico

El funcionamiento de una planta binaria está basado en el ciclo orgánico Rankine (Abisa, 2002; Chandrasekharam y Bundschuh, 2008; Astolfi et al., 2014; Monroy Parada et al., 2014; Mwagomba, 2016). El ciclo Rankine es una serie de conexiones que tiene 4 componentes: bomba, boiler, turbina y condensador (Tester et al., 2012). El ciclo Rankine Orgánico sustituye el agua usada como *fluido de trabajo* por compuestos orgánicos. Este cambio modifica el ciclo Rankine convencional. Las principales características del nuevo fluido son un menor punto de ebullición y una presión de vapor más grande, ambos respecto del agua. Tras el cambio se espera invertir menos energía para que el fluido se evapore y se pueda usar para realizar trabajo. Este ciclo está dividido en dos: el ciclo abierto y el ciclo cerrado. El ciclo abierto tiene el fluido geotérmico circulando. El ciclo cerrado contiene el fluido orgánico.

El calor es transferido del fluido geotérmico hacia el fluido orgánico por medio de intercambiadores de calor. Los componentes principales de una planta geotérmica binaria son: (1) los intercambiadores de calor (súper-calentador, evaporador, precalentador); (2) la turbina; (3) el condensador y (4) el sistema de bombeo para el *fluido de trabajo*. Cada uno de los componentes mantiene un flujo constante y pueden ser analizados de esta manera. Debido a que los cambios en la energía mecánica en este proceso son muy pequeños, usualmente no son tomados en cuenta (Astolfi et al., 2014). El intercambiador de calor no realiza ningún trabajo, por lo tanto, es considerado aislado e isocórico. El intercambio de calor se da entre el fluido geotérmico y el fluido orgánico, también llamado de *trabajo*. La bomba y turbina se asumen isentrópicas. Se presenta a continuación una breve descripción de cada componente incluyendo las ecuaciones termodinámicas que gobiernan el proceso.

Intercambiadores de calor

Estos son los primeros componentes del sistema. En este arreglo se recibe el fluido geotérmico de los pozos productores. En estos componentes el calor del fluido geotérmico es cedido hacia el fluido de trabajo. En el punto S1 de la figura 2.4 se representa la entrada del fluido geotérmico al sistema. La presión, la temperatura y el flujo, son propiedades determinadas por las características del sistema hidrotermal. El punto S3 es la salida del fluido geotérmico del súper-calentador (SC) hacia el vaporizador. Este punto tiene dos opciones de desecho basadas en la temperatura. La primera opción es aplicada cuando el fluido proveniente del SC es considerado para usos posteriores. Por ejemplo, cuando se desea usar para calefacción de edificaciones, en este caso la temperatura de salida es de aproximadamente 70-75°C (Gudmundsson et al., 1985).

El segundo criterio, es mantener la temperatura de salida tan alta como sea posible. Esto previene que las tuberías de los intercambiadores de calor sufran de incrustación (Franco y Villani, 2009; Astolfi et al., 2014).

La condición en la que el fluido entra en el punto S8 es determinada por las características de fabricación de la turbina. Para este ciclo, normalmente basta con que el fluido esté ligeramente supercaliente (Monroy Parada et al., 2014). Considerando todos los componentes como un sistema termodinámico, donde la cantidad de calor transferido hacia el fluido geotérmico es igual a la cantidad de calor que el fluido geotérmico cede, el balance de energía está dado por:

$$\dot{m}_{gf} = (h_{S1} - h_{S3}) = \dot{m}_{of}(h_{S3} - h_{S1}), \quad (2.5)$$

donde \dot{m} es la masa del fluido geotérmico, \dot{m}_{of} es la masa del fluido orgánico; y h son los valores de entalpía en cada punto. Si se asume por conocida la capacidad calorífica del fluido geotérmico en el balance de energía, la diferencia de entalpía puede ser reemplazada por la diferencia de temperatura:

$$\dot{m}_{gf} = C_{pfg}(T_{S1} - T_{S3}) = \dot{m}_{fo}(h_{S3} - h_{S1}) \quad (2.6)$$

donde C_{pfg} es el calor específico del fluido geotérmico; y T es la temperatura en cada punto. El “*pinch point*” es un punto en el intercambiador de calor, donde la diferencia de temperatura entre el fluido geotérmico y el orgánico es mínima. La temperatura del “*pinch point*” está representada por: ΔT_{pp} .

Turbina

La turbina contiene las partes móviles del sistema. Estos elementos, son los álabes, que son las paletas curvas responsables de transformar la energía calorífica contenida en el gas super caliente y ultra comprimido, a energía mecánica. Esta conversión es realizada por el eje de la turbina. El eje está conectado al generador y es ahí donde la electricidad se produce (Gislason et al., 2011). El análisis termodinámico sigue el mismo principio que las turbinas de gas. El punto 6 representa la entrada de vapor orgánico hacia la turbina y el punto 7 representa la salida (figura 2.4). El cambio en la entalpía del vapor es proporcional al cambio de entalpía en el caso ideal, multiplicado por la eficiencia ideal de la turbina¹:

$$\Delta H_r = \Delta H_i \times \eta_i. \quad (2.7)$$

El trabajo absoluto realizado por la turbina real es el cambio en la entalpía multiplicado por la masa del flujo del vapor orgánico:

¹La turbina ideal es Isentrópica y la eficiencia η está definida como: $\frac{W_r}{W_i}$, donde W_r es el trabajo real y W_i el trabajo isentrópico.

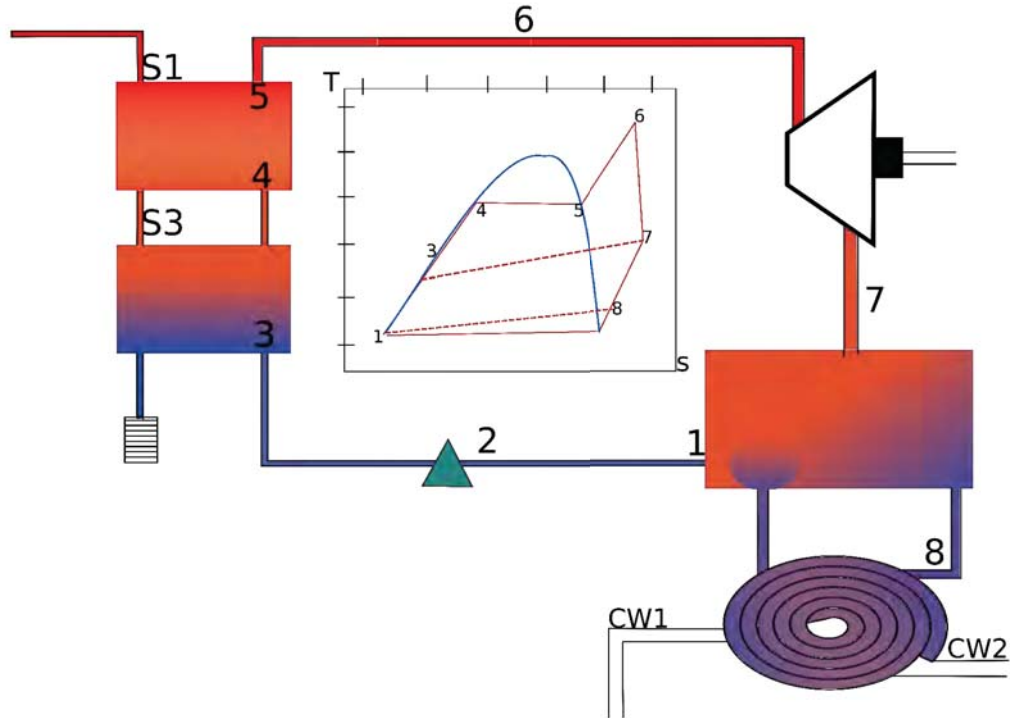


Figura 2.4 Diagrama termodinámico para una planta geotérmica de ciclo binario Astolfi et al. (2014).

$$\dot{W}_T = \dot{m}_{fo}(h_{S3} - h_{S4}) = \dot{m}_{fg} \times \eta_i(h_{S3} - h_{S4}) \quad (2.8)$$

donde \dot{W}_T es el trabajo total realizado por la turbina; y η_t es la eficiencia ideal de la turbina.

Condensador

El condensador es otro intercambiador de calor en el ciclo. El intercambio de calor es realizado entre el sistema de enfriamiento y el vapor orgánico. El punto 8 del diagrama (figura 2.4) representa la entrada del vapor orgánico que sale de la turbina. En el centro del condensador, el vapor ha alcanzado el punto de rocío, en este punto, la condensación inicia (Abisa, 2002; Monroy Parada et al., 2014). Finalmente en el punto 1 el fluido orgánico sale condensado (figura 2.4). Este proceso es isobárico. Los puntos CW1 y CW2 son la entrada y la salida del líquido usado para enfriar el vapor orgánico. El proceso de intercambio energético entre el vapor orgánico y el fluido para el enfriamiento está dado por:

$$\dot{m}_{CF}(h_{CW3} - h_{CW1}) = \dot{m}_{fo}(h_{10} - h_S) \quad (2.9)$$

donde \dot{m}_{CF} es la masa del fluido para el enfriamiento.

Recuperador

El recuperador es un intercambiador de calor extra. El recuperador incrementa la temperatura del fluido orgánico a la entrada del precalentador (punto 1 de la figura 2.4). Esto quiere decir que el calor que se obtiene por el fluido geotérmico es sustituido por el calor que el recuperador obtiene del vapor desechado de la turbina. El uso del recuperador provoca que el fluido geotérmico ceda menos energía. Al perder menos energía, el fluido puede usarse para realizar procesos independientes en un esquema *cascada*. También puede ser reinyectado al sistema hidrotermal. Con la opción de reinyectar, el riesgo por incrustación, se reduce.

Se ha demostrado que esta modificación incrementa la eficiencia global del ciclo (Mwagomba, 2016). La eficiencia máxima alcanzada con sistemas recuperadores ha sido del 95 %. Para llegar a esto es necesario el uso de un recuperador de calor y la mezcla de fluidos orgánicos con una composición química compleja. La complejidad química de los fluidos orgánicos reduce las diferencias en la temperatura entre los intercambiadores de calor, debido a que cuando la complejidad estructural incrementa, guarda más energía (Saleh et al., 2007). Sin embargo, lograr la máxima eficiencia termodinámica, implica un costo significativamente mayor (Monroy Parada et al., 2014).

2.5. Costos de las plantas geotérmicas de ciclo binario

Las plantas de generación binaria son pequeñas y muy simples. Estas dos características permiten que el personal de operación se reduzca significativamente, a comparación de las plantas que explotan yacimientos de alta entalpía. La energía eléctrica que se genere depende de la correcta ejecución en la operación de todo el equipo. Para asegurar el éxito de la operación, es necesario tener personal altamente capacitado. El personal debe tener el conocimiento para operar la planta de ambas maneras: remota y presencial. De acuerdo a la experiencia de las plantas binarias Svartsengi en Islandia y Berlín en El Salvador, sólo es necesaria la presencia de un operador por turno, ya sea que esté en la planta o en una estación de control lejos de la misma. A su vez, se recomienda la implementación de tres turnos: Matutino, vespertino y nocturno (Monroy Parada et al., 2014).

El mantenimiento de la planta incluye una serie de actividades, enfocadas

al cuidado del equipo de generación. Mediante esto, se busca mantener el buen desempeño de la planta. Debido a que la planta depende de las condiciones fisiográficas, las tareas de mantenimiento deben adecuarse a esta variable, y además, tienen que ser realizadas durante toda la vida útil. Esta última característica, define al mantenimiento como un costo fijo. El plan de mantenimiento se desarrolla a partir de un esquema de negocios. En este esquema las decisiones son tomadas a partir del análisis de las opciones que ayuden a cumplir el objetivo del esquema de mantenimiento. Los objetivos del esquema de mantenimiento deben tener este panorama: preventivo, correctivo, predictivo y proactivo. De acuerdo a las necesidades de la planta, se diseñará el esquema que solucione de manera integral la problemática que se presente. Brevemente descrito, el panorama de las actividades a desarrollarse en las estrategias para el mantenimiento, es (Monroy Parada et al., 2014):

Preventivo: la creación de una agenda en la que se programen revisiones presenciales de todo el equipo, es necesaria. El objetivo es detectar problemas en el sistema de generación. Además, se previenen posibles riesgos ambientales que pudieran suceder.

Correctivo: este aspecto se refiere a la adquisición y almacenamiento de componentes del equipo que llegase a fallar.

Predictivo: esta actividad se fundamenta en el monitoreo del funcionamiento del equipo. El funcionamiento del equipo debe entrar en los parámetros estandarizados del mismo (muchas veces contenido en manuales). Esta actividad es la más cara de todas debido a que es necesario el uso de herramientas y software especializado.

Proactivo: son actividades realizadas para reducir los incidentes inesperados, así como las fallas en el equipo. La meta principal es localizar la razón de las mismas.

En los ejemplos de plantas binarias ya mencionados, se hace hincapié al uso de Software especializado, pues ayuda a monitorear los problemas que van surgiendo y así solucionarlos de manera inmediata. En general, se considera de un 8 a 10% de las ganancias generales en un año, el valor del costo de la operación y mantenimiento (Engineering, 2014). A pesar de que los costos en la operación de una planta binaria son significativamente disminuídos debido a que unas cuantas personas pueden realizarlo, los sistemas binarios son más caros que los sistemas convencionales. El alza de los costos principalmente se debe a dos factores: la construcción de hasta 4 intercambiadores de calor y el

alto precio del fluido orgánico que será usado para producir la electricidad (As-tolfi et al., 2014; Engineerings, 2014). Los intercambiadores de calor necesitan un área útil en la cual el calor sea cedido², esta característica define el tamaño de todo el equipo que forma la planta. Para determinar el área total del intercambiador, es necesario usar el coeficiente de transferencia de los materiales involucrados (U) (Tester et al., 2012).

Debido a que la eficiencia en la conversión energética es muy baja, la cantidad de calor cedida debe ser entre 5 y 15 veces más de la cantidad de electricidad que se desea producir. El área puede determinarse de acuerdo a la siguiente relación (Tester et al., 2012):

$$A = \frac{\dot{Q}}{U \overline{\Delta T}}, \quad (2.10)$$

donde \dot{Q} se define como la Carga de calor³, $\overline{\Delta T}$ es el valor absoluto en la diferencia de temperatura entre los fluidos geotérmico y orgánico; y finalmente U es el coeficiente de transferencia. Existe una relación entre el coeficiente de transferencia y el cociente $\frac{T_{Pp}-T_{cond}}{T_{ap}-T_{cond}}$, la cual facilita la elección del coeficiente de transferencia necesario para alcanzar la diferencia de temperatura deseada entre el “*Pinch Point* (Pp)” y la temperatura alcanzada en la realidad (T_{ap}). El diseño del proceso para que el intercambio de calor entre los fluidos se realice es la parte más importante de la planta. El proceso tiene diferentes etapas de intercambio. En cada etapa los intercambiadores de calor son distintos, debido a que tienen diferentes características entre sí (Monroy Parada et al., 2014).

Fluido de Trabajo

La elección correcta del fluido de trabajo en una planta binaria es muy importante, y mediante esta acción se buscan las eficiencias térmica y económica más altas. El fluido de trabajo, debe cumplir con tres parámetros: no dañar el ambiente, ser seguro para los trabajadores y, mantenerse a un bajo costo para no afectar el desempeño financiero de la planta. En este sentido, la elección del fluido de trabajo está en función de estos factores. El fluido de trabajo que mejor se adecúe será aquel que tenga la eficiencia térmica más alta y que al mismo tiempo cumpla con ser el más barato y el menos tóxico para el ambiente y los trabajadores.

Una vez que se conocen los límites de temperatura, lo siguiente es asegurar

²La transferencia se realiza por medio de conducción y convección.

³La carga de calor se define como la cantidad total de energía que es transferida

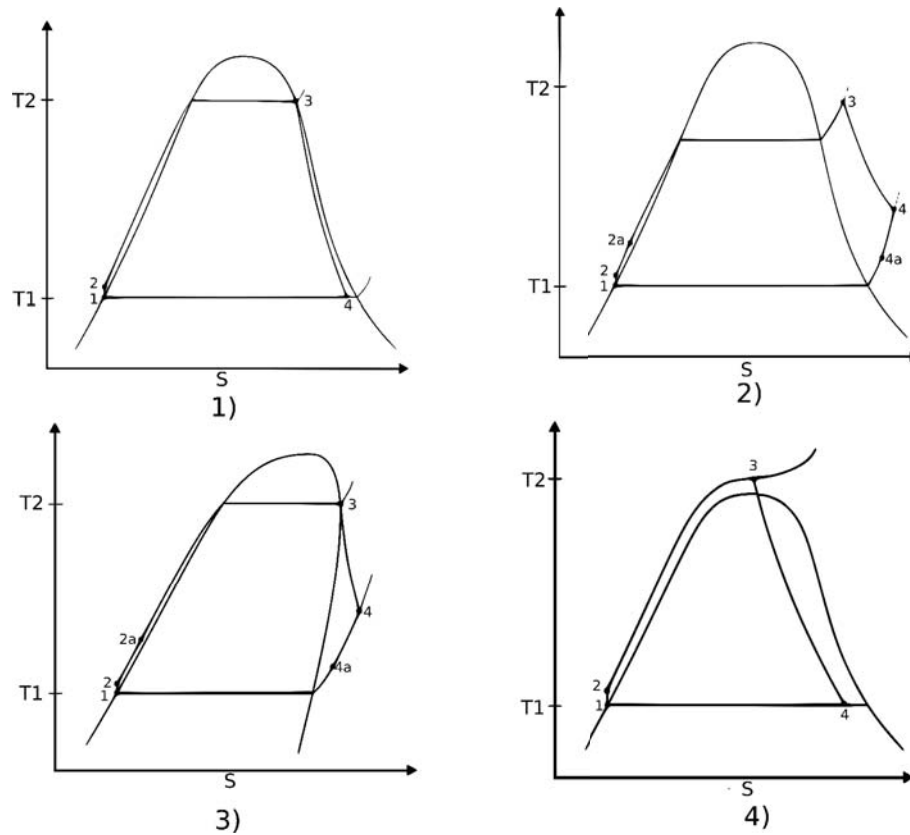


Figura 2.5 Diagramas T-S donde se muestra el comportamiento termodinámico de los fluidos de acuerdo a los procesos llevados a cabo en los componentes de la planta de ciclo binario. En el primer diagrama, el fluido de trabajo (FT, referido en adelante) deja el condensador como un líquido saturado en el punto 1, luego es comprimido en la bomba hasta llegar a la presión crítica de evaporación P_{max} , punto 2. Luego, en el punto 3, el fluido es calentado en el evaporador a presión constante hasta que cambia de fase. Finalmente, entra a la turbina y se expande hasta que el valor de presión iguala a la presión de condensación del fluido, en el punto 4 el fluido está en la región bifásica. Durante esta expansión el fluido realiza el trabajo bajo la eficiencia isentrópica de la turbina η_{sT} . El ciclo 2 es para fluidos tipo b. El FT es calentado en el punto 2 a una presión por debajo de la crítica hasta que se convierte en vapor saturado, en el punto 3 es súper calentado. Luego, en el punto 4, se expande en la turbina bajo una eficiencia isentrópica, donde es expulsado y recae en la zona de vapor súper caliente. El diagrama 3 corresponde a fluidos O. En el punto 3 de este ciclo, el fluido se encuentra en la línea de vapor saturado, debido a esto, el punto 4 sólo puede estar en la región súper caliente a una presión constante de condensación. Finalmente el cuarto ciclo, corresponde a S1. Este proceso es diferente al resto, debido a que el calentamiento de fluido a una presión constante, entre el punto 2 y 3, no existe una transición de fase. Debido a esto, a la turbina entra fluido comprimido en estado súper crítico. Este tipo de ciclos pueden realizarse con fluidos B y O (Saleh et al., 2007).

los 3 parámetros ya mencionados. Existe una gran variedad de fluidos de trabajo, la cual es acotada de acuerdo a estos filtros. Una vez que se tiene un conjunto menor, los fluidos de trabajo se someten al análisis termodinámico de la respuesta que tendrán en el equipo de generación. Existen por lo menos 4 ciclos termodinámicos que pueden ser usados para este propósito, y de esta manera, conocer qué fluido de trabajo conviene más, de acuerdo a la planta que se ha construido (figura 2.5). Debido a que la respuesta del fluido de trabajo depende del diseño del sistema binario de generación, es necesario tener primero la planta y una vez que se conocen los parámetros de los materiales y el diseño de los intercambiadores de calor, se realizan las pruebas teóricas termodinámicas para la elección del fluido de trabajo (Saleh et al., 2007; Monroy Parada et al., 2014).

2.6. El esquema cascada

El arreglo cascada en proyectos geotérmicos es una manera efectiva de aprovechar todo el calor que se extrae. Cada fase del arreglo necesita diferentes valores de temperatura (Gudmundsson et al., 1985; Rubio-Maya et al., 2016). Este tipo de arreglos incrementan la eficiencia global del sistema a bajos costos de producción (Budiarto et al., 2014; Jin et al., 2007; Rubio-Maya et al., 2015). El periodo de retorno también disminuye a través de este esquema (Fu et al., 2013).

Es importante recalcar que los sistemas que tienen con entalpía baja a intermedia (usualmente con fluidos por debajo de 180°C) pueden ser ampliamente explotados para proyectos que contemplen usos directos: calefacción, balneología, invernaderos, etcétera. Este esquema de negocio, triplica las ganancias de los proyectos donde se aplica (Kanoğlu y Çengel, 1999). En este sentido se ha demostrado que los sistemas geotérmicos que contiene el país, sumado a la situación económica presente, son candidatos potenciales para la aplicación de esquemas en cascada (Iglesias et al., 2010).

2.7. Rentabilidad de proyectos de inversión

El análisis económico de proyectos energéticos es muy importante debido a que se identifican aquellos proyectos que sean viables y rentables. Con el análisis económico es posible encontrar la mejor localización del proyecto de acuerdo al combustible que utilice. Principalmente este estudio debe responder las siguientes inquietudes:

1. Qué tipo de financiamiento se debe usar para el desarrollo del proyecto: privado o público.
2. La eficiencia del proyecto para la recuperación de la deuda de inversión.
3. Impacto ambiental del proyecto.
4. Impactos fiscales del proyecto.

Los puntos 2 y 4 se refieren al análisis de prefactibilidad financiera del proyecto, es decir, si es rentable o no (Bhattacharyya, 2011). Luego del análisis de prefactibilidad se espera que los inversionistas tomen la decisión y posteriormente comience el desarrollo del proyecto. El desarrollo de proyectos energéticos consta de tres fases principales: la preinversión, la inversión y la fase de producción. El análisis hecho en este trabajo se centra en la preinversión o el estudio de prefactibilidad.

La fase de prefactibilidad tiene como objetivo la identificación de la necesidad del proyecto, un estudio detallado sobre su rentabilidad, propuesta de alternativas, tamaño y riesgos (Khatib, 2003). La estimación de la rentabilidad debe de dar toda la información necesaria para tomar la decisión de invertir o no. En este punto los parámetros básicos del funcionamiento del proyecto ya han sido definidos. Para el caso específico de la planta geotérmica, se debe especificar la tecnología de generación, el número de pozos a perforar, el lugar de construcción, etc. Al mismo tiempo el estudio financiero de rentabilidad otorga el periodo de retorno para inversionistas y las fuentes de la inversión para la mitigación del riesgo financiero (Sanyal y Koenig, 1995).

La rentabilidad financiera es referida como el beneficio obtenido en un proyecto. El beneficio queda determinado por las entradas y salidas del capital. En este caso las salidas se definen por los costos de producción, mientras que la entrada se determina por la venta de energía eléctrica generada. Los costos se dividen en dos rubros: fijos y variables. Los costos fijos son aquellos que se presentan durante toda la vida útil de la planta: Operación y Mantenimiento. Aunque las plantas geotérmicas no usan combustible para la generación, es necesario incluirlo a cuenta de costos fijos con el nombre de *costo de vapor extraído*. Este concepto hace alusión al combustible usado para la generación de las plantas geotérmicas. Estrictamente, el vapor es gratis, sin embargo, el medio para extraerlo no lo es, y este costo es el que se considera como costo de vapor extraído (Comisión Federal de Electricidad, 2014).

Existen diversos indicadores financieros para la medición en la rentabilidad de proyectos. Dos de los más usados son el Valor Presente Neto (VPN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR). El valor presente neto es una suma que permite verificar si el proyecto es económicamente sostenible para obtener una ganancia. El modelo del valor presente neto queda definido como:

$$VPN = -I + \sum_{i=1}^n \frac{A_t}{(1+i)^t}, \quad (2.11)$$

donde I es la inversión inicial, A_t es el flujo de efectivo (Ganancias menos Costos) por cada periodo t , i es la tasa de interés. El criterio de decisión cuando se utiliza el VPN es: si el valor es positivo, el proyecto es sumamente rentable y la inversión debe realizarse, si es igual a cero, es atractivo pero pudiera optarse por otro proyecto, y si es negativo, definitivamente no es rentable.

Cuando el VPN es cero, nace otro concepto, la TIR. La Tasa Interna de Retorno (TIR) queda definida como el interés al cual el Valor Presente (VP) de las entradas de efectivo es igual al VP de las salidas de efectivo. En otras palabras, es el interés de equilibrio del proyecto:

$$VP(i) = VP_{entradas} - VP_{salidas} = 0. \quad (2.12)$$

En este sentido se puede definir el Retorno del Proyecto como la Tasa Interna de Retorno o el rendimiento proyectado del proyecto durante su vida útil (Park, 2004). Este parámetro es independiente a cualquier otra variable del proyecto y sólo depende del flujo de efectivo propio del proyecto (Alchian, 1955).

La TIR contempla dos definiciones para la inversión en los proyectos. Una *inversión simple* es aquella donde ocurre sólo un cambio de signo en el flujo de efectivo ⁴, normalmente se da en el primer periodo, cuando se realiza la inversión. Por otro lado una *Inversión no convencional*, se da cuando existe más de un cambio de signo en el flujo de efectivo de distintos periodos, cada cambio de signo corresponde a una raíz distinta para el polinomio de la TIR. Uno de los principales obstáculos para el uso de la TIR, es el cálculo del polinomio que surge a partir de inversiones no convencionales. Normalmente se hace uso de métodos numéricos para la solución del polinomio, sin embargo dada la existencia de diversas raíces, no es tan trivial la elección de “la ideal”.

Para la TIR, el criterio de aceptación o rechazo está en función del valor del interés y del esquema de financiamiento. En cuanto al valor de interés, si la

⁴Cuando hay entradas negativas, son consecuencia de que los gastos son mayores a las ganancias, sin embargo muchas veces es debido a reinversiones en el proyecto.

tasa interna de retorno, es mayor que la que el inversionista requiere, el proyecto debe aceptarse. En el caso particular de tener una inversión no convencional, se recomienda el uso del VPN, debido a la complejidad en la solución del polinomio que resulta de la TIR (Park, 2004). Para proyectos de financiamiento, el criterio de la TIR debe invertirse.

Un parámetro muy importante en todo el proyecto, es la tasa de interés a la cual se deberá operar. Para determinar este valor, es necesario definir el esquema de financiamiento que el proyecto utilizará. El esquema se define por la participación de capital público, definido como deuda, y capital privado, definido como inversión. En este caso, la Ley de Energía estipula que para el caso de inversión, el interés debe ser del 8% en términos reales (sin considerar inflación), mientras que para el caso de deuda, debe ser del 6%, igualmente en términos reales (Diario Oficial de la Federación, 2012b). De acuerdo a los esquemas de financiamiento para proyectos geotérmicos, el caso más favorable es una combinación de 60% de capital invertido y 40% de capital de deuda (GeothermEx, 2010)(tabla 2.2). Mediante este esquema, se espera que el riesgo para ambas partes sea el mínimo, además de que el gobierno es el encargado de perforar.

Un esquema de financiamiento combinado, implica la existencia de dos tasas de interés distintas; pero para definir el VPN y la TIR, es necesario sólo un valor para la tasa de interés. Este valor es calculado mediante el uso del Promedio ponderado del costo de capital (WACC, por sus siglas en inglés). El modelo para obtener el WACC, es el siguiente (Farber et al., 2006):

$$WACC = (\% \text{de deuda}) * (\text{deuda luego de impuestos}) \quad (2.13)$$

$$+ (\% \text{de inversión}) * (\text{costo de inversión}) \quad (2.14)$$

2.8. Parámetros Financieros

Los parámetros financieros son aquéllos que describen el *estatus* de una compañía. Mediante su uso, la compañía puede gestionar sus activos y desempeñar de una manera óptima sus actividades. Normalmente, estos parámetros están dellados dentro de una hoja de balance. Este estudio debe hacerse por periodos de tiempo finitos y definidos. Lo usual, es encontrar balances anuales. Cuando la gestión se realiza de manera adecuada, puede existir la rentabilidad. La rentabilidad nace cuando se cubren los costos fijos y variables, y además se genera un incremento de capital para los inversionistas. Por ende, el monto de inversión

		Casos					Riesgo
		1	2	3	4	5	
Dinero Público	E	x					Estado
	P	x			x	x	
	C	x			x		
	OyM	x					
Privado	E		x		x	x	Inversionistas
	P		x				
	C		x				
	OyM		x		x	x	
Internacional	E			x			Banca de desarrollo
	P			x			
	C			x		x	
	OyM			x			

Tabla 2.2 Estructuras de Financiamiento. Las letras E, P, C, OyM; se refieren a Exploración, Perforación, Construcción, Operación y Mantenimiento respectivamente (GeothermEx, 2010).

se liquida en el tiempo estipulado para ello (Brigham y Houston, 2012).

Este trabajo se centra en identificar la factibilidad técnica y económica en el proyecto de generación de energía eléctrica mediante la explotación del prospecto geotérmico La Jolla. Para resolver esta pregunta se hizo uso de diversos parámetros financieros. Estos son: el costo de generación, las ganancias y el riesgo.

2.9. Inversión

La inversión es el capital necesario para que un proyecto inicie. Los proyectos que contemplan la explotación de recursos geotérmicos, la inversión está definida por el costo de perforación y construcción. Dentro de los costos de construcción, se encuentran los costos relacionados con el equipo para la generación eléctrica (Stefansson, 2002). La finalidad que tiene la perforación, es abrir el acceso al reservorio. Durante las etapas tempranas de exploración, la perforación confirma la existencia del reservorio y al mismo tiempo proporciona información subsuperficial. La perforación es considerada uno de los obstáculos más fuertes para el desarrollo del proyecto ya que la incertidumbre es muy alta y el costo muy elevado. Estas características hacen que el financiamiento no sea tan fácil de encontrar, pues el riesgo que representa es muy alto (Gehring y

Loksha, 2012).

Los costos están determinados por: (1) el comportamiento de la oferta y la demanda en el mercado de perforación; (2) la dureza y abrasividad de las rocas; (3) el tipo de perforación, donde la elección de la broca para perforación depende del tipo de rocas que atraviesa (Ngugi et al., 2013); (4) la profundidad del pozo; (5) el diámetro del pozo y (6) posibles contratiempos relacionados al mantenimiento. La incertidumbre relacionada con la perforación es un parámetro cuyo valor obedece a estas mismas demandas (Chandrasekharam y Bundschuh, 2008).

2.10. Costos de producción

El costo de producción se define como el capital invertido en el funcionamiento de la compañía (Uzawa, 1964). Los proyectos geotérmicos contemplan un costo de producción compuesto por tres elementos: (1) la inversión; (2) el costo de operación y mantenimiento, (3) reparación de pozos. De acuerdo a la CFE es necesario incluir costos de combustible. Para el caso de la generación de energía por fuentes geotérmicas, el costo de combustible se convierte en costo de vapor extraído definido como los costos de perforación y mantenimiento de pozos (Comisión Federal de Electricidad, 2014). Cabe destacar que estos costos son considerados para plantas con capacidad de 500 MW, estas plantas necesitan de mucho más personal y mantenimiento. Además estas plantas mantienen economías de escala, haciéndolas más rentables al momento de producción.

Costos de combustible para proyectos energéticos

De acuerdo a la Comisión Federal de Electricidad (2014) todos los proyectos de generación eléctrica en México, deben considerar costos de combustible. Aunque los proyectos geotermo-eléctricos no usan combustible *per se*, se debe considerar un valor contable para el vapor extraído. Los costos de extracción contemplan costos de operación y mantenimiento para el primer periodo de arranque, y el costo de tecnología de generación. Los costos de OyM se consideran del 5% del ingreso anual de la planta. Es variable debido a que el mantenimiento cambia de acuerdo a la producción que se tenga. El capital de trabajo se considera constante, sin embargo, los gastos de mantenimiento no (Monroy Parada et al., 2014). Para el cálculo del gasto de OyM, se consideró una cantidad del 5% de la ganancia de la planta en todo el año, en parte debido a que no es completamente claro qué se necesitará en cada momento en cuanto

al mantenimiento de la misma.

Ganancias

Después de los costos de producción, vienen las ganancias debido a la venta del producto generado. Para el caso de los proyectos energéticos, las ganancias se deben a la venta de la electricidad. En el proyecto de inversión que aquí se presenta, las ganancias se obtienen mediante la venta de la energía eléctrica. Cabe mencionar, que la generación de electricidad en una planta geotérmica tarda aproximadamente 4 años apartir del inicio de la construcción, debido a que este es el tiempo en promedio que tarda la construcción en terminarse y operar al 100 % (Stefansson, 2002; Sanyal, 2005). Las ganancias dependen de la tarifa de venta. Uno de los puntos clave en la Ley de la Industria Eléctrica Energía es el establecimiento de un mercado de subastas para generar las concesiones para los proyectos de generación eléctrica (Diario Oficial de la Federación, 2012*b*). Esta característica hizo que la tarifa del proyecto fuera igual a la última subasta de electricidad realizada en México. El precio de venta pactado para los ganadores fue de 50 centavos de peso (Forbes, 2017).

El caso ideal es aquél donde la tarifa de venta cubre los costos fijos, los costos variables, la inversión y además es capaz de generar ganancia para los inversionistas dentro de un tiempo determinado. Sin embargo, para el caso de la inmensa mayoría de proyectos geotérmicos, este precio es muy bajo para que sean rentables. Además de esto, el inicio de los proyectos geotérmicos involucra un riesgo elevado y una inversión de capital muy alta (Sanyal y Koenig, 1995; Gehringer y Loksha, 2012), alejando a los inversionistas. Para compensar esto, el gobierno de México, ha lanzado los Certificados de Energía Limpia (CEL's). Estos instrumentos tienen la promesa de beneficiar al productor de energía eléctrica que use fuentes renovables, debido a que existe un mercado destinado para ellos, en el que el productor puede obtener una ganancia extra por la venta de los mismos, sin embargo, este mercado aun no funciona (CRE, 2016).

2.11. El riesgo estimado mediante análisis de sensibilidad

Para lograr el análisis financiero en cualquier proyecto de inversión, es necesario asumir un flujo de efectivo dentro del tiempo de vida útil del proyecto o sobre algún tiempo finito y preestablecido por el analista. La finalidad de

este análisis, es determinar qué proyectos presentan un riesgo menor para el inversionista y así escoger el mejor. El término **Riesgo** describe a cualquier proyecto de inversión donde el flujo de efectivo se estima y no se conoce con certeza, mientras el proyecto se desarrolla y sin embargo la probabilidad de que no suceda lo proyectado es considerada. El término **Riesgo del proyecto** se define como la variabilidad en el *VPN* del proyecto (Park, 2004).

Desde el punto de vista económico, los proyectos geotérmicos son desarrollados para generar capital. Debido a que los proyectos energéticos se construyen sí y sólo sí existe demanda, esta limitante permite obtener o no financiamiento. Una vez que se ha obtenido el financiamiento, se procede al desarrollo. Esta demanda puede referirse a la generación de electricidad o la necesidad de usar el agua caliente en procesos industriales. Además, la explotación del yacimiento debe realizarse de manera sustentable⁵. En este sentido, el riesgo nace con la opción de que las cifras obtenidas conforme el proyecto avanza sean diferentes a las que se ofrecieron al inversionista durante el desarrollo del proyecto (Stefansson, 2002).

Actualmente los proyectos geotérmicos son desarrollados por etapas. Cada una de las etapas tiene características propias, una de ellas es el riesgo. La magnitud del riesgo varía de acuerdo con la etapa del proyecto que se está desarrollando, de manera gráfica se muestra en la figura 2.6 (Sanyal et al., 2016). El riesgo en los proyectos geotérmicos se define como ‘Riesgo del Recurso’. Esta definición de riesgo está basada en el recurso debido a la incertidumbre sobre la convergencia de los elementos que el yacimiento debe tener para que sea explotable comercialmente (Sanyal y Koenig, 1995).

Existen diversas estructuras de financiamiento (tabla 2.2). En principio el financiamiento puede ser obtenido por tres sectores: privados, públicos o internacionales. Dependiendo del origen del financiamiento, el riesgo se mitiga de manera diferente. La estrategia más eficiente para lograr una completa mitigación del riesgo es el financiamiento de diversas fuentes, donde la etapa más riesgosa y costosa del proyecto recaiga en el gobierno. El manejo y realización de las primeras etapas de desarrollo en los proyectos geotérmicos por parte del Gobierno aminora el riesgo al que se enfrentan los inversionistas privados, incentivando su participación en el proyecto (Sanyal et al., 2016).

La participación del sector privado para el financiamiento de los proyectos

⁵Que el impacto ambiental y social sea el mínimo y que el efecto económico sea máximo (CEPAL, 2017 (visitado 26-06-2017)).

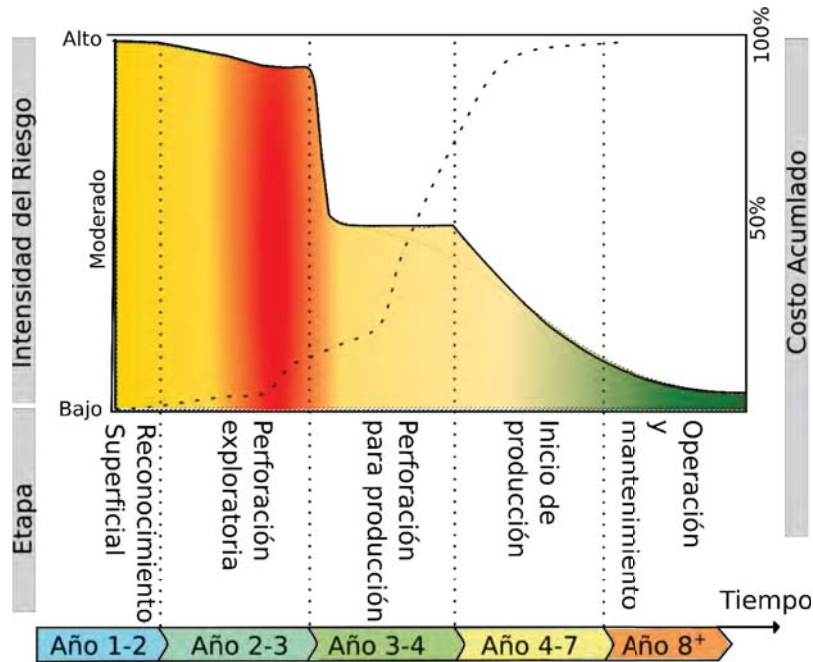


Figura 2.6 Riesgo vs Costo en las diferentes etapas de construcción de la planta geotérmica (Gehring y Loksha, 2012).

es muy importante. Como ya se ha mencionado se debe reducir el riesgo al que se exponen para incentivar la inversión; pero en general, la participación gubernamental reduce el riesgo. También existen diferentes estrategias para acelerar el retorno de capital invertido e incrementar las ganancias, dentro de las más usadas en el mundo, son las “*Feeds in Tariffs*” que son referidas a una prima en la tarifa que asegura la devolución del capital invertido y la maximización de las ganancias. Otra estrategia es asegurar contratos largos para poder recuperar la inversión y además generar ganancias; esta estrategia asegura al productor ante la volatilidad en el precio de la electricidad (Sanyal et al., 2016).

Hasta 2015 el gobierno de México desarrollaba los proyectos geotérmicos en su totalidad; de esta manera, el gobierno absorbía todo el riesgo financiero involucrado en el proyecto. Esta estrategia permitió que los proyectos geotérmicos tuvieran un gran impulso, colocando al país en el cuarto lugar a nivel mundial en explotación de energía geotérmica para generación eléctrica. Durante el desarrollo de cada etapa del proyecto se va conociendo con precisión el riesgo asociado a la misma. Sin embargo, es preciso ofrecer una estimación de la magnitud del riesgo para obtener financiamiento. Una de las maneras de determinar los posibles escenarios de salida que una inversión pudiera tener, es desarrollando un análisis de sensibilidad. En esta técnica se demuestra la susceptibilidad que tiene un resultado ante los cambios de una variable involucrada en su obtención. En la mayor parte de los casos, las variaciones de los

valores se encuentran en rangos muy amplios con el fin de hacer más evidente la importancia de la variable en la obtención del resultado final. Se considera que si el resultado es altamente susceptible a los cambios de la variable en cuestión, esta variable representa un alto riesgo para el desarrollo del proyecto.

Capítulo 3

Metodología

El objetivo principal de este trabajo fue evaluar la viabilidad técnica y financiera en la posible construcción de una planta geotérmica para la generación de electricidad mediante la explotación del sistema hidrotermal de baja entalpía “La Jolla”. Para determinar esto, primero se realizó el estudio de viabilidad técnica. Posteriormente, el estudio de viabilidad financiera fue llevado a cabo. Este último estuvo basado en los resultados obtenidos en el primer estudio.

La evaluación técnica del área de estudio está descrita por tres ramas de las Geociencias: Geofísica, Geoquímica y Geología. La información geofísica y geoquímica fue extraída del trabajo de (Arango-Galván et al., 2011). En este trabajo se realizaron 3 tomografías eléctricas de resistividad para caracterizar y localizar el yacimiento geotérmico. A su vez, en el mismo estudio se presentan análisis de componentes químicos disueltos en el agua. La información de este estudio permitió el uso del modelo *heat in place* para la estimación del contenido energético. Posteriormente se realizó la búsqueda bibliográfica de la composición geológica del área de estudio. Conociendo la geología se logró determinar los sitios de perforación y las características geológicas importantes que dictaminan los costos de perforación.

Una vez concluido el estudio técnico, continuamos con la evaluación en la viabilidad financiera del proyecto. La tecnología de generación eléctrica se escogió con base en el potencial energético obtenido mediante el modelo *heat in place*. Conociendo la tecnología de generación, pudo estimarse la inversión necesaria para construir y operar la planta. Luego, se obtuvo la proyección a futuro de la utilidad sin considerar la venta de Certificados de Energías Limpias (CEL's) debido a que su precio en el mercado aun se desconoce. Finalmente se estimó la rentabilidad del proyecto. El proyecto se adecuó a la Ley de Energía Geotérmica, considerando 30 años de estimación para la explotación. Este

tiempo fue considerado en la estimación de energía y de flujo de efectivo. A continuación se describe el tipo de metodología utilizada para cada parte del trabajo.

3.1. Estimación del Volumen y Temperatura del yacimiento

Tomando el resultado de las tomografías eléctricas de resistividad publicadas en el trabajo de Arango-Galván et al. (2011) se realizó la estimación del volumen mediante la herramienta “Data Extraction” del paquete *Surfer 8* © y, posteriormente esa información fue manejada con “Borehole Manager” del paquete *Rockworks* ©¹. Mediante la herramienta de extracción se obtuvo la información de las tomografías resistivas. Dado que el uso de *RockWorks* © requiere el ingreso de datos proporcionados por pozos, la información se extrajo de tal manera que se tuviera “Número de pozo”, profundidad y resistividad. Para obtener el número de pozo se seccionaron las tomografías en distancias equivalentes. Las distancias equivalentes estaban en función de la distancia en el arreglo geométrico del estudio. A cada profundidad se le asignó el valor correspondiente de resistividad, obteniendo el formato necesario para la interpolación. Entonces para cada pozo numerado, se extrajeron 6 valores de profundidad y 6 valores de resistividad.

Una vez concluida la extracción de información en las tres tomografías, se importó la información al “Borehole manager” de *RockWorks* ©. Esta herramienta permite introducir información física del medio, y además ayuda a tener visualizaciones en 3D por medio de interpolaciones. Esta herramienta permitió la construcción de una serie de pozos equidistantes y con la misma profundidad. En la totalidad de los pozos se tuvieron valores de resistividad, los cuales fueron interpolados. La interpolación de los datos resistivos se hizo con Krigging y considerando un medio anisotrópico, debido a que los perfiles resistivos no cubren en su totalidad el terreno y se espera que estos valores cambien. Estas dos particularidades fueron esenciales para la elección de la interpolación por krigging. El krigging es una técnica de interpolación basada en el variograma de los datos, en el que se buscan los valores desconocidos por medio de una combinación lineal entre valores aleatorios y los valores conocidos (Isaaks y Srivastava, 2001). Esta combinación lineal da como resultado un promedio ponderado, cuyo valor es igual al valor más esperado de acuerdo a la ley de

¹La licencia de ambas paqueterías pertenece al Posgrado en Ciencias de la Tierra de la UNAM

probabilidad. Además, considerando un medio anisotrópico, se está asumiendo que el valor de la resistividad va cambiar de un punto a otro.

Con la interpolación se obtuvo la estimación máxima y mínima del volumen ocupado por el cuerpo conductivo, mediante la herramienta “Volume Estimator” del paquete rockworks. El intervalo de valores de resistividad que se variaron en el “Volume Estimator” para la estimación del volumen, estuvo en función de los perfiles de resistividad. El valor mínimo para ambas estimaciones de volumen fue determinado por el valor más alto de resistividad del tercer perfil. Esta elección se hizo para no considerar este perfil debido a que tiene una alta influencia de intrusión marina (Arango-Galván et al., 2011). El límite superior de los intervalos estuvo determinado por el valor medio de resistividad de los perfiles uno y dos. Para la estimación mínima del volumen, el límite superior fue el valor medio del perfil uno, y para la estimación máxima, el límite superior fue el valor medio del perfil dos. Así pues, los límites son $3.4 - 8.7\Omega - m$ y $3.4 - 6.6\Omega - m$.

En el mismo trabajo se reporta una corrección por *End Thermal Member (ETM)* a la concentración de las especies químicas disueltas en el agua. Esta corrección fue realizada debido a que se observó una tendencia de mezcla entre el agua meteórica y el agua marina de acuerdo a la línea de agua regional (Arango-Galván et al., 2011). A partir de la concentración de especies químicas disueltas en el agua y corregidas por *ETM* se realizó la estimación de temperatura mediante el uso de los geotermómetros de $\frac{Na}{K}$ para la máxima (Fournier y Potter, 1982), y de Calcedonia para la mínima (Fournier, 1979):

$$t^{\circ}C = \frac{1217}{1.438 + \log(Na/K)} - 273.15, \quad (3.1)$$

$$t^{\circ}C = \frac{1522}{5.75 - \log(SiO_2)} - 273.15. \quad (3.2)$$

Por último, se generaron dos conjuntos de números aleatorios con un millón de elementos. Para el conjunto de números aleatorios del volumen, los límites del conjunto correspondieron a los valores estimados de volumen. El límite mínimo correspondió al volumen mínimo y el límite máximo correspondió al volumen máximo estimado. Para el caso del conjunto de la temperatura, el límite mínimo correspondió a la temperatura estimada con sílice y el límite máximo a la temperatura estimada mediante $\frac{Na}{K}$.

3.2. Heat in Place

La estimación del Potencial Energético se realizó con el modelo volumétrico *Heat in place* (Garg y Combs, 2010, 2015):

$$q_R = V\bar{\rho c}(T_R - T_r), \quad (3.3)$$

donde q_R es el calor contenido en la roca que forma el reservorio y, definiendo a los parámetros usados en el modelo como; V , el volumen del yacimiento; $\bar{\rho c}$, capacidad calorífica del material lítico a volumen constante; T_R , la temperatura del yacimiento; y, T_r , la temperatura de abandono, que es la temperatura a la cual ya no se puede producir energía eléctrica (Garg y Combs, 2010). Para el cálculo de la energía que se puede extraer, es necesario aplicar un factor de recuperación termal. Este factor está definido como la relación entre la energía extraíble y la energía del reservorio (Williams, 2014; Garg y Combs, 2015):

$$R_g = \frac{q_{WH}}{q_R}, \quad (3.4)$$

donde, q_{WH} es la energía extraíble en cabezal del pozo. Esta cantidad de energía se expresa como:

$$q_{WH} = m_{WH}(h_{WH} - h_0), \quad (3.5)$$

en esta expresión los términos son: m_{WH} representa la masa extraíble de fluido; h_{WH} es la entalpía del fluido producido, y h_0 es la entalpía de la temperatura de referencia elegida por el evaluador (Williams, 2014).

Para la etapa de evaluación de prefactibilidad, el factor de recuperación termal puede ser estimado debido a que no hay pozos exploratorios. El valor del factor, depende de la porosidad de la roca. Ya que el método volumétrico no ofrece datos sobre la porosidad *per se*, es necesario conocer el contexto geológico de la zona para conocerla. El factor de recuperación se encuentra en un rango del 5 al 50%, donde el valor más pequeño corresponde a rocas cristalinas con muy baja porosidad, mientras que el valor más alto se debe a una alta porosidad, usualmente propia de rocas sedimentarias. En este caso, al tratarse de rocas cristalinas fracturadas, el factor de recuperación va de un 5 a un 10% (Lovekin, 2004; Williams, 2004, 2014). Para el factor de recuperación, también se hizo uso de la rutina para generar números aleatorios. En este caso, se creó un conjunto de un millón de datos aleatorios, cuyo límite inferior fue del 5% y el máximo del 10%.

Tras la combinación de las ecuaciones 3.3 y 3.4, se pudo obtener una expresión que nos permita estimar la energía que se pudiera extraer del yacimiento:

$$q_{WH} = R_g \times q_r, \quad (3.6)$$

debido a que es necesario ofrecer una estimación de los vatios eléctricos, este resultado fue multiplicado por una eficiencia de conversión total para las turbinas del 20 %. Este valor para el factor de recuperación, fue elegido debido a que Franco y Villani (2009) argumentan que debido a la pérdida de energía que se da cuando el fluido geotérmico pasa por los diferentes intercambiadores, la eficiencia general de la planta es máximo un 20 %.

Finalmente se hizo uso del método probabilístico Monte Carlo para la estimación energética (E_e) que se pudiera obtener mediante la explotación del yacimiento, proyectando el resultado a un tiempo de extracción de 25 años:

$$E_e = \text{Potencial energético}(J) * \frac{1\text{año}}{3.16 \times 10^7 s} * \frac{1}{25\text{año}} * 20\%, \quad (3.7)$$

el valor $3.16 \times 10^7 s$, son los segundos contenidos en un año; 25 son los años de operación; 20 % es la eficiencia de la conversión de la turbina. Los 25 años de proyección, son estipulados de acuerdo a la concesión de SENER. Este permiso se expide a aquéllos proyectos que estén enfocados a la explotación de recursos energéticos limpios, y que además posean la capacidad de generación de Certificados de Energías Limpias (CRE, 2016).

3.3. Rentabilidad de Proyectos de Inversión

Una vez que se tuvo la estimación del potencial energético, se dió por concluido el estudio de evaluación técnica. Por consiguiente, se procedió con la evaluación financiera. Para esto, se estimaron los parámetros financieros necesarios que sirvieron para construir la hoja de balance del proyecto, y así, restimar la rentabilidad.

3.3.1. Inversión

La obtención de la inversión inicial se fijó como la suma de cada uno de los costos: de perforación (C_p); de construcción (C_c) y de operación y mantenimiento (OyM) para el primer año de arranque en la producción. Cabe mencionar que se no se considerarán costos de combustible como lo estipula la CFE (Comisión

Federal de Electricidad, 2014), debido a la naturaleza del yacimiento. Así, la inversión I queda como:

$$I = C_p + C_c + OyM \quad (3.8)$$

Costos de perforación Los costos de perforación para un sistema geotérmico de baja entalpía representan del 10 al 20 % de los costos totales para la construcción (Stefansson, 2002). Por otro lado, los sistemas geotérmicos de alta entalpía, requieren de hasta un 40 % del monto de inversión inicial para la perforación; este costo tan alto hace que la perforación sea uno de los parámetros más importantes que determinan la rentabilidad de los proyectos geotérmicos (Pórhallsson et al., 2012). Sin embargo, debido a que los sistemas geotérmicos son consecuencia de fenómenos geológicos puntuales, todos los campos en el mundo son distintos. Esta particularidad hace que algunas veces, los sistemas geotérmicos, en particular los sistemas de baja entalpía sean muy someros. Consecuentemente, para estos sistemas no es necesario el uso de una perforación profunda y laboriosa. La explotación de estos sistemas necesitan solamente de un pozo artesanal para agua potable. El costo estimado de un pozo artesanal de agua de 300 m de profundidad es de aproximadamente 3500 a 4000 USD². De acuerdo a estimaciones de precios en el mercado de EE.UU., los precios son muy parecidos (Helper, 2018). La diferencia entre ellos radica en que los mercados no son iguales. El rango de precio se debe a la dificultad de la perforación. La estimación de los costos se realizó considerando un pozo artesanal de agua atravesando rocas cristalinas debido a la estratigrafía de la zona. Variando la profundidad del pozo con un límite inferior de 120 y superior de 180 metros.

El costo de los intercambiadores de calor

Para estimar el área del intercambiador de calor, fue necesario fijar las temperaturas de entrada y salida. Una vez fijadas, lo siguiente fue calcular la energía intercambiada entre los fluidos (de trabajo y geotérmico) mediante dos ecuaciones:

$$\dot{Q} = \dot{m}C_p\Delta T \quad (3.9)$$

$$\dot{Q} = \dot{m} | \Delta h | \quad (3.10)$$

donde \dot{Q} es el calor cedido; \dot{m} es el flujo de masa involucrado, C_p es la capacidad calorífica a presión constante y, finalmente ΔT es la diferencia de temperatura de entrada y de salida, mientras que $| \Delta h |$ es el valor absoluto de la diferencia

²Cotización hecha con la empresa Perfocar©

de entalpía. En la ecuación 3.9, la temperatura de entrada fue la temperatura más alta estimada con el geotermómetro de $\frac{Na}{K}$, se consideró una diferencia de temperatura de 70° en cada intercambiador ³

Para el cálculo de las entalpías en la segunda ecuación, se hizo uso del programa “*Property Calculator*”⁴. La ecuación 3.10 fue necesaria para estimar la energía cedida por el recuperador. El fluido entra en el punto 7 de la figura 2.4. Debido a esto, la calidad del fluido que entra al recuperador es 0 (ya que se encuentra en doble fase). Después, debido a que el intercambio de calor es isentrópico, la entropía de salida es igual a la entropía de entrada, así pues, se obtuvo la temperatura de salida en el punto 8 (figura 2.4).

Una vez que se calculó el calor intercambiado por los fluidos, se determinó el área. Para determinar el área fue necesario establecer el coeficiente de intercambio calórico (U). Los coeficientes fueron tomados del reporte de Ahangar (2012). El área fue determinada con la ecuación 2.10. Los costos de los intercambiadores fueron calculados por las estimaciones que se reportan en el trabajo de Ahangar (2012).

3.3.2. Entradas de Efectivo

Una vez que la planta se ha construido y ha comenzado con la generación eléctrica, comienza a existir un flujo de caja por la venta de electricidad. En este caso la entrada de capital debido a la venta anual de electricidad (C_t), se estima con la siguiente ecuación (Mwagomba, 2016):

$$C_t = Tar\left(\frac{\$}{kW}\right) * W_{tneto}\left(\frac{kW}{h}\right) * \eta_g * h_{anual}(h) * \eta_{cf}, \quad (3.11)$$

donde Tar es la tarifa establecida por la subasta de electricidad más reciente en México (Forbes, 2017), W_{tneto} es la conversión energética neta de la turbina, η_g es la eficiencia de generación, h_{anual} es el total de horas que opera en el año y finalmente η_{cf} es el factor de capacidad de la planta. Las ganancias son dependientes del factor de capacidad que tiene la planta ⁵. El factor de capacidad fue del 30 al 45 % durante los primeros 15 años del proyecto, después se incrementó a un rango del 80 al 95 % debido a que se consideró la implementación

³Diferencia de temperatura sugerida mediante conversaciones personales con el Dr. John W. Lund. Esta diferencia se sugiere de acuerdo a restricciones comerciales en los intercambiadores de calor.

⁴La licencia de este programa pertenece a la Universidad de Reykjavík, Islandia.

⁵El factor de capacidad se define como la tasa de energía generada entre el potencial teórico de la turbina (Comission, 2017)

de un arreglo cascada (Sanyal y Koenig, 1995; Sanyal, 2005; Rubio-Maya et al., 2015, 2016). Para la estimación de las ganancias por año, de igual manera se generaron conjuntos de números aleatorios. En este caso los conjuntos fueron más pequeños, ya que sólo se necesitarán 25 elementos aleatorios. Los conjuntos fueron generados para la tarifa, con un mínimo de 0.35 y un máximo de 0.5; los kilo vatios generados, con un mínimo de 850 y un máximo de un mega vatio (Astolfi et al., 2014); la eficiencia de la turbina, con un mínimo de 0.15 a un máximo de 0.20 (*Op cit.*), y la eficiencia de la planta, constante.

3.4. Modelo Financiero

El flujo de efectivo fue proyectado a 25 años de acuerdo a la siguiente estructura:

$$\begin{aligned}
 &+ \text{Ingresos (a).} \\
 &- \text{Costos de OyM (b).} \\
 = &\text{Utilidad de Operación (a-b).} \\
 &- \text{Depreciación acelerada.} \\
 &- \text{Depreciación de perforación.} \\
 = &\text{Activos antes de impuestos.} \\
 &- \text{ISR.} \\
 &- \text{PTU.} \\
 = &\text{Activos después de impuestos.} \\
 &+ \text{Depreciación.} \\
 = &\text{Flujo de efectivo.}
 \end{aligned}$$

Mediante este arreglo, se pudo conocer el flujo de efectivo anual y al mismo tiempo proyectarlo a los 25 años de consesión marcados por la Ley de Geotermia. Finalmente, de esta manera se pudo obtener el VPN y la TIR del proyecto. El interés para calcular el VPN fue el que se calculó por medio del WACC, considerando un financiamiento compuesto del 60% de inversión y 40% de deuda:

$$WACC = (0.6) \times (0.08) + (0.4) \times (1 - 0.3) \quad (3.12)$$

Periodo	Flujo de Efectivo	Precio de los fondos	Flujo de efectivo acumulado
0	-I	0	-I
1	Cf_1	$Pf_1 = F_0 \times i$	$F_1 = -F_0 + (Cf_1)$
...
n	Cf_n	$Pf_n = F_{(n-1)} \times i$	$F_t = F_{(t-1)} + Pf_n + Cf_t$

Tabla 3.1 Los parámetros en la tabla, son los siguientes: I es la inversión del proyecto, C_f es el flujo de efectivo, P_f es el precio de los fondos, F_t es el flujo de efectivo, finalmente el parámetro i , representa el interés (Bhandari, 1985).

Periodo de Retorno Descontado

Para conocer el periodo de tiempo t al cual la inversión será recuperada, se hizo uso de este método. El periodo de tiempo queda establecido de acuerdo a tres variables: el monto de capital invertido, el precio de los fondos y el flujo de efectivo del proyecto (tabla 3.1). El precio de los fondos está definido como el interés que es necesario pagar por haber obtenido financiamiento o préstamo para el desarrollo del proyecto.

3.5. Análisis de Sensibilidad

La estimación del riesgo se determinó a partir de análisis de sensibilidad para cada variable involucrada en los cálculos del VPN y la TIR. La manera de hacerlo fue variando 3 parámetros “clave” del proyecto: la perforación, la tarifa y el área de los intercambiadores de calor. La sensibilidad se conoce tras la variación de cada parámetro, dejando a los otros dos fijos. La tarifa está involucrada con la ganancia, por lo que la modificación de este valor, cambia el monto de ganancia anual. Por otro lado, las variaciones en los costos de perforación y los intercambiadores de calor impactan directamente a los costos. Así pues, el diseño de escenarios mostrará la sensibilidad del VPN y la TIR ante estos cambios. Las variaciones en los valores fueron de -60 a 60 % de diferencia del valor original.

Cada uno de los cambios en los valores fueron graficados, de tal manera que pudieran visualizarse las diferentes pendientes resultantes. En el estudio de sensibilidad, cuanto más pronunciada es la pendiente, la variable es más sensible al cambio y por tanto, presenta un riesgo mayor. El panorama que se ofrece, tras el análisis de sensibilidad, es conocer la naturaleza del riesgo del yacimiento.

A su vez, con esta información se diseñó la mejor estrategia de mitigación del riesgo. Finalmente, el diagrama que resume la metodología se encuentra en la figura 3.1.

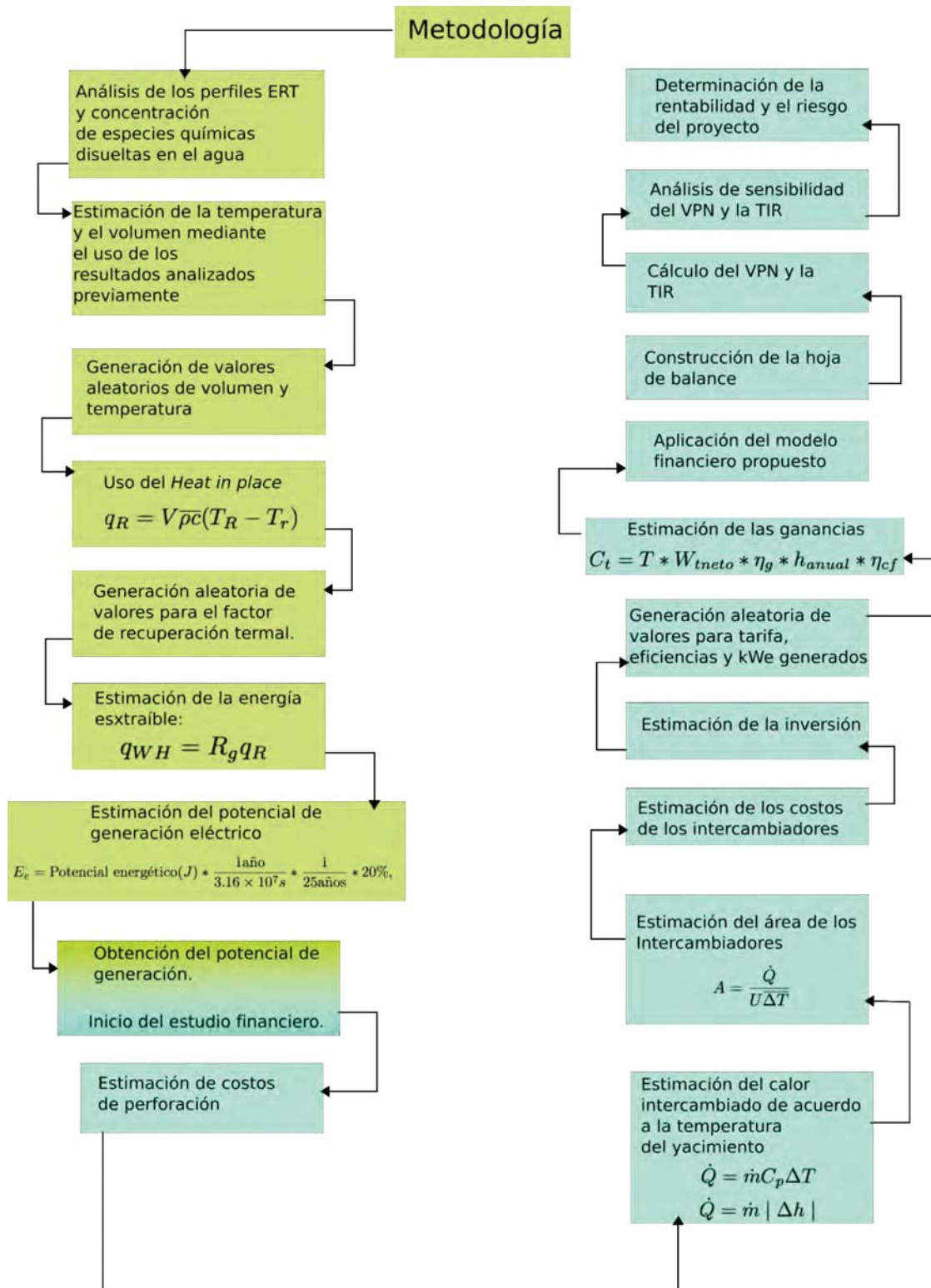


Figura 3.1 Diagrama de flujo que describe la secuencia de la metodología seguida para la obtención de resultados.

Capítulo 4

Análisis de la Viabilidad del Proyecto

La integración de los datos fue realizada por medio de diferentes análisis. El objetivo principal fue determinar la viabilidad técnica y financiera del proyecto. A continuación se describen los resultados obtenidos con las distintas metodologías.

4.1. Estimación de la cantidad de energía almacenada por el sistema hidrotermal

El volumen del yacimiento que se muestra en la figura 4.2-A) fue estimado con base en los resultados de las tomografías eléctricas como se describe en el capítulo 3, con ayuda de la herramienta “Volume Estimator” del software *RockWorks* © . El volumen máximo fue estimado en $8.24 \times 10^6 m^3$; el valor medio estimado fue de $7.32 \times 10^6 m^3$; por último valor del volumen mínimo fue de $6.4 \times 10^6 m^3$.

El siguiente parámetro indispensable para la evaluación del potencial energético de un prospecto geotérmico es la temperatura del yacimiento. Debido a que en esta etapa no se tienen pozos perforados, la única forma de estimar la temperatura del yacimiento es con la aplicación de los geotermómetros químicos; por lo tanto con el objetivo de demostrar la factibilidad del uso de geotermómetros, se construyó el diagrama de Giggenbach que muestra el *estatus* de las muestras en cuanto a equilibrio químico con respecto a los cationes Na^+ , K^+ , Mg^{2+} y que se muestra en la figura 4.2-B. Una vez comprobada la presencia de equilibrio químico total o parcial en el agua termal, se usaron las concentraciones de Na^+ ,

K^+ y SiO_2 del TEM, para el cálculo de la temperatura de equilibrio por medio de geotermómetros:

$$t^{\circ}C = \frac{1217}{1.438 + \log(2204/133)} - 273.15, \quad (4.1)$$

$$t^{\circ}C = \frac{1522}{5.75 - \log(100)} - 273.15. \quad (4.2)$$

El resultado del geotermómetro de $\frac{Na}{K}$ fue de $204^{\circ}C$, este valor se considera el máximo. El resultado del geotermómetro de calcedonia fue de $132^{\circ}C$, este es considerado como el Valor mínimo. Las muestras que no presentaron equilibrio químico total o parcial fueron descartadas.

Generación de números aleatorios . La aplicación de la metodología Montecarlo requiere la generación de números aleatorios. Para esto, se usó la paquetría libre R ¹ (R Development Core Team, 2008). Tras la generación de esta serie de numeros aleatorios, se obtuvo el valor medio para el volumen, la temperatura y el factor de recuperación termal (FRT). La distribución de los datos, se encuentra representada gráficamente en la figura 4.1.

Para conocer la cantidad de energía que se puede obtener de prospecto geotérmico de Ensenada, es necesario primero determinar el calor total contenido en el volumen del yacimiento. Esta estimación se obtiene mediante la aplicación de la ecuación 3.3. Los parámetros de esta ecuación, son sustituidos por los distintos valores obtenidos de la generación aleatoria. Entonces, se genera un aproximado de un millón de valores distintos. Después, se aplica la ecuación 3.4 para estimar el potencial energético en el área de estudio. Posteriormente, estos valores de potencial energético fueron usados para ser transformados a energía eléctrica (E_e):

$$E_e = \text{Potencial energético}(J) * \frac{1\text{año}}{3.16 \times 10^7s} * \frac{1}{25\text{año}} * 20\% * 20\%, \quad (4.3)$$

el valor 3.16×10^7s , son los segundos contenidos en un año; 25 son los años de operación; 20% es la eficiencia de la conversión de la turbina y b% es la eficiencia total de la planta. La energía estimada en el yacimiento fue de 1MW durante 25 años de explotación con un 90% de probabilidad de acuerdo a la

¹La rutina aplicada para la generación aleatoria de números y la posterior aplicación de la metodología Monte Carlo, se muestra en el anexo 2

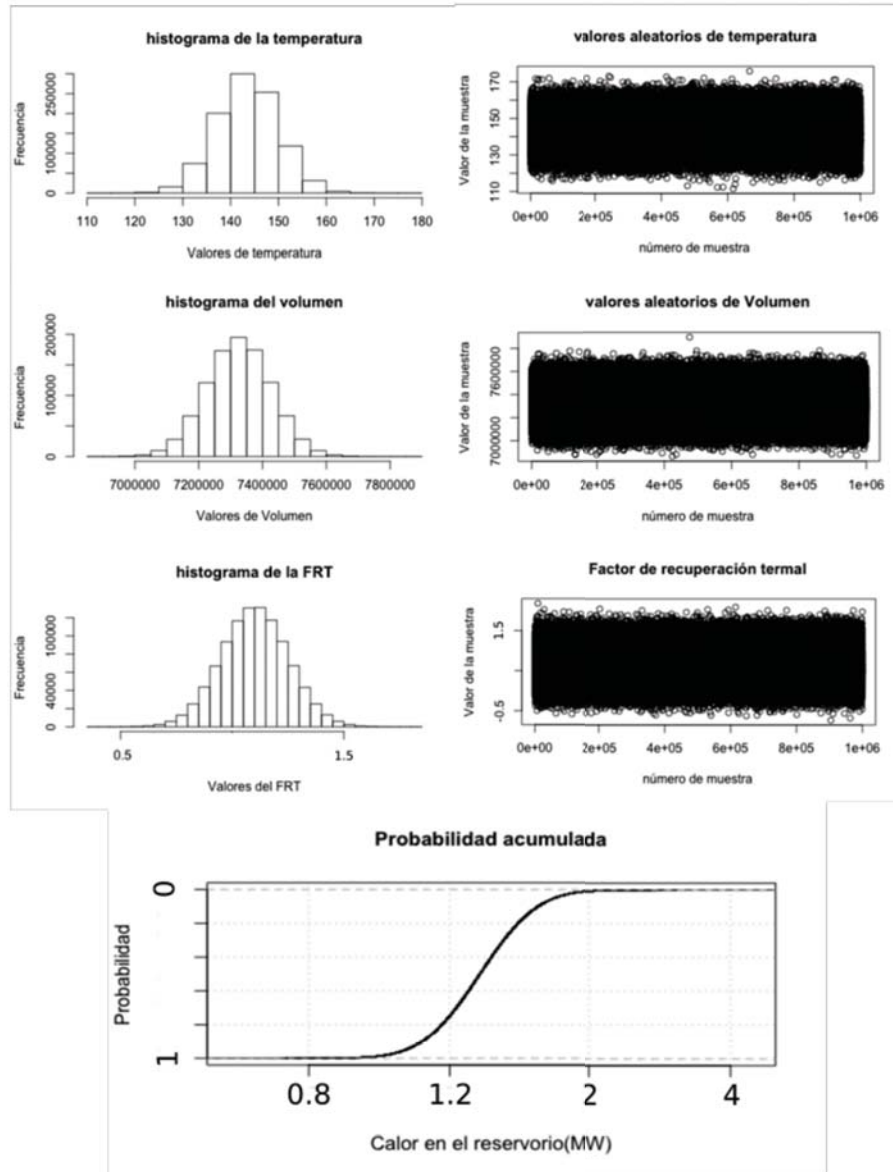


Figura 4.1 Resultado de la modelación probabilística Monte Carlo. A la izquierda se muestra la distribución de los conjuntos aleatorios, a la derecha, se muestran los conjuntos aleatorios. En la parte inferior se encuentra la función de distribución de probabilidad del potencial estimado.

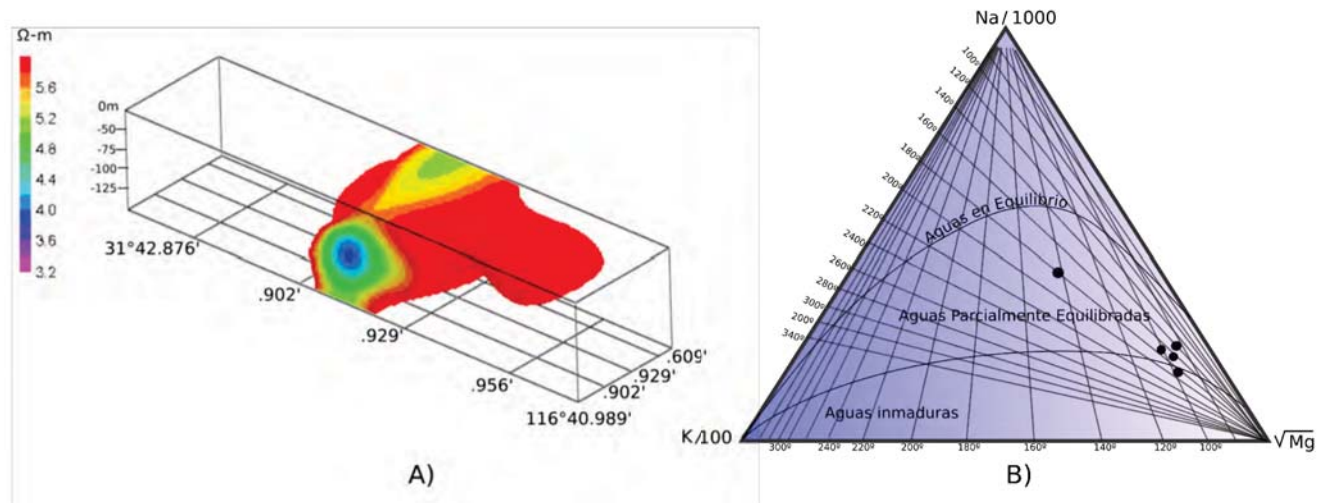


Figura 4.2 Parte A) Modelado de los resultados de la prospección eléctrica para la estimación del volumen del reservorio. En el modelo se presenta la profundidad a la que se encuentra el yacimiento, al mismo tiempo, se muestra el área que ocupa. Mediante estos dos parámetros fue posible la estimación del volumen del yacimiento. Parte B) Diagrama de Giggenbach que demuestra la estabilidad de las muestras de agua. Este diagrama se construyó con las concentraciones del *Thermal End Member*. Para la obtención de los datos de las prospecciones geoquímica y geofísica fue necesario el uso de los resultados reportados por Arango-Galván et al. (2011).

modelación Monte Carlo (figura 4.1). Los valores de volumen y temperaturas estimadas para los límites mínimo y máximo para la modelación montecarlo, así como las estimaciones de potencial eléctrico, se presentan en el tabla 4.1.

El potencial energético del reservorio permite la explotación con una planta de generación eléctrica de tecnología binaria. En el año 2010, cada casa en Ensenada consumió 7kW-hr al día en promedio (Muñoz et al., 2012). Bajo esta demanda, posiblemente la energía eléctrica producida ayude a satisfacer la necesidad de aproximadamente 150 casas; con lo cual, la planta instalada en la zona de Punta Banda podría ayudar a combatir el rezago de hogares que no están conectados a la red eléctrica, que hasta este año son cerca de 3,500 (subsecretaría de planeación, 2017).

Tras la estimación de 1MW de potencial de generación, se procedió con la evaluación financiera. El primer paso fue determinar los costos variables y fijos que se tendrían en el proyecto. Posteriormente la identificación de la ganancia por la venta de electricidad y por último, la determinación del flujo de efectivo de acuerdo a impuestos, depreciaciones y trabajo. Con estos datos pudo calcularse

Volumen $\times 10^6 m^3$	Temperatura Calcedonia mínima $^{\circ}C$	Temperatura $\frac{Na}{K}$ Máxima $^{\circ}C$	Potencial Energético $\times 10^6 W$	Probabilidad del Potencial Energético
min: 6.4	153	214	1	90 %
máx: 8.24			1.4	50 %
			1.8	10 %

Tabla 4.1 Parámetros usados para el modelo *heat in place* y resultados tras el uso del mismo con la metodología Monte Carlo.

el valor presente neto del proyecto, así como la tasa interna de retorno y el periodo de retorno. A continuación se reportan los resultados de cada uno de los parámetros. Todos los cálculos se encuentran en el Anexo 1.

4.2. Costos y ganancias del Proyecto

Los costos del proyecto se dividieron entre costos fijos e inversión inicial. El costo de perforación tuvo un estimado de \$40,000 MXN, con una profundidad promedio de 180 m y considerando dos pozos. La profundidad empata con el valor al cual se estimó la localización del yacimiento en el trabajo de Arango-Galván et al. (2011). A su vez, los costos de los intercambiadores de calor se presentan en la tabla 4.2. El costo total de las unidades fue de aproximadamente \$15,998,279 MXN. Por último el monto total de inversión para la perforación y construcción es de \$16,037,818.70 MXN.

Con los costos estimados, lo siguiente fue determinar las ganancias del proyecto. Aproximadamente se tendría una ganancia promedio de \$2,000,000 MXN por año con una tarifa que varía de \$0.35 a 0.50 MXN por cada año de producción y venta. El flujo de caja se calculó con el modelo financiero presentado en la sección de metodología para cada año:

$$\begin{aligned}
 & \blacksquare \text{ Año 5} \\
 & + 1,582,666.9 \text{ (a).} \\
 & - 71,220.0 \text{ (b).} \\
 & = 1,511,446.9 \text{ (a-b).}
 \end{aligned}$$

Unidad	Área/ Potencia $m^2/$ kW	Precio (Ahangar, 2012)	Costo MXN
Super Calentador	116	$500_{USD} \cdot m^2$	990,000
Vaporizador	187	$500_{USD} \cdot m^2$	1,600,000
Recuperador	370	$400_{USD} \cdot m^2$	2,500,000
Turbina	1000	$500_{USD} \cdot kW$	4,250,000
Condensador	600	$600_{USD} \cdot kW$	1,600,000
Bomba	450	$450_{USD} \cdot kW$	765,000

Tabla 4.2 Estimación de costos de las unidades que componen la central de generación de la planta geotérmica.

$$\begin{aligned}
 & - 0 \\
 & = 1,511,446.9. \\
 & - 45,343.4. \\
 & - 151,144.7. \\
 & = 1,314,958.8 \\
 & + 0 \\
 & = 1,511,446.9
 \end{aligned}$$

Este esquema de obtención del flujo de efectivo es para el año 16 de operación. Del año 1 al 15 se encuentra la depreciación, debido a que contiene cantidades negativas puede causar mucha confusión. Para verificar cada año de obtención, pasar al Anexo 2. Para el caso de la depreciación se hizo uso de una depreciación en una sola exhibición de acuerdo a la Ley del ISR. Esta ley estipula que para proyectos energéticos que usen energías renovables la depreciación para los equipos de generación debe hacerse en una sola exhibición. En este caso particular, la depreciación en una sola exhibición permite que no se paguen impuestos por el proyecto en 15 años. El resultado total del flujo de caja estimado se utilizó para determinar la rentabilidad del proyecto y así ofrecer una perspectiva a futuro sobre las ganancias o pérdidas que se tendrían del mismo.

4.3. Determinación de la viabilidad financiera

El flujo de caja total es de aproximadamente \$46,000,000 MXN (Anexo 2). El valor presente neto queda de la siguiente manera:

$$VPN = -16,037,818 + \sum_4^{30} \frac{A_t}{(1+i)^t}, \quad (4.4)$$

donde A_t representa el flujo de caja de cada periodo; el interés estimado mediante el WAAC está representado por la letra r . Debido a que el flujo A_t no es fijo por la variación en la tarifa, no se sustituye por completo. El signo del valor presente neto resultó positivo bajo un interés del 6.48 %, es decir:

$$VPN > 0 \rightarrow VPN = 1,030,666, \quad (4.5)$$

la tasa interna de retorno es del 10 %.

4.3.1. Promedio ponderado del costo de capital

Dado que el esquema de capital se compuso de 60 % de inversión y 40 % de deuda, el interés es 8 y 6 %, respectivamente. Así pues, el interés del proyecto queda determinado por:

$$WACC = ((0.6) \times (0.08) + (0.4 \times 0.06) \times (1 - 0.3)) \times 100 \rightarrow WACC = 6.48 \% \quad (4.6)$$

4.3.2. Periodo de retorno descontado

El tiempo en el que se recuperarán las inversiones se estimó en 15 años con un interés del 6.48 % de acuerdo al esquema de capital. A partir de la liquidación del periodo de retorno la eficiencia total de la planta se cambió, del 35-40 % al 70-90 %. Este cambio fue hecho debido a que se consideró la construcción de un esquema cascada en el que se incluían nuevos proyectos que usaran el calor que se pierde al momento de la transferencia del fluido geotérmico entre los intercambiadores de calor. El cambio fue hecho de manera manual en la fórmula 4.3.

4.4. Riesgo del proyecto

Los resultados del análisis de sensibilidad para el VPN se presentan en el gráfico de la figura 4.3. El análisis de sensibilidad fue realizado para tres va-

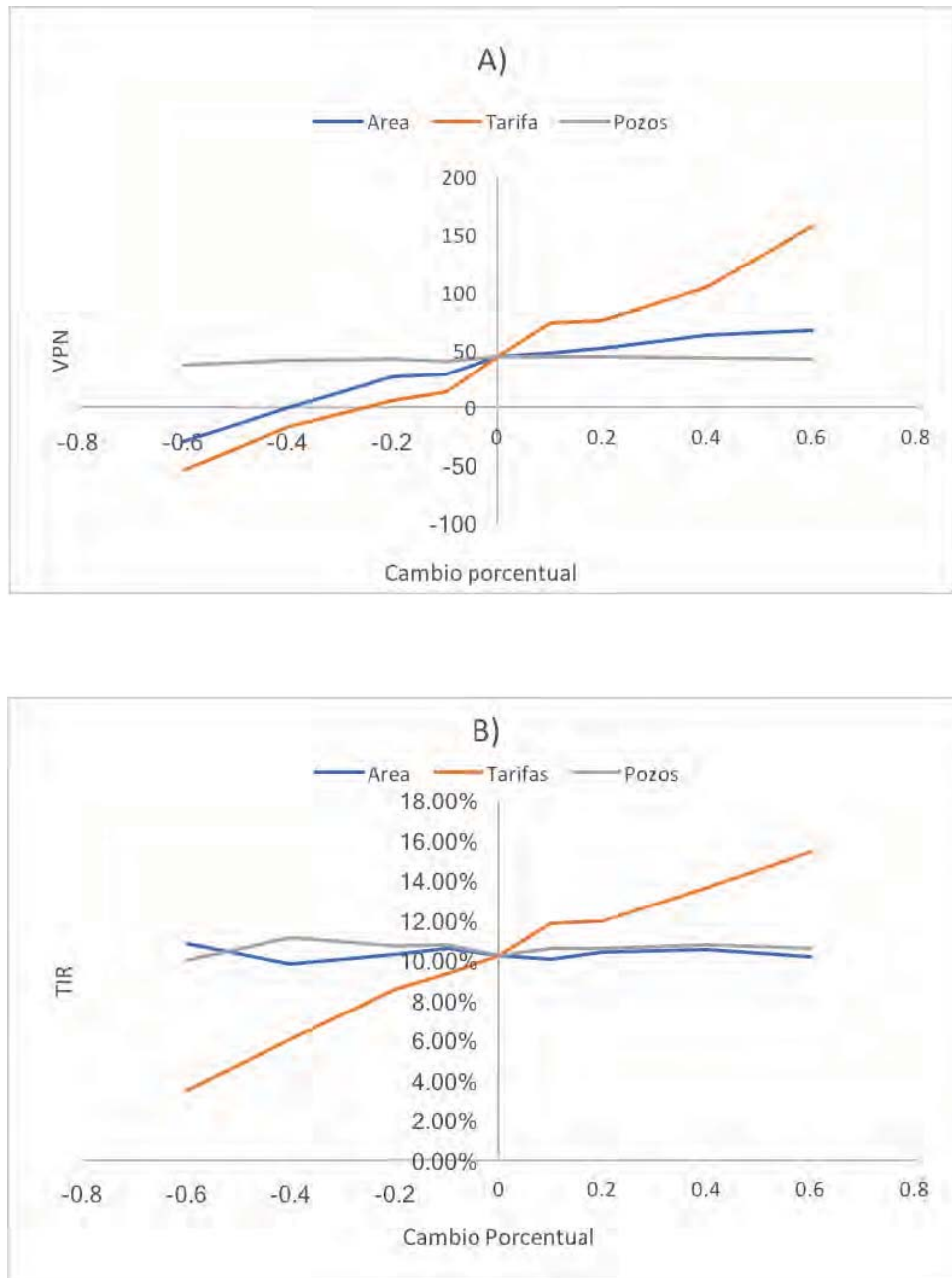


Figura 4.3 Gráficos que muestran la sensibilidad de las diferentes variables ante el riesgo de que cambien.

riables: área de los intercambiadores de calor, la tarifa de venta y los costos de perforación. La variación del valor del área de los intercambiadores fue realizado tras la modificación en los valores de los coeficientes de transferencia calóricos para cada unidad sugeridos por Ahangar (2012); ya que de acuerdo a la ecuación 2.10 el área depende de el valor U (Tester et al., 2012). La variación de la tarifa fue únicamente en el parámetro Tar de la fórmula 3.11. Finalmente, en la perforación se variaron 3 variables para en análisis de sensibilidad. Estas variables fueron la profundidad, el número de los pozos y el precio de perforación.

4.5. Discusión de resultados

A la luz de los nuevos descubrimientos sobre el cambio climático, nuestra especie se enfrenta a un reto enorme, ya que las sociedades, economías y ecosistemas son vulnerables al riesgo de los posibles eventos catastróficos que sucedan debido su efecto (Adger et al., 2003; Pachauri et al., 2014). Ante la evidente influencia antropogénica en este fenómeno, los sistemas geopolíticos en el mundo están cambiando para tratar de mitigar este efecto y así mejorar el futuro (Moss et al., 2010). Una de las principales estrategias es la reducción en la emisión de gases de efecto invernadero por medio de la transición energética, es decir, la migración del uso de combustibles fósiles a recursos renovables para la generación de energía eléctrica (Hauff et al., 2014).

Hay diversos ejemplos de países que ya adoptaron políticas favorables para la migración a las energías renovables. Uno de los ejemplos más sobresalientes sobre este tipo de países, es Alemania. El gobierno alemán ha desarrollado una avanzada estrategia de políticas públicas para la migración hacia las renovables, esta estrategia es conocida como *die Energiewende*. La finalidad de esta estrategia es lograr la sustentabilidad en la generación energética. Por su parte, el gobierno mexicano ha iniciado con los procesos necesarios para apuntalar el cambio en la manera de generar electricidad. El primer paso fue la reforma de los artículos 25, 27 y 28 de la constitución, además de la creación de la Ley de Energía Eléctrica y la Ley de Geotermia.

Principalmente, la modificación del compendio de leyes abre el mercado eléctrico en México permitiendo, además, la inversión privada en este sector. También elimina monopolios e incentiva la exploración y explotación de recursos energéticos renovables (Diario Oficial de la Federación, 2012a,b). Esto pudiera considerarse como un paso muy favorable para nuestra sociedad, ya que en el territorio nacional podemos encontrar un potencial muy alto en recursos ener-

géticos renovables (Alemán-Nava et al., 2014). Particularmente es muy común encontrar puntos en donde hay energía geotérmica, debido a la configuración geológica de nuestro país. México está en el 7° lugar del mundo en explotación de este recurso para la generación de electricidad, y además tiene el potencial de producir mucho más (Birkle, 2007; Gutiérrez-Negrín, 2012).

En este sentido, la explotación de recursos geotérmicos de baja entalpía representa uno de los puntos más fuertes en la energía geotérmica, no sólo de nuestro país, sino de todo el mundo (Chandrasekharam y Bundschuh, 2008). Aunque no siempre la explotación es una buena oportunidad de negocio, la mayor parte de las veces se ignora a este tipo de recursos debido a que son pequeños. La razón por la que no se han explotado los recursos de baja entalpía es debido a que la política de la explotación se ha orientado a la gran cantidad de fuentes hidrotermales en el territorio Mexicano. De no considerar los recursos energéticos de menor potencial de generación, las metas planteadas por el gobierno mexicano, que contemplan el 30 % de generación de energía eléctrica por medio de fuentes renovables para 2024, están lejos de cumplirse.

4.5.1. Viabilidad Financiera

Dado que el VPN es positivo, indica que el valor de las entradas de efectivo es mayor al de las salidas, generando una ganancia. En cuanto al interés del proyecto, la tasa interna de retorno es mayor a la que se calculó mediante el WACC (ecuación 4.6), indicando también un resultado positivo sobre la rentabilidad. A pesar de que la tasa interna de retorno estimada fue del 10 %, para calcular el periodo de liquidación de la deuda, se usó un interés del 6.48 % de acuerdo al cálculo del WACC. El periodo de retorno se estimó en 15 años. En contraste, las evaluaciones financieras de los proyectos geotérmicos binarios de Mwangomba, Ahangar y Tessema, el periodo de retorno estimado varía de entre 16 a 19 años (Abisa, 2002; Ahangar, 2012; Mwangomba, 2016). Por lo que la estimación de un periodo de 15 años, pudiera ser considerada dentro del rango para otros proyectos geotérmicos de ciclo binario desarrollados en otras partes del mundo. Cabe mencionar que en esos proyectos el promedio del costo de construcción es 10 veces más alto que el costo que aquí se estimó, al mismo tiempo, la capacidad también es 10 veces mayor (tabla 4.3). Además, aunque las características son distintas en cada proyecto, la comparación se realiza con la finalidad de resaltar los resultados aquí presentados.

En las evaluaciones financieras y técnicas de Mwangomba (2014); Ahangar

	La Jolla	Malawi (Mwagomba, 2016)	Maguarichic (Covarrubias et al., 2002)	Ahuachapán (Monroy Parada et al., 2014)
Capacidad (kW)	1000	12,000	350	100,000
Inversión (USD)	640,000	50,000,000	1,350,000	4,900,000
Ganancias al año (USD)	900,000	6,800,000	12,000	1,670,000
Retorno (años)	15	17	*	1.71

Tabla 4.3 Comparación de las diferentes evaluaciones para proyectos geotérmicos de generación eléctrica binaria. *La planta construida en Maraguichic fue un proyecto piloto lanzado por CFE, el cual tuvo la particularidad de que el gobierno absorbió el riesgo y el periodo de retorno.

(2012) y Monroy Parada et al. (2014); el costo de perforación excede el millón de dólares americanos. En cada uno de estos proyectos, la perforación era de más de mil metros y además consideraban por lo menos tres pozos. Para el caso del proyecto geotérmico de Maguarichic, los costos de perforación fueron de 100,000 USD en 1997, siendo el valor actual de esa inversión \$154,949.09 USD (USA., 2017 (visitado 21-11-2018)). Para este proyecto se consideró un pozo productor de 300 m de profundidad, además de que la logística para llevar a cabo la construcción de la planta fue mucho más complicada debido a la falta de caminos (Covarrubias et al., 2002). Así pues, en el proyecto “La Jolla” la disminución de costos de perforación se debe a que el yacimiento es muy somero y no es necesaria una perforación muy profunda ni compleja, además de que sólo se plantean 2 pozos, uno productor y el otro reinyector.

En cuanto a la perforación de pozos productores, el número depende de varios factores. El más destacable es el capital disponible para hacerlo. Considerando que la perforación toma aproximadamente el 20% de la inversión y del alto riesgo que representa, el número de pozos perforados es de 1 a 3 para el inicio de la planta (Stefansson, 2002; Gehringer y Loksha, 2012; Ngugi et al., 2013). Otra de las variables importantes a considerar para la perforación de los pozos, es el diseño de la planta, ya que los pozos productores deben ser capaces de alimentar a la planta con la salmuera proveniente del yacimiento geotérmico; bajo esta premisa, implícitamente se encuentra la capacidad del yacimiento para ser explotado bajo la demanda que la planta requiere para la producción (Engineerings, 2014; Gehringer y Loksha, 2012). Así pues, debido a que este trabajo se centra en la prefactibilidad de la planta, sólo se consideró un pozo productor. Finalmente, también se consideró un pozo reinyector, debido a que por cada 4 pozos productores sólo se necesita un pozo reinyector (Ngugi et al., 2013).

Un aspecto importante a resaltar fue el incremento del 50 % en la eficiencia de la planta, luego de haber concluido con el pago de la deuda. Este cambio en la eficiencia se hizo con la finalidad de destacar la importancia de realizar diversos proyectos en los que se aproveche a un 90 % el recurso geotérmico, ya que este tipo de modificaciones incrementa hasta 3 veces las ganancias de los proyectos (Rubio-Maya et al., 2015). Sin embargo, debido a que en México no existe un mercado desarrollado para este tipo de proyectos, no se consideró una reinversión ni tampoco una ganancia por la implementación de este tipo de tecnologías, sólo se incrementó la eficiencia de la planta.

4.5.2. Viabilidad Técnica

El volumen del reservorio fue estimado sin considerar el tercer perfil del perfil resistivo (ERT) reportado por Arango-Galván et al. (2011). Esta consideración se debió a que existe una alta probabilidad de ruido por la presencia de agua marina. Las temperaturas mínima y máxima utilizaron la concentración obtenida mediante la técnica del último miembro termal (TEM). Como ya se mencionó, esta técnica fue utilizada por Arango-Galván et al. (2011) debido a que existe una mezcla entre el agua marina y el agua proveniente del reservorio geotérmico, de acuerdo a la línea meteórica local. La implementación del último miembro termal para la obtención de la concentración de especies químicas disueltas en el agua resulta ser una técnica adecuada en la fase exploratoria del proyecto (Prol-Ledesma et al., 2004); empero, hasta tener muestras de agua provenientes directamente del reservorio mediante un pozo exploratorio, se puede conocer la concentración real. Aunque, para esta fase de desarrollo, la concentración de especies químicas sería usada para otro tipo de estudios, por ejemplo, la modelación hidrogeológica del reservorio. teniendo un pozo exploratorio, es igualmente posible medir directamente la temperatura del reservorio, por lo que el modelo económico debe ser actualizado con el avance del proyecto.

La integración de resultados de temperatura y volumen culminaron con la estimación de energía por medio del uso del modelo *heat in place* junto con la rutina Monte Carlo. Este resultado indica que el yacimiento puede ser explotado por 25 años con al menos 1 mega vatio de energía con un mínimo de deterioro. Sin embargo, cabe destacar que el principal obstáculo para el desarrollo del proyecto recae en el hecho de que no hay un pozo exploratorio que confirme la existencia del reservorio. Aunque, debido a la evidencia superficial y a los estudios geofísicos y geoquímicos superficiales de reconocimiento, se tiene un

90 % de probabilidad de que el reservorio tenga las características que aquí se describen. El segundo obstáculo a resaltar es la carencia de un modelo hidrogeológico que permita conocer tanto la fuente, como el tipo de recarga que se tiene en el yacimiento geotérmico, así como su cuantificación.

A pesar de que no se ha confirmado que las características físicas del reservorio, estimadas mediante la exploración geofísica y geoquímica, este tipo de modelación ayuda a la toma de la decisión sobre continuar con el pozo exploratorio, o no (DiPippo, 2012). De ser aprobada la perforación del pozo exploratorio para confirmar que el recurso tiene las características aquí descritas, se espera que el costo de este sea aproximadamente \$ 39,000.00 MXN. Este costo es el mismo presentado para los pozos productores, debido a que el pozo exploratorio debe ser con las mismas características del pozo productor. Mediante esta perforación de prueba, se espera demostrar que el modelo cumple o no, con las características del yacimiento, y por ende, saber si el yacimiento es, efectivamente, explotable de manera comercial (IGA, 2013).

Tras el inicio de la explotación del yacimiento, es posible monitorear y modelar su comportamiento. La exploración del sistema hidrotermal altera las condiciones en las que originalmente se encontraba. En este sentido, el monitoreo y la posterior modelación del yacimiento, es de gran ayuda para el buen gestionamiento en la explotación, y de igual forma, sirve para la planificación de proyectos *a posteriori*.

4.5.3. Riesgo

El riesgo es el factor más importante a tomar en cuenta para el desarrollo de proyectos de inversión. En este trabajo el hecho de que el riesgo asociado a la perforación sea muy bajo es un resultado muy resaltante (figura 4.3). Esto se debe a que el costo de perforación es muy bajo, comparado con el costo de los intercambiadores de calor. Por el contrario la tarifa es la variable más riesgosa del proyecto (figura 4.3). La tarifa a la cual el productor vende la electricidad debe cuidarse, debido a que el abaratamiento del mercado en cuanto al precio de la electricidad está impidiendo que otros proyectos puedan avanzar. Monroy Parada et al. (2014) reportan que la tarifa establecida para la compra de la energía generada, es de 106 dólares americanos por mega vatio-hora (Monroy Parada et al., 2014). Este abaratamiento provoca que el periodo de retorno sea tan sólo de 1.7 años bajo un interés del 10 %, entonces el proyecto es mucho más atractivo para un inversionista (tabla 4.3).

En este proyecto, la tarifa se adecuó a los precios que se tuvieron en la última subasta de energía realizada en México (Forbes, 2017). Gracias al estudio de sensibilidad se pudo notar que modificando el precio del kilo vatio-hora de 0.5 a 1.5 pesos como valores máximos, el periodo de retorno disminuye significativamente, de 15 a 5 años con un interés del 6.48 %. Por otro lado, el gobierno de México ha diseñado el incentivo de las energías renovables: el CEL (CRE, 2016), mediante este instrumento financiero, se espera que los proyectos energéticos que usan energías renovables, sean más rentables. El aumento en la rentabilidad se debe a que los CEL's que se generan pueden venderse. Pero estos beneficiarían a los grandes centros de generación, debido a que 1 CEL, ampara la generación de 1MW-hr mediante fuentes limpias (CRE, 2016) . Este hecho afecta de manera significativa a los pequeños productores, y en este trabajo se ha demostrado que la generación descentralizada es una de las mejores oportunidades para diversificar la matriz energética del país, debido al alto potencial que tienen debido a su abundancia(Alemán-Nava et al., 2014).

Disminuyendo el periodo de retorno, es posible reinvertir en el proyecto y así construir un esquema de cascada que aproveche aún más el calor que se extrae y no se aprovecha. Tras considerar este incremento en la eficiencia de la planta, el riesgo disminuyó significativamente. Aunque existen proyectos piloto para aprovechar de manera indirecta la energía geotérmica, en México aun no se desarrolla un mercado amplio para estas aplicaciones a pesar de que existe un potencial bastante alto. En países con menos potencial geotérmico, o similar, estos proyectos son altamente usados. Tal es el caso de Islandia y Alemania. En Islandia el 95 % de las casas usan calefacción geotérmica y en Alemania, han comenzado con la perforación para extraer agua a 130° a 4 km de profundidad en promedio (Gunnlaugsson, 2004; Schellschmidt et al., 2010). El clima de la región donde se ubicaría el proyecto La Jolla, es muy extremo, por lo que el uso directo del recurso beneficiará a la población para calentar sus hogares en invierno y enfriarlos en verano.

Adicionalmente, el área de los intercambiadores de calor es una variable sensible ante cambios abruptos (figura 4.3). La elección correcta de materiales de construcción que aseguren el coeficiente de transferencia que aquí se reporta, es un parámetro necesario para mantener los costos de áreas al mínimo. Aunque la eficiencia económica de la planta se logra mediante la mejor combinación de elementos: que la eficiencia termodinámica sea la más alta, que el fluido de trabajo sea el más estable para las condiciones del yacimiento y que además sea el más barato, que el material de los intercambiadores sea el más conductivo y a la vez el más barato, etc. (Astolfi et al., 2014; Franco y Villani, 2009), estas consideraciones se determinan una vez que se confirme la existencia del reser-

torio, ya que de esta forma se conocen las limitaciones que pudiera tener.

Capítulo 5

Conclusiones

Los resultados de este trabajo demuestran que con una pequeña planta de un mega vatio, es posible alimentar una parte de la población, en este caso, por lo menos 150 hogares. De acuerdo a las estimaciones aquí planteadas, de apostar por ello, el proyecto sería rentable, sostenible y benéfico para la población local. En materia ambiental, esta tecnología de generación eléctrica, no emitiría gases de efecto invernadero. Además, debido a que la energía geotérmica opera bajo cualquier condición, es posible mantener la planta como una carga base para satisfacer la demanda durante las horas del día donde es baja, posiblemente llegando a más hogares (Bhattacharyya, 2011).

Teniendo un 90 % de probabilidad de tener un mega vatio de potencial, el proyecto pudiera ser rentable. Esto se demuestra a partir de la obtención de un VPN positivo y una tasa interna de retorno mayor al interés que se tiene con un 60 % de inversión y 40 % de capital de deuda. En cuanto al riesgo presente, es muy resaltante que la perforación sea el riesgo más bajo del proyecto. Esto pudiera representar una mayor atracción a los inversionistas. Por otro lado, el riesgo más alto fue la tarifa de venta de la energía generada; a pesar de que se demostró que una tarifa más alta disminuye significativamente el periodo de retorno, las estimaciones se hicieron en un rango tarifario que variaba de 0.35 a 0.5 centavos. De acuerdo a la Ley de Geotermia y lo estipulado por la CRE, las concesiones se darían por 25 años bajo la misma tarifa de venta, por lo que, teniendo 25 años de concesión a 0.5 centavos por kilo vatio eléctrico generado, el proyecto es rentable.

En cuanto a la eficiencia de la planta, la adición de proyectos alternos que aprovechen la energía remanente del sistema de generación es esencial, ya que de esta manera incrementa la eficiencia general de la planta y es posible, al mismo tiempo, generar más ganancias. En el caso de plantear un proyecto en

cascada, es decir, que no sólo contemple la generación eléctrica, sino al mismo tiempo, la deshidratación de alimentos, la desalación de agua, y la calefacción o enfriamiento de casas (sólo por mencionar ejemplos), la rentabilidad del proyecto, pudiera ser aun más alta (Jin et al., 2007; Budiarto et al., 2014; Rubio-Maya et al., 2015).

La integración de las evaluaciones técnica y financiera, permitió mostrar el potencial de explotabilidad del recurso energético. Gracias a esto, se puede decidir sobre la continuación del proyecto o no. Cabe destacar que el principal obstáculo es la carencia de un pozo exploratorio. Aunque este tipo de estudios ayudan a conocer el recurso, es necesario perforar para poder conocer hasta el último detalle del yacimiento y así planificar con un error más pequeño. Sin embargo, los resultados aquí mostrados son un parteaguas al momento de la decisión. De haber resultado negativos, la recomendación sería dejar las cosas como actualmente están; por el contrario, el autor recomienda iniciar la etapa siguiente, referente al pozo exploratorio del recurso.

Cabe destacar la importancia de la ciencia en la gestión de los recursos energéticos de cualquier región, ya que gracias a los estudios de exploración realizados sobre la superficie, es posible conocer al 100 % el recurso que se desee a un bajo costo. Por último, a pesar que la CRE ha establecido contratos de 25 años manteniendo la misma tarifa de venta, es necesario hacer ajustes inflacionarios respecto a la tarifa, ya que, con el tiempo esta cantidad va disminuyendo de valor. Es necesario replantear la tarifa de venta, principalmente para proyectos geotérmicos, ya que, aunque pudiera ser rentable, la baja tarifa hace que la inversión no sea tan atractiva.

Hoja de Balance del proyecto. El flujo de efectivo se encuentra en pesos mexicanos.

Concepto	Construcción primer periodo				Inicio de generación segundo periodo				3				4			
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
ingresos	-3,999,570	-3,999,570	-3,999,570	-3,999,570	1,536,565	987,828	1,341,771	1,369,905	1,036,600	1,048,997	1,057,797	1,406,610	1,219,910	1,560,662	1,219,990	1,968,191
Costos de OyM	0	0	0	0	70,682	45,440	67,089	63,016	43,537	52,450	52,890	66,111	51,236	70,230	58,560	76,759
Utilidad de operación	-3,999,570	-3,999,570	-3,999,570	-3,999,570	1,465,883	942,388	1,274,683	1,306,889	993,063	996,547	1,004,907	1,340,500	1,168,673	1,490,432	1,161,430	1,891,431
Depreciación Resta Acelerada	0	0	0	0	15,998,279											
Depreciación Perforación					4,002	4,002	4,002	4,002	4,002	4,002	4,002	4,002	4,002	4,002		
Activos antes de impuestos	0	0	0	0	-14,536,399	938,386	1,270,681	1,302,888	989,061	992,546	1,000,905	1,336,498	1,164,672	1,486,430	1,161,430	1,891,431
ISR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-300,441
PTU	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	189,143
Activos después de impuestos	0	0	0	0	-14,536,399	938,386	1,270,681	1,302,888	989,061	992,546	1,000,905	1,336,498	1,164,672	1,486,430	1,161,430	2,002,729
Venta CELS	-	-	-													
Capital de Trabajo	0	0	0	0												
Depreciación perforación positiva	0	0	0	0	4,002	4,002	4,002	4,002	4,002	4,002	4,002	4,002	4,002	4,002	0	0
Flujo de Efectivo	-2,958,502	-2,958,502	-2,958,502	-2,958,502	1,469,885	946,390	1,278,685	1,310,891	997,065	1,000,549	1,008,909	1,344,502	1,172,675	1,494,434	1,161,430	1,891,431
Bases para VPN				-15,998,279	1,380,433	834,707	994,698	957,693	684,093	644,707	610,531	764,098	625,889	749,080	546,735	836,192
VPN					18,938,300											
				2,940,025												
TIR				0												
Discounted Payback period	-15,998,279	-15,998,279	-15,998,279	-15,998,279	-17,034,960	-16,573,100	-16,639,900	-16,356,680	-16,020,760	-15,997,230	-15,968,460	-15,928,930	-15,529,500	-15,287,150	-14,686,490	-14,401,484
					-15,565,060	-15,627,100	-15,361,200	-15,045,790	-15,023,680	-14,996,680	-14,959,550	-14,584,430	-14,356,830	-13,792,720	-13,525,060	-12,510,053
			año		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

Concepto	5					6										TOTALES
	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047		
	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	
ingresos	3,261,981	1,816,284	2,241,300	2,865,321	2,301,207	2,714,016	2,865,307	3,199,073	3,303,279	2,764,790	2,497,000	2,591,668	1,840,331	2,616,178	52,632,561	
Costos de OyM	117,431	65,386	100,858	108,882	80,542	111,275	131,804	121,565	125,525	105,062	122,353	114,033	75,454	125,577	2,223,746	
Utilidad de operación	3,144,549	1,750,897	2,140,441	2,756,439	2,220,665	2,602,741	2,733,503	3,077,508	3,177,755	2,659,728	2,374,647	2,477,635	1,764,877	2,490,601	50,408,815	
Depreciación Resta Acelerada																
Depreciación Perforación																
Activos antes de impuestos	3,144,549	1,750,897	2,140,441	2,756,439	2,220,665	2,602,741	2,733,503	3,077,508	3,177,755	2,659,728	2,374,647	2,477,635	1,764,877	2,490,601	50,408,815	
ISR	94,336	52,527	64,213	82,693	66,620	78,082	82,005	92,325	95,333	79,792	71,239	74,329	52,946	74,718		
PTU	314,455	175,090	214,044	275,644	222,066	260,274	273,350	307,751	317,775	265,973	237,465	247,764	176,488	249,060		
Activos después de impuestos	2,735,758	1,523,281	1,862,184	2,398,102	1,931,978	2,264,385	2,378,148	2,677,432	2,764,647	2,313,963	2,065,943	2,155,542	1,535,443	2,166,823		
Venta CELS																
Capital de Trabajo																
Depreciación perforación positiva	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0						
Flujo de Efectivo	3,144,549	1,750,897	2,140,441	2,756,439	2,220,665	2,602,741	2,733,503	3,077,508	3,177,755	2,659,728	2,374,647	2,477,635	1,764,877	2,490,601	47,490,331	
Bases para VPN	1,305,587	682,716	783,817	947,964	717,230	196	778,679	823,323	798,405	627,585	526,218	515,628	344,941	457,159		
VPN																
TIR																
Discounted Payback period	-13,320,704	-10,835,570	-9,673,359	-8,021,051	-5,605,758	-3,604,448	-1,066,617	1,774,900	5,240,601	9,091,824	12,691,676	16,271,629	20,249,205	23,775,208	28,367,074	
	-10,176,155	-9,084,672	-7,532,918	-5,264,612	-3,385,094	-1,001,707	1,666,886	4,852,408	8,418,356	11,751,552	15,066,323	18,749,264	22,014,082	26,265,810		
	13	14	15	16	17	18	19	20								

Cálculo de impuestos y ganancias del proyecto.

año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Utilidad Antes de impuestos	0	0	0	0	-14,536,398	938,386	1,270,681	1,302,888	989,061	992,546	1,000,905	1,336,498
PTU	0	0	0	0	0	93,839	127,068	130,289	98,906	99,255	100,091	133,650
Utilidad acumulada				0	-14,536,398	-13,598,011	-12,327,330	-11,024,443	-10,035,382	-9,042,836	-8,041,931	-6,705,433
ISR	0	0	0	0	0	-4,079,403	-3,698,199	-3,307,333	-3,010,614	-2,712,851	-2,412,579	-2,011,630
Ganancias	0	0	0	0	1,536,565	987,828	1,341,771	1,369,905	1,036,600	1,048,997	1,057,797	1,406,610
Tarifa	0	0	0	0	0.54	0.35	0.51	0.53	0.40	0.49	0.39	0.49
W_{neto}	0	0	0	0	917	971	886	950	987	834	897	866
η_g	0	0	0	0	0.85	0.85	0.89	0.86	0.89	0.86	0.87	0.88
h_{anual}	0	0	0	0	8,692	8,549	8,555	8,112	8,429	8,067	8,477	8,561
η_{cf}	0	0	0	0	0.42	0.40	0.39	0.39	0.35	0.37	0.41	0.44

año	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
Utilidad Antes de impuestos	1,164,672	1,486,430	1,161,430	1,891,431	3,144,549	1,750,897	2,140,441	2,756,439	2,220,665	2,602,741
PTU	116,467	148,643	116,143	189,143	314,455	175,090	214,044	275,644	222,066	260,274
Utilidad acumulada	-5,540,761	-4,054,331	-2,892,901	-1,001,470	2,143,080	3,893,977	6,034,418	8,790,858	11,011,522	13,614,264
ISR	-1,662,228	-1,216,299	-867,870	-300,441	94,336	52,527	64,213	82,693	66,620	78,082
Ganancias	1,219,910	1,560,662	1,219,990	1,968,191	3,261,981	1,816,284	2,241,300	2,865,321	2,301,207	2,714,016
Tarifa	0.46	0.58	0.37	0.35	0.54	0.41	0.42	0.54	0.44	0.50
$W_{t\text{neto}}$	854	864	980	985	903	843	917	903	850	915
η_g	0.90	0.95	0.91	0.93	0.92	0.92	0.92	0.89	0.92	0.95
h_{anual}	8,626	8,627	8,403	8,185	8,170	8,045	8,323	8,253	8,360	8,326
η_{cf}	0.40	0.38	0.44	0.75	0.89	0.71	0.76	0.80	0.80	0.75

año	23	24	25	26	27	28	29	30
Utilidad Antes de impuestos	2,733,503	3,077,508	3,177,755	2,659,728	2,374,647	2,477,635	1,764,877	2,490,601
PTU	273,350	307,751	317,775	265,973	237,465	247,764	176,488	249,060
Utilidad acumulada	16,347,767	19,425,275	22,603,030	25,262,757	27,637,404	30,115,039	31,879,916	34,370,518
ISR	82,005	92,325	95,333	79,792	71,239	74,329	52,946	74,718
Ganancias	2,865,307	3,199,073	3,303,279	2,764,790	2,497,000	2,591,668	1,840,331	2,616,178
Tarifa	0.43	0.58	0.54	0.55	0.51	0.58	0.41	0.45
$W_{t\text{neto}}$	991	910	913	836	965	797	801	963
η_g	0.89	0.85	0.93	0.89	0.86	0.92	0.86	0.90
h_{anual}	8,684	8,489	8,680	8,341	8,428	8,348	8,688	8,491
η_{cf}	0.87	0.84	0.83	0.81	0.70	0.73	0.75	0.79

Costos de perforación

m	USD-metro	MXN	Continuación		
177	12	\$42,480.00	131	14	\$36,680.00
122	11	\$26,840.00	145	13	\$37,700.00
132	11	\$29,040.00	184	13	\$47,840.00
123	14	\$34,440.00	127	11	\$27,940.00
178	14	\$49,840.00	176	13	\$45,760.00
170	11	\$37,400.00	137	11	\$30,140.00
133	11	\$29,260.00	124	13	\$32,240.00
147	15	\$44,100.00	144	14	\$40,320.00
190	11	\$41,800.00	150	13	\$39,000.00
183	12	\$43,920.00	190	11	\$41,800.00
168	13	\$43,680.00	131	14	\$36,680.00
178	11	\$39,160.00	130	13	\$33,800.00
169	13	\$43,940.00	169	11	\$37,180.00
182	12	\$43,680.00	127	12	\$30,480.00
141	15	\$42,300.00	130	13	\$33,800.00
154	12	\$36,960.00	143	14	\$40,040.00
167	12	\$40,080.00	148	14	\$41,440.00
127	15	\$38,100.00	147	12	\$35,280.00
161	14	\$45,080.00	137	11	\$30,140.00
137	12	\$32,880.00	122	14	\$34,160.00
122	13	\$31,720.00	142	13	\$36,920.00
161	12	\$38,640.00	172	15	\$51,600.00
159	15	\$47,700.00	162	15	\$48,600.00
167	12	\$40,080.00	135	13	\$35,100.00
135	11	\$29,700.00	188	11	\$41,360.00
137	15	\$41,100.00	142	12	\$34,080.00
184	14	\$51,520.00	187	12	\$44,880.00
159	13	\$41,340.00	139	15	\$41,700.00
170	11	\$37,400.00	153	13	\$39,780.00
130	11	\$28,600.00	147	11	\$32,340.00
168	14	\$47,040.00	151	14	\$42,280.00
178	12	\$42,720.00	122	14	\$34,160.00
148	15	\$44,400.00	131	14	\$36,680.00
172	13	\$44,720.00	175	14	\$49,000.00
138	11	\$30,360.00	149	15	\$44,700.00
173	15	\$51,900.00	176	14	\$49,280.00
179	11	\$39,380.00	147	13	\$38,220.00
132	13	\$34,320.00	145	12	\$34,800.00
176	12	\$42,240.00	151	11	\$33,220.00
145	15	\$43,500.00	128	12	\$30,720.00
183	12	\$43,920.00	164	15	\$49,200.00
136	11	\$29,920.00	185	13	\$48,100.00
153	15	\$45,900.00	167	14	\$46,760.00
167	15	\$50,100.00	124	14	\$34,720.00
165	14	\$46,200.00	151	12	\$36,240.00
147	12	\$35,280.00	132	13	\$34,320.00
168	13	\$43,680.00	131	13	\$34,060.00
147	12	\$35,280.00	151	13	\$39,260.00
155	12	\$37,200.00	177	14	\$49,560.00
154	15	\$46,200.00	136	13	\$35,360.00
179	15	\$53,700.00	149	12	\$35,760.00
			141	13	\$36,660.00

Estimación de los costos de las unidades de generación y análisis de sensibilidad.

	Flujo de masa Kg/s	Capacidad del agua a 17% de salinidad cal/g°C	T1 °C	T2 °C	Gramos a kilo	Calorías a Julios	Q	Coefficiente de Transferencia (Ahangar, 2015)	A				
	Kg/s	cal/g°C	°C	°C	kg	J	J	$\frac{W}{m^2 \cdot C}$	m^2	m^2	m^2	m^2	
$\dot{Q} = \dot{m}C_p\Delta T$	50	0.8926	170	100	1,000	4.184	13,071,234.4		Súper calentador				
								1,600	116				
$\dot{Q} = \dot{m}C_p\Delta T$	50	0.8926	90	60	1,000	4.184	5,601,957.6		Vaporizador				
			h2 kJ/Kg	h1 kJ/Kg				1,000	186				
$\dot{Q} = \dot{m}\Delta h$	40	-	463.5	296.6			6,676,000		Recuperador				
	TIR	VPN	% De Variación	VPN/100000	TIR	VPN	% De Variación	VPN/100000	TIR	VPN	% De Variación	VPN/100000	
	Area				Tarifas				Pozos				
	10.826%	-2,922,546.5	-60.0%	-29.23	3.498%	-5,396,645.7	-60.0%	-53.97	10.0%	3,718,169.4	-60.0%	37.18	
	9.813%	-28,102.7	-40.0%	-0.28	6.047%	-1,664,143.2	-40.0%	-16.64	11.116%	4,150,798.2	-40.0%	41.51	
	10.323%	2,623,312.7	-20.0%	26.23	8.541%	574,951.2	-20.0%	5.75	10.734%	4,196,197.7	-20.0%	41.96	
	10.620%	2,859,381.3	-10.0%	28.59	9.351%	1,314,546.9	-10.0%	13.15	10.765%	4,029,943.8	-10.0%	40.30	
	10.383%	2,940,025.1	0.0%	29.40	10.383%	2,940,025.1	0.0%	29.40	10.383%	2,940,025.1	0.0%	29.40	
	10.035%	4,704,652.4	10.0%	47.05	11.820%	7,319,258.6	10.0%	73.19	10.6%	4,458,927.9	10.0%	44.59	
	10.436%	5,162,561.0	20.0%	51.63	11.996%	7,525,140.2	20.0%	75.25	10.593%	2,940,025.2	20.0%	29.40	
	10.560%	6,298,395.8	40.0%	62.98	13.670%	10,393,500.6	40.0%	103.94	10.791%	4,327,706.6	40.0%	43.28	
	10.206%	6,677,810.9	60.0%	66.78	15.414%	15,719,507.7	60.0%	157.20	10.622%	4,234,850.0	60.0%	42.35	

Anexo 2: Código en R para la simulación Monte Carlo

```
rm(list=ls())
tr=rnorm(10^6)*6.4+183.5
dt=tr-40
v=rnorm(10^6)*183822.5+7325187.5
h=rnorm(10^6)*0.00049+0.2679
heat=v*h*dt
wat=heat/(60*24*365*25)
total=0.2*0.28*wat
P=ecdf(total)
plot(P,main="Probabilidad_acumulada",
cex.axis=1.3,cex.main=1,xlab="Calor_en_el_reservorio (MW)",
ylab="Valor_Esperado",panel.first=grid())
tem=ecdf(tr)
plot(tem)
```

Bibliografía

- Abisa, M. T. (2002), ‘Geothermal binary plant operation and maintenance systems with svartsengi power plant as a case study’, *Geothermal Training in Iceland: Reports of the United Nations University Geothermal Training Programme in...* .
- Adger, W. N., Huq, S., Brown, K., Conway, D. y Hulme, M. (2003), ‘Adaptation to climate change in the developing world’, *Progress in development studies* **3**(3), 179–195.
- Ahangar, F. A. (2012), ‘Feasibility study of developing a binary power plant in the low-temperature geothermal field in puga, jammu and kashmir, india’, *united nations* .
- Alchian, A. A. (1955), ‘The rate of interest, fisher’s rate of return over costs and keynes’ internal rate of return’, *The American Economic Review* **45**(5), 938–943.
- Alemán-Nava, G. S., Casiano-Flores, V. H., Cárdenas-Chávez, D. L., Díaz-Chavez, R., Scarlat, N., Mahlknecht, J., Dallemand, J.-F. y Parra, R. (2014), ‘Renewable energy research progress in mexico: A review’, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* **32**, 140–153.
- Allen, C. R., T SILVER, L. y Stehli, F. G. (1960), ‘Agua blanca fault—a major transverse structure of northern baja california, mexico’, *Geological Society of America Bulletin* **71**(4), 467–482.
- Álvarez-Rosales, J. (1993), Reconocimiento geotérmico en la zona de ensenada, b.c., Technical report, Departamento de Exploración CFE.
- Angelier, J., Colletta, B., Chorowicz, J., Ortlieb, L. y Rangin, C. (1981), ‘Fault tectonics of the baja california peninsula and the opening of the sea of cortez, mexico’, *Journal of Structural Geology* **3**(4), 347–357.
- Arango-Galván, C., Prol-Ledesma, R. M., Flores-Márquez, E. L., Canet, C. y Estrada, R. E. V. (2011), ‘Shallow submarine and subaerial, low-enthalpy hy-

- drothermal manifestations in punta banda, baja california, mexico: Geophysical and geochemical characterization', *Geothermics* **40**(2), 102–111.
- Armaroli, N. y Balzani, V. (2007), 'The future of energy supply: challenges and opportunities', *Angewandte Chemie International Edition* **46**(1-2), 52–66.
- Astolfi, M., Romano, M. C., Bombarda, P. y Macchi, E. (2014), 'Binary orc (organic rankine cycles) power plants for the exploitation of medium–low temperature geothermal sources—part a: Thermodynamic optimization', *Energy* **66**, 423–434.
- Beltrán Abaunza, J. M. y Quintanilla Montoya, A. L. (2001), 'Calculated heat flow for the ensenada region, baja california, mexico', *Ciencias Marinas* **27**(4).
- Bhandari, S. B. (1985), 'Discounted payback period', *Journal of Financial Education* pp. 1–16.
- Bhattacharyya, S. C. (2011), *Chapter 7: Energy economics: concepts, issues, markets and governance*, Springer Science & Business Media.
- Birkle, P. (2007), 'Development of geothermal energy in México and its energetic potential for the future', *Towards a Cleaner Planet* pp. 343–363.
- Bolton, R. (1973), 'Management of a geothermal field', *Geothermal Energy—Review of Research and Development*, UNESCO pp. 175–184.
- Brigham, E. F. y Houston, J. F. (2012), *Chapter 2: Fundamentals of financial management*, Cengage Learning.
- Budiarto, R., Indarto, S. H. y Sutrisno, S. (2014), 'Recent development of non-conventional geothermal power plant', *Yogyakarta, Indonesia: ASTECHNOVA*.
- CEPAL, O. N. U. (2017 (visitado 26-06-2017)), 'Objetivos y metas para el desarrollo sostenible'. :<http://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/>.
- Chandrasekharam, D. y Bundschuh, J. (2008), *Low-enthalpy geothermal resources for power generation*, Vol. 172, CRC Press Leiden.
- Comisión Federal de Electricidad, C. (2014), Costos y parámetros de referencia para la formulación de proyectos de inversión del sector eléctrico, Technical report, Electricidad, Comisión Federal.

- Comission, U. S. N. R. (2017), 'Capacity factor'. :<https://www.nrc.gov/reading-rm/basic-ref/glossary/capacity-factor-net.html>.
- Covarrubias, H., Hinojosa, R. T., Díaz, M. L. y Velasco, R. S. (2002), 'Rural electrification with a binary power plant maguarichic project in mexico', *TRANSACTIONS-GEOTHERMAL RESOURCES COUNCIL* pp. 689–694.
- CRE, C. R. d. E. (2016), 'Certificados de energia limpia'.
- Diario Oficial de la Federación, C. (2012a), Ley de geotermia, *in* 'Congreso de la Unión, Diario Oficial de la Federación', pp. 06–06.
- Diario Oficial de la Federación, C. (2012b), Ley de la industria eléctrica, *in* 'Congreso de la Unión, Diario Oficial de la Federación', pp. 06–06.
- DiPippo, R. (2012), *Geothermal power plants: principles, applications, case studies and environmental impact*, Butterworth-Heinemann.
- Engineering, V. C. (2014), 'Geothermal binary power plants'.
- Farber, A., Gillet, R. L. y Szafarz, A. (2006), 'A general formula for the wacc'.
- Ferrari, L., López-Martínez, M., Orozco-Esquivel, T., Bryan, S. E., Duque-Trujillo, J., Lonsdale, P. y Solari, L. (2013), 'Late oligocene to middle miocene rifting and synextensional magmatism in the southwestern sierra madre occidental, mexico: The beginning of the gulf of california rift', *Geosphere* pp. GES00925–1.
- Forbes (2017), 'Ganadores tercera subasta de energía en méxico', <https://www.forbes.com.mx/estos-los-ganadores-la-segunda-subasta-electrica-mexico/>. Accessed: 2017-11-14).
- Fournier, R. (1979), 'A revised equation for the na/k geothermometer', *Geothermal Resources Council Transactions* **3**, 221–224.
- Fournier, R. O. y Potter, R. W. (1978), Magnesium correction for the na-k-ca chemical geothermometer, Technical report, Geological Survey, Menlo Park, CA (USA).
- Fournier, R. y Potter, R. (1982), 'Revised and expanded silica (quartz) geothermometer', *Bull., Geotherm. Resour. Counc.(Davis, Calif.);(United States)* **11**(10).

- Franco, A. y Villani, M. (2009), ‘Optimal design of binary cycle power plants for water-dominated, medium-temperature geothermal fields’, *Geothermics* **38**(4), 379–391.
- Fu, W., Zhu, J., Li, T., Zhang, W. y Li, J. (2013), ‘Comparison of a kalina cycle based cascade utilization system with an existing organic rankine cycle based geothermal power system in an oilfield’, *Applied Thermal Engineering* **58**(1), 224–233.
- Garg, S. K. y Combs, J. (2010), Appropriate use of usgs volumetric “heat in place” method and monte carlo calculations, *in* ‘Proceedings 34th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford university, Stanford, California, USA’.
- Garg, S. K. y Combs, J. (2015), ‘A reformulation of usgs volumetric “heat in place” resource estimation method’, *Geothermics* **55**, 150–158.
- Gastil, R. G., Phillips, R. P. y Allison, E. C. (1975), ‘Reconnaissance geology of the state of baja california’, *Geological Society of America Memoirs* **140**, 1–201.
- Gehring, M. y Loksha, V. (2012), ‘Handbook on planning and financing geothermal power generation’, *ESMAP (Energy Sector Management Assistance Programm), Main Findings and Recommendations. The International Bank for Reconstruction and Development, Washington* .
- GeothermEx (2010), ‘An assessment of geothermal resource risk in indonesia’, *United Nations University: Geothermal Training Program* .
- Gislason, S., Hassenkam, T., Nedel, S., Bovet, N., Eiriksdottir, E., Alfredsson, H., Hem, C. P., Balogh, Z. I., Dideriksen, K., Oskarsson, N. et al. (2011), ‘Chapter 1: Characterization of eyjafjallajökull volcanic ash particles and a protocol for rapid risk assessment’, *Proceedings of the National Academy of Sciences* **108**(18), 7307–7312.
- Gudmundsson, J. S., Freeston, D. H. y Lienau, P. J. (1985), ‘The lindal diagram’, *Geothermal Resources Council Transaction* **9**(1), 15–19.
- Gunnlaugsson, E. (2004), ‘Geothermal district heating in reykjavik, iceland’, *International Geothermal Days* pp. 162–169.
- Gutiérrez-Negrín, L. C. (2012), ‘Update of the geothermal electric potential in mexico’, *Geothermal Resources Council Transactions* **36**, 677.

- Hauff, J., Bode, A., Neumann, D. y F, H. (2014), ‘Global energy transitions: A comparative analysis of key countries and implications for the international energy debate’.
- Helper, C. (2018), ‘Well drilling cost’, <http://home.costhelper.com/well-drilling.html>. Accessed: 2018-01-14).
- IGA, I. (2013), ‘Handbook of geothermal exploration best practices: A guide to resource data collection’, *Analysis, and Presentation for Geothermal Projects* .
- Iglesias, E. R., Torres, R. J., Martínez-Estrella, I. y Reyes-Picasso, N. (2010), ‘Summary of the 2010 assessment of medium-to low-temperature mexican geothermal resources’, *Geothermal Resources Council Transactions* **34**, 1155–1159.
- Isaaks, E. H. y Srivastava, R. M. (2001), ‘An introduction to applied geostatistics. 1989’, *New York, USA: Oxford University Press. Jones DR, A taxonomy of global optimization methods based on response surfaces. Journal of Global Optimization* **23**, 345–383.
- Jin, H., Gao, L., Han, W., Li, B. y Feng, Z. (2007), ‘Integrated energy systems based on cascade utilization of energy’, *Frontiers of Energy and Power Engineering in China* **1**(1), 16–31.
- Kanoğlu, M. y Çengel, Y. A. (1999), ‘Economic evaluation of geothermal power generation, heating, and cooling’, *Energy* **24**(6), 501–509.
- Khatib, H. (2003), *Chapter 2: Economic evaluation of projects in the electricity supply industry*, IET.
- Layton, B. E. (2008), ‘A comparison of energy densities of prevalent energy sources in units of joules per cubic meter’, *International Journal of Green Energy* **5**(6), 438–455.
- Lejeune, J. (1980), Technical and economic feasibility of low enthalpy geothermal projects in the eec, *in* ‘Advances in European Geothermal Research’, Springer, pp. 810–819.
- Lonsdale, P. (1989), ‘Geology and tectonic history of the gulf of california’, *The eastern Pacific Ocean and Hawaii: Boulder, Colorado, Geological Society of America, Geology of North America, v. N* pp. 499–521.
- Lovekin, J. (2004), ‘Geothermal inventory’, *Bulletin Geothermal Resources Council* **33**(6), 242–244.

- Lund, H. (2007), 'Renewable energy strategies for sustainable development', *Energy* **32**(6), 912–919.
- Monroy Parada, A. F. et al. (2014), 'Geothermal binary cycle power plant principles, operation and maintenance', *United Nations University: Geothermal Training Program* .
- Moss, R. H., Edmonds, J. A., Hibbard, K. A., Manning, M. R., Rose, S. K., Van Vuuren, D. P., Carter, T. R., Emori, S., Kainuma, M., Kram, T. et al. (2010), 'The next generation of scenarios for climate change research and assessment', *Nature* **463**(7282), 747–756.
- Muffler, P. y Cataldi, R. (1978), 'Methods for regional assessment of geothermal resources', *Geothermics* **7**(2-4), 53–89.
- Muñoz, G., Díaz, E., Campbell, H. y Quintero, M. (2012), 'Baja california: Perfil energético 2010–2020. propuesta y análisis de indicadores energéticos para el desarrollo de prospectivas estatales', *Mexicali, Baja California* pp. 155–157.
- Mwagomba, T. (2014), 'Comparative analysis of geothermal power plant designs suitable for malawi's chiweta geothermal field', *united nations university* .
- Mwagomba, T. (2016), *Preliminary Technical and Economic Feasibility Study of Binary Power Plant for Chiweta Geothermal Field, Malawi*, United Nations University-Reykjavik University.
- Nathenson, M. (1975), Physical factors determining the fraction of stored energy recoverable from hydrothermal convection systems and conduction-dominated areas, Technical report, Geological Survey, Menlo Park, Calif.(USA).
- Ngugi, P. K. et al. (2013), 'Geothermal well drilling', *United Nations University: Geothermal Training Program* .
- Pórhallsson, S. et al. (2012), 'Geothermal drilling cost and drilling effectiveness', *001226914* .
- Pachauri, R. K., Allen, M. R., Barros, V. R., Broome, J., Cramer, W., Christ, R., Church, J. A., Clarke, L., Dahe, Q., Dasgupta, P. et al. (2014), *Climate change 2014: synthesis report. Contribution of Working Groups I, II and III to the fifth assessment report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, IPCC.
- Park, C. S. (2004), *Fundamentals of engineering economics*, Pearson/Prentice Hall (Upper Saddle River, NJ).

- Payne, J. L., Johnson, M. E. y Ledesma Vázquez, J. (2004), ‘Lower cretaceous alisitos formation at punta san isidro: Coastal sedimentation and volcanism’, *Ciencias Marinas* **30**(2).
- Prol-Ledesma, R. M., Canet, C., Torres-Vera, M., Forrest, M. y Armienta, M. (2004), ‘Vent fluid chemistry in bahía concepción coastal submarine hydrothermal system, baja california sur, mexico’, *Journal of Volcanology and Geothermal Research* **137**(4), 311–328.
- Prol-Ledesma, R. M. y Arango-Galván, C. (2017), *Sistemas Geotérmicos de la Península de Baja California*, Departamento de Recursos Naturales, Instituto de Geofísica, UNAM.
- R Development Core Team (2008), *R: A Language and Environment for Statistical Computing*, R Foundation for Statistical Computing, Vienna, Austria. ISBN 3-900051-07-0.
URL: <http://www.R-project.org>
- Rubio-Maya, C., Díaz, V. A., Martínez, E. P. y Belman-Flores, J. (2015), ‘Cascade utilization of low and medium enthalpy geothermal resources- a review’, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* **52**, 689–716.
- Rubio-Maya, C., Martínez, E. P., Romero, C. E., Díaz, V. M. A. y Pacheco-Ibarra, J. J. (2016), ‘Techno-economic assessment for the integration into a multi-product plant based on cascade utilization of geothermal energy’, *Applied Thermal Engineering* **108**, 84–92.
- Saleh, B., Koglbauer, G., Wendland, M. y Fischer, J. (2007), ‘Working fluids for low-temperature organic rankine cycles’, *Energy* **32**(7), 1210–1221.
- Sanyal, K., Robertson-Tait, A., Jayawardana, M., Hutter, G. y Berman, L. (2016), ‘Comparative analysis of approaches to geothermal resource risk mitigation’, *ESMAP (Energy Sector Management Assistance Programm), Main Findings and Recommendations. The International Bank for Reconstruction and Development, Washington* .
- Sanyal, S. K. (2005), Cost of geothermal power and factors that affect it, *in* ‘Proceedings World Geothermal Congress’, pp. 24–29.
- Sanyal, S. K. y Koenig, J. B. (1995), Resource risk and its mitigation for the financing of geothermal projects, *in* ‘Transactions International Geothermal Energy Conference, Florence, Italy’, pp. 2911–2915.
- Schellschmidt, R., Sanner, B., Pester, S. y Schulz, R. (2010), Geothermal energy use in germany, *in* ‘Proceedings World geothermal congress’, Vol. 152, p. 19.

- Scott, S. (1997), 'Submarine hydrothermal systems and deposits', *Geochemistry of hydrothermal ore deposits* pp. 797–875.
- SENER (2016), Prospectiva del sector eléctrico 2016-2030, Technical report, Secretaría de Energía.
- SENER (2017), Balance nacional de energía, Technical report, Secretaría de Energía.
- Skipka, K. J. y Theodore, L. (2014), *Chapter 1: Energy resources: availability, management, and environmental impacts*, Vol. 11, CRC Press.
- Stefansson, V. (2002), 'Investment cost for geothermal power plants', *Geothermics* **31**(2), 263–272.
- subsecretaría de planeación, evaluación y desarrollo regional, S. (2017), 'Baja california'.
- Tester, J. W., Drake, E. M., Driscoll, M. J., Golay, M. W. y Peters, W. A. (2012), *Chapter5: Sustainable energy: choosing among options*, MIT press.
- USA., B. o. L. S. (2017 (visitado 21-11-2018)), 'Cpi inflation calculator'. https://www.bls.gov/data/inflation_calculator.htm/.
- Uzawa, H. (1964), 'Duality principles in the theory of cost and production', *International Economic Review* **5**(2), 216–220.
- White, D. E. y Williams, D. L. (1975), *Assessment of geothermal resources of the United States, 1975*.
- Williams, C. (2014), 'Evaluating the volume method in the assessment of identified geothermal resources', *Geothermal Resources Council Transactions* **38**, 967–974.
- Williams, C. F. (2004), Development of revised techniques for assessing geothermal resources, *in* 'Proceedings, 29th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford University, Stanford, California, 7p'.
- Woodford, A. O. y Harriss, T. (1938), 'Geological reconnaissance across sierra san pedro martir, baja california', *Geological Society of America Bulletin* **49**(9), 1297–1336.